



Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 juin 2014 portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA et Michel THIOILLIÈRE, commissaires.

Les missions de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) la conduisent à accompagner l'évolution des réseaux électriques vers des réseaux électriques intelligents (ou « *Smart grids* »). Elle veille en particulier au bon fonctionnement et au développement des réseaux d'électricité au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique, notamment les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de maîtrise de la demande en énergie et de production d'énergie renouvelable.

Du 4 novembre au 8 décembre 2013, la CRE a réalisé une consultation publique sur le développement des réseaux intelligents¹. Cette consultation ainsi que l'ensemble des travaux menés par la CRE sur les *Smart grids* depuis quatre ans font apparaître la nécessité d'évolutions juridiques, techniques et économiques pour permettre ou faciliter le déploiement à grande échelle des réseaux électriques intelligents, au bénéfice des consommateurs finals.

La CRE publie aujourd'hui des recommandations d'évolution des cadres juridique, technique et économique pour le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension.

Ces premières recommandations visent à :

- favoriser le développement de nouveaux services pour les utilisateurs des réseaux publics de distribution en basse tension ;
- accroître la performance des réseaux publics de distribution d'électricité en basse tension ;
- contribuer à la performance globale du système électrique.

La CRE demande au gestionnaire du réseau de transport (RTE) et aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients de présenter une feuille de route de mise en œuvre des recommandations qui les concernent pour le 1^{er} novembre 2014. Cette feuille de route comprendra un calendrier incluant les études techniques et économiques à mener pour évaluer les coûts et les bénéfices de ces évolutions pour la collectivité, les jalons de mise en œuvre et les points d'avancement avec la CRE envisagés.

¹ Les documents relatifs à cette consultation publique de la CRE sont disponibles à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/developpement-des-reseaux-electriques-intelligents-en-basse-tension>

Cette délibération est construite sur les retours des expériences existantes et concerne donc essentiellement les réseaux électriques. Cependant, le déploiement des nouvelles technologies de l'information et de la communication s'étend également aux autres réseaux d'énergie. La CRE s'est intéressée dans sa démarche *Smart grids* à l'arrivée de ces nouvelles technologies sur les réseaux de gaz, sur les réseaux de chaleur et de froid ainsi que sur les réseaux d'eau². À ce jour, les synergies et les interactions entre ces différents réseaux restent à identifier plus précisément. C'est pourquoi plusieurs projets³ visant à mettre en place des approches multi-énergies à une maille locale ont récemment été lancés.

La CRE appelle tous les acteurs concernés par le développement des réseaux intelligents à poursuivre et amplifier le partage des retours d'expériences techniques, économiques et juridiques des démonstrateurs et projets dans lesquels ils sont impliqués.

La CRE publiera, si nécessaire, de nouvelles recommandations en fonction des retours d'expériences des démonstrateurs.

² Le site internet de la CRE dédié aux *Smart grids* consacre des dossiers spécifiques aux [réseaux de gaz intelligents](#) et aux [réseaux de chaleur et de froid intelligents](#). Un dossier sur les réseaux d'eau intelligents est en préparation, à la suite du forum organisé sur ce sujet par la CRE le 29 avril 2014.

³ Notamment les projets Sunrise (*Smart Urban Networks for Resilient Infrastructures and Sustainable Ecosystems*) sur le campus de l'Université de Lille 1, le projet de boucle énergétique locale « Brest rive droite » et le projet GRHYD à Dunkerque.

Sommaire

1. – Des expérimentations pour préparer le cadre technique, économique et juridique des réseaux électriques intelligents	5
1.1. – La CRE est favorable à la réalisation d'expérimentations pour préparer le cadre technique, économique et juridique des <i>Smart grids</i>	5
1.2. – Les acteurs rencontrés, notamment les collectivités territoriales, souhaitent réaliser des expérimentations dans le domaine des réseaux électriques intelligents	6
2. – Les technologies <i>Smart grids</i> doivent permettre le développement de nouveaux services	9
2.1. – Les consommateurs devront disposer d'une information de qualité et d'outils d'automatisation pour devenir des acteurs à part entière du système électrique	9
2.2. – La mise à disposition des données est nécessaire au développement de nouveaux services pour les utilisateurs	16
2.3. – L'insertion de la recharge du véhicule électrique et hybride rechargeable pourrait être facilitée par des évolutions du cadre actuel	21
2.4. – Vers l'émergence d'un consommateur autoproducteur : une adaptation du dispositif actuel est nécessaire pour permettre la valorisation de l'autoconsommation	31
3. – Les technologies <i>Smart grids</i> doivent permettre d'accroître la performance des réseaux publics de distribution	35
3.1. – Un développement des réseaux électriques intelligents qui doit prendre en compte les possibilités offertes par les installations de production	35
3.2. – Les solutions de raccordement d'installations de consommation pourraient mieux prendre en compte les flexibilités offertes par les consommateurs	40
3.3. – Des prescriptions techniques et un cadre contractuel à adapter pour prendre en compte les caractéristiques spécifiques des installations de stockage d'électricité	42
3.4. – Une exploitation des réseaux qui prend en compte, grâce aux technologies <i>Smart grids</i> , les flexibilités apportées par les différents utilisateurs des réseaux	46
3.5. – L'interopérabilité et la pérennité des technologies <i>Smart grids</i> déployées sur les réseaux publics de distribution doivent pouvoir être garanties	48
4. – Les technologies <i>Smart grids</i> peuvent contribuer à la performance globale du système électrique	53
4.1. – Les installations raccordées aux réseaux publics de distribution pourraient participer davantage à la gestion du système électrique	53
4.2. – Une valorisation plus large des flexibilités de la demande pourrait être permise sur les marchés de l'énergie	57
4.3. – Les retours d'expérience des démonstrateurs sont attendus pour préciser les services que pourraient apporter les installations de stockage d'énergie	60
4.4. – L'évolution du parc de production entraîne de nouveaux enjeux en matière de sûreté du système électrique	61
4.5. – Un équilibre plus contraint du système électrique dans les zones non-interconnectées au réseau métropolitain continental	63
5. – Synthèse des recommandations et des demandes de la CRE	67

5.1. – Récapitulatif des recommandations	67
5.2. – Demandes de la CRE	75
6. – Annexes	77
Annexe 1 – Listes des acteurs rencontrés	77
Annexe 2 – La liste des Informations commercialement sensibles (ICS)	80
Annexe 3 – L'accès aux données énergétiques	82
Annexe 4 – Dispositions auxquelles pourrait être soumise l'activité de recharge de véhicules électriques	83
Annexe 5 – Coûts de gestion, de comptage et de soutirage des différentes solutions d'installations des bornes de recharge de véhicules électriques dans les immeubles collectifs	84
Annexe 6 – Exemples de raccordement d'installations de stockage	86

1. – Des expérimentations pour préparer le cadre technique, économique et juridique des réseaux électriques intelligents

1.1. – La CRE est favorable à la réalisation d'expérimentations pour préparer le cadre technique, économique et juridique des *Smart grids*

Les réseaux électriques se modernisent pour répondre au développement des énergies renouvelables, aux nouveaux usages de l'électricité et aux enjeux de maîtrise de la demande en énergie. De nouvelles technologies de réseaux intelligents se mettent en place.

Le développement des réseaux électriques intelligents repose largement sur une démarche expérimentale. Des expérimentations sont actuellement en cours pour évaluer les problématiques techniques, économiques et juridiques rencontrées dans le cadre de ces évolutions. De nombreux projets innovants, regroupant des acteurs aux expertises complémentaires (gestionnaires de réseaux, équipementiers, acteurs des télécoms et de l'informatique, centres de recherche, collectivités territoriales, etc.), ont été lancés sur l'ensemble du territoire, soutenus par les programmes d'incitation à l'innovation, tels que le programme des Investissements d'avenir confié à l'ADEME depuis 2010 ou encore les Programmes-cadres pour la recherche et le développement technologique de l'Union européenne.

La CRE a souhaité accompagner et soutenir l'effort d'innovation des gestionnaires de réseaux et a défini un cadre de régulation propice à l'investissement et au développement de projets de recherche et développement (R&D). Les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 4) ont introduit un dispositif destiné à donner à RTE et ERDF les moyens pour mener à bien les projets de R&D et d'innovation nécessaires à la construction des réseaux électriques de demain en garantissant notamment l'absence de frein tarifaire pour engager des projets de R&D ou réaliser des investissements innovants. Un dispositif de suivi sera également mis en place. Il est destiné à donner aux acteurs du secteur électrique une plus grande visibilité sur les projets menés par les gestionnaires de réseaux dans le domaine de l'innovation. Outre leur intérêt pour les résultats de ces projets, certains acteurs ont souligné l'importance que le choix, par les gestionnaires de réseaux, des partenaires associés aux expérimentations s'effectuent de manière non discriminatoire.

Pour préparer la conception ou l'adaptation de la régulation sans attendre l'achèvement des expérimentations, la CRE associe à sa réflexion sur le développement des réseaux électriques intelligents les acteurs impliqués dans les projets *Smart grids* en France. Les échanges réguliers de la CRE avec les porteurs de projets ont été l'occasion, pour les acteurs impliqués dans les expérimentations en France, de présenter leurs démonstrateurs. La CRE a ainsi répertorié plus d'une centaine de démonstrateurs *Smart grids*.

Plus de 100 projets *Smart grids* sur l'ensemble du ... qui expérimentent les fonctionnalités de demain territoire ...

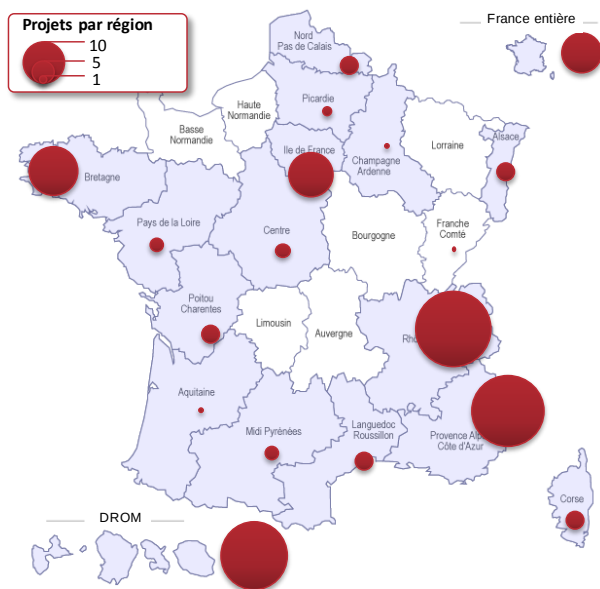


Figure 1 – Projets *Smart grids* par région
(Source : CRE)

N.B. : la carte n'est pas exhaustive et présente les projets dont la CRE a connaissance.

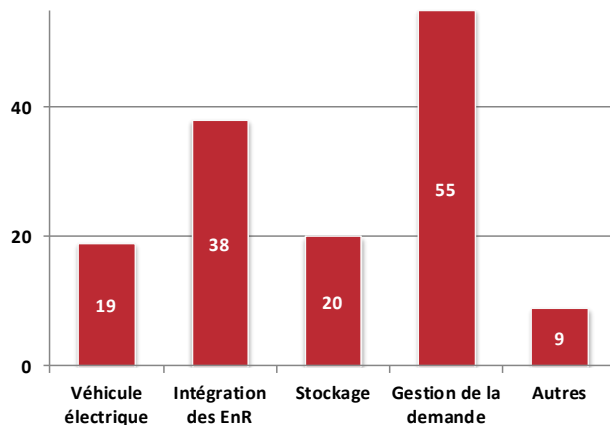


Figure 2 – Nombre de projets par fonctionnalité
(Source : CRE)

N.B. : certains projets testent plusieurs fonctionnalités

La CRE a poursuivi son travail de communication et d'animation de la communauté *Smart grids*. En présentant les expérimentations *Smart grids* et leur état d'avancement, le site Internet *Smart grids* de la CRE permet aujourd'hui de partager l'expertise et de susciter la réflexion des parties prenantes. Les premiers retours d'expérience des différents démonstrateurs ont, par ailleurs, permis aux acteurs impliqués d'identifier un certain nombre de questions auxquelles ils souhaitent que les pouvoirs publics apportent des réponses.

Ces expérimentations visent à préparer des déploiements à plus grande échelle des technologies *Smart grids*. En particulier, les évaluations techniques et économiques des expérimentations devront permettre de définir les processus industriels de déploiement de ces solutions et des processus opérationnels de fonctionnement des réseaux électriques intelligents.

1.2. – Les acteurs rencontrés, notamment les collectivités territoriales, souhaitent réaliser des expérimentations dans le domaine des réseaux électriques intelligents

Depuis le début de l'année 2013, la CRE s'est entretenue avec les représentants de nombreuses collectivités territoriales – communes, départements et régions – et établissements publics de coopération intercommunale (EPCI)⁴ pour comprendre les évolutions en cours sur les sujets énergétiques à l'échelon

⁴ Voir en Annexe 1, la liste des collectivités territoriales consultées.

local et les attentes de ces acteurs vis-à-vis du régulateur. Dans le prolongement de ces entretiens, la CRE a également réuni des représentants des collectivités territoriales, et notamment des élus, lors de tables rondes régionales dédiées à la gouvernance de l'énergie et à l'évolution de la régulation.

La majorité des acteurs rencontrés a exprimé le souhait que soit ouvert un droit à l'expérimentation pour tester, dans des conditions opérationnelles, de nouveaux modes de gestion et de nouveaux modèles d'affaires des *Smart grids*. Cette demande a également été formulée par de nombreux acteurs dans leurs réponses à la consultation publique de la CRE sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension. Ils ont en particulier évoqué des sujets qui pourraient faire l'objet d'un droit à l'expérimentation :

- l'autoconsommation à une maille locale (plus grande que celle de l'installation individuelle : la maille de l'ilot ou du quartier par exemple) ;
- les réseaux fermés de distribution, tels que prévus à l'article 28 de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009⁵ ;
- les services apportés par le stockage, leur complémentarité et les modèles d'affaires associés ;
- la gestion optimisée et coordonnée à une maille locale des réseaux d'électricité, de gaz, de chaleur et de froid.

Les outils juridiques existent d'ores-et-déjà. L'expérimentation législative et réglementaire a été consacrée aux articles 37-1 et 72 de la Constitution par la loi constitutionnelle n° 2003-276 du 28 mars 2003⁶.

L'article 37-1 de la Constitution permet l'expérimentation dans les conditions suivantes :

- l'expérimentation doit porter sur un objet limité ;
- l'expérimentation doit avoir une durée limitée avant sa généralisation, sa modification ou son abandon.

Par ailleurs, l'article 72 de la Constitution ouvre l'expérimentation aux collectivités territoriales pour les questions relatives à leurs compétences. Cet article dispose à l'alinéa 4 que dans les « *conditions prévues par la loi organique, et sauf lorsque sont en cause les conditions essentielles d'exercice d'une liberté publique ou d'un droit constitutionnellement garanti, les collectivités territoriales ou leurs groupements peuvent, lorsque, selon le cas, la loi ou le règlement l'a prévu, déroger, à titre expérimental et pour un objet et une durée limités, aux dispositions législatives ou réglementaires qui régissent l'exercice de leurs compétences* ».

Dans le cadre fixé par l'article 72 de la Constitution, la loi organique n° 2003-704 du 1^{er} août 2003⁷ définit le cadre de l'expérimentation ouverte aux collectivités territoriales que ce soit dans le domaine législatif ou dans le domaine réglementaire. Ainsi, l'expérimentation doit être autorisée par voie législative lorsqu'elle relève du domaine de la loi et par décret en Conseil d'État lorsqu'elle relève du domaine réglementaire. La loi ou le décret en Conseil d'État doivent notamment préciser :

- l'objet de l'expérimentation ;
- sa durée (cinq années maximum) ;
- les caractéristiques des collectivités susceptibles d'expérimenter ;
- les dispositions auxquelles il pourra être dérogé.

Selon les collectivités territoriales rencontrées, le cadre actuel est contraint et relativement complexe à mettre en œuvre. Elles ont notamment fait part de lourdeurs administratives entraînées par ce cadre

⁵ Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE.

⁶ Loi constitutionnelle n° 2003-276 du 28 mars 2003 relative à l'organisation décentralisée de la République.

⁷ Loi organique n° 2003-704 du 1^{er} août 2003 relative à l'expérimentation par les collectivités territoriales.

(délais, élaboration d'un rapport au Parlement, *etc.*) et d'un rôle important joué par le pouvoir central, une loi étant nécessaire pour une expérimentation dans le domaine législatif et un décret pour une expérimentation dans le domaine réglementaire.

2. – Les technologies *Smart grids* doivent permettre le développement de nouveaux services

Le développement des énergies de sources renouvelables et des nouveaux usages de l'électricité imposent de moderniser le système électrique. Il pourra ainsi être piloté de manière plus flexible pour gérer la variabilité des énergies renouvelables (EnR) et le développement de nouveaux usages tels que le véhicule électrique. Les EnR et les nouveaux usages ont également pour effet de faire évoluer le système, où l'équilibre en temps réel est majoritairement assuré en adaptant la production à la consommation, vers un système où l'ajustement se fait également par la demande, faisant ainsi du consommateur un véritable acteur du système électrique.

Le consommateur est désormais au cœur des réseaux électriques du futur. L'évolution de son comportement, que ce soit en matière de demande (sa consommation) ou d'offre (sa production) d'électricité, aura un impact sur le fonctionnement global du système. Une plus grande flexibilité de l'offre et de la demande pourrait également être rendue possible par l'utilisation de moyens de stockage par les consommateurs et les producteurs. Une telle amélioration de la flexibilité de la demande et de la production décentralisée pourrait accroître la contribution des utilisateurs à l'équilibre offre/demande du système électrique.

Le consommateur participe déjà à la gestion du réseau et à l'équilibre du système au travers de mécanismes divers, tels que la différenciation temporelle des prix (heures creuses/heures pleines, tarifs dynamiques, etc.) et les effacements.

Avec le déploiement des technologies *Smart grids*, un très grand nombre de données sera collecté sur les réseaux publics de distribution, et notamment des données sur les équipements du réseau, sur la qualité de l'électricité, sur la consommation et sur la production d'électricité. L'analyse et l'utilisation de ces données permettront de développer de nouveaux services pour les utilisateurs.

Dans ce cadre, l'un des principaux chantiers des *Smart grids* est d'arriver à ce que l'ensemble des utilisateurs, et tout particulièrement les consommateurs, soient impliqués et disposent des outils nécessaires pour gérer au mieux (ou pour faire gérer au mieux par un tiers qu'ils autorisent), en fonction de l'état du système électrique, leur consommation ou leur production d'énergie.

2.1. – Les consommateurs devront disposer d'une information de qualité et d'outils d'automatisation pour devenir des acteurs à part entière du système électrique

Les réseaux électriques relient les installations des producteurs et des consommateurs entre elles. Les réseaux électriques intelligents devront permettre la participation de l'ensemble de ces installations à une gestion plus efficace du réseau et du système électrique tout en préservant sa qualité, sa sûreté et sa sécurité. Dans ce cadre, les utilisateurs (ou les tiers autorisés) devront disposer des informations utiles et des moyens de les traiter afin de pouvoir adapter le fonctionnement de leur installation aux besoins du système électrique.

2.1.1. – Des outils intelligents de pilotage de l'installation existent déjà

L'information est essentielle pour permettre aux consommateurs d'optimiser, voire de réduire, leur consommation d'électricité. Les dispositifs d'information sur le fonctionnement du système énergétique permettent une prise de conscience des enjeux énergétiques par le consommateur. Des dispositifs d'information personnalisés et des solutions d'automatisation de la gestion de l'énergie permettent une meilleure appropriation et un engagement de celui-ci dans des démarches de participation plus active à l'équilibre offre/demande ou dans des démarches visant l'amélioration de l'efficacité énergétique de son

installation. L'information des utilisateurs du réseau peut ainsi se faire par le biais de dispositifs d'appel citoyen à la maîtrise de la consommation d'électricité ou d'outils et de technologies *Smart grids* au sein des bâtiments.

Ainsi, des matériels communicants peuvent être déployés dans les installations résidentielles ou les locaux professionnels sans que ces bâtiments soient nécessairement équipés de compteur communicant. Il existe, en effet, la possibilité pour le consommateur d'installer directement, en aval du compteur électrique, un boîtier communicant. Ce boîtier peut être raccordé à des capteurs de mesure (tels que des prises intelligentes) et à Internet. Ce type de dispositif peut permettre différentes actions : la mesure de la consommation électrique globale de l'installation (en kWh, euros, émissions de CO₂, etc.), la régulation du chauffage par la programmation et le pilotage d'un thermostat communicant, la commande à distance et le diagnostic de consommation des appareils électriques, un bilan énergétique et la comparaison avec des foyers similaires, des conseils et un suivi périodique des résultats, la possibilité de recevoir des alertes (par courriel, SMS, etc.) en cas de consommation d'électricité inhabituelle et l'automatisation de l'extinction des appareils en veille, par exemple.

En sensibilisant le consommateur et en lui permettant de piloter son installation en fonction de ses besoins et/ou des contraintes du système électrique, ces outils constituent d'ores-et-déjà une brique intelligente au niveau du consommateur pour l'évolution des réseaux électriques vers les *Smart grids*.

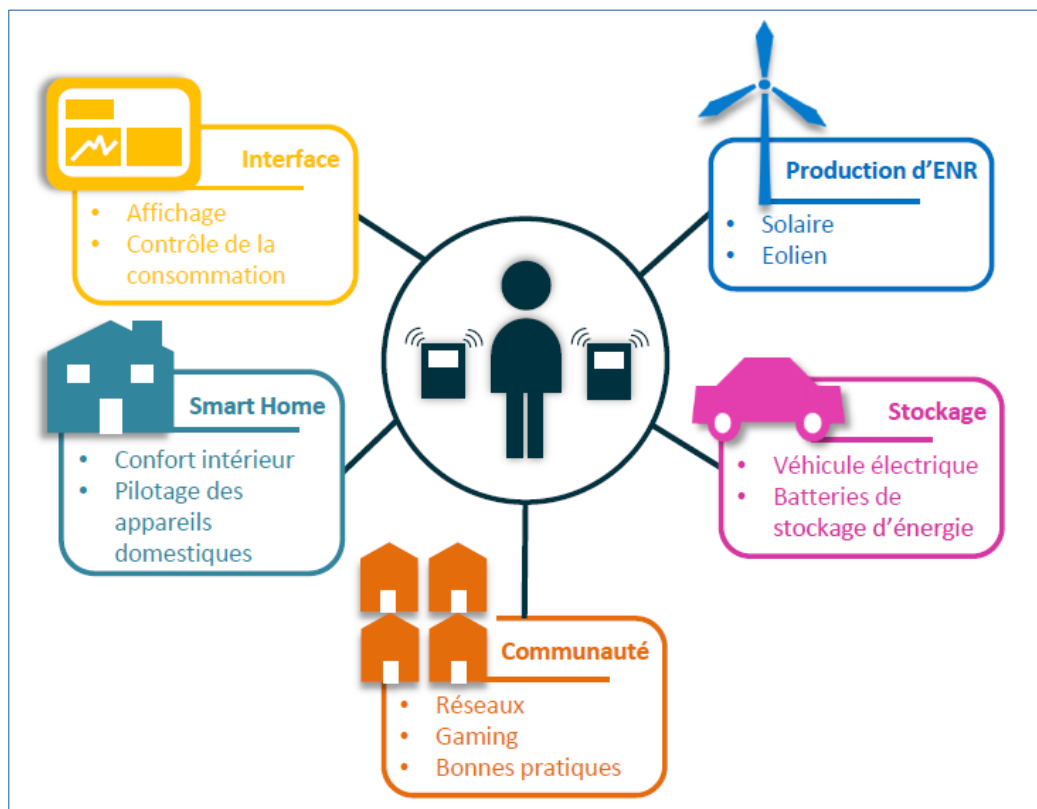


Figure 3 – Les possibilités ouvertes par les *Smart grids* pour le consommateur
(Source : Colombus Consulting)

Recommandation n° 1

Le développement et l'appropriation de dispositifs d'information et d'outils de pilotage des installations intérieures permettront de sensibiliser et d'impliquer plus fortement le consommateur en tant qu'acteur à

part entière du système électrique.

Dans le cas où ces dispositifs transmettent des informations sur la consommation électrique de l'ensemble de l'installation, la CRE recommande que ces dispositifs utilisent les données issues du dispositif de comptage. La CRE est favorable à ce que les instances de normalisation, et notamment la commission UC205 de l'AFNOR (Systèmes électroniques pour les foyers domestiques et les bâtiments), intègrent cette disposition dans leurs travaux.

2.1.2. – Une utilisation optimale du potentiel des systèmes de comptage évolués implique une standardisation du contenu de l'interface TIC des compteurs communicants

Encadré : les évolutions du pilotage des équipements de l'installation intérieure

Du système de comptage actuel ...

Les compteurs électroniques du parc actuellement installé en France disposent d'un seul relais, piloté sur la base du signal tarifaire émis par le gestionnaire de réseaux de distribution (télécommande à fréquence musicale – TCFM à 175 Hz). Ce relais a pour fonction de commander l'alimentation d'appareils de chauffage par accumulation, principalement le chauffe-eau (Eau chaude sanitaire – ECS). Cette fonctionnalité fournit une première réponse au besoin de modulation de la demande en électricité.

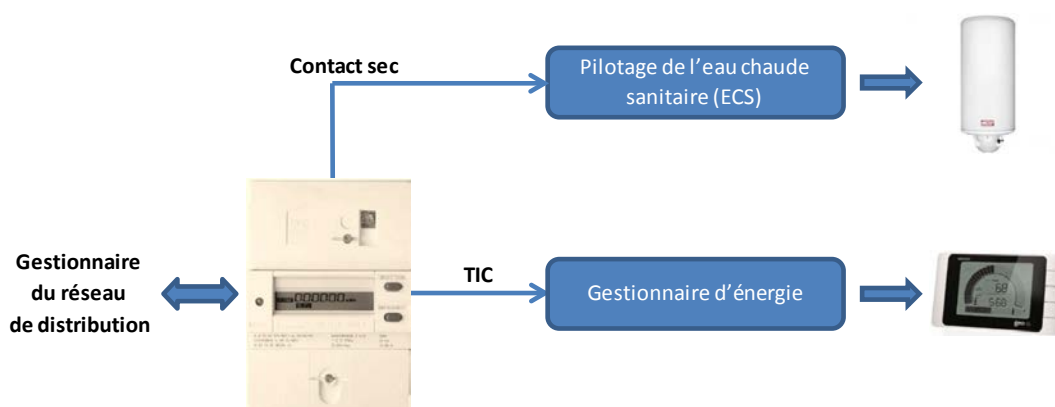


Figure 4 – Schéma d'un exemple de fonctionnement actuel : le pilotage de l'ECS et l'information de la consommation déportée par le compteur électronique (Source : CRE)

Outre leur interface de télé-report, les compteurs électroniques du parc actuel disposent d'une interface de communication : l'interface Télé-information client (TIC). Cette interface permet de mettre à la disposition du client ou d'un tiers autorisé par lui, par raccordement direct au compteur, différentes données enregistrées par le compteur.

Il appartient aux acteurs du marché, s'ils le souhaitent, de proposer des dispositifs raccordés en aval du compteur offrant davantage de fonctionnalités (notamment, plusieurs relais tarifaires), en utilisant, par exemple, l'interface TIC.

... au système de comptage évolué

Les compteurs communicants intégreront un contact sec pilotable sur la base du calendrier tarifaire du distributeur ou du fournisseur⁸.

L'interface TIC des compteurs électroniques est également reconduite dans les nouveaux systèmes de comptage car

⁸ Arrêté du 4 janvier 2012, pris en application de l'article 4 du décret n° 2010-1022 du 31 août 2010, relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité.

elle constitue une réponse efficace au besoin de nombreuses applications utilisant les données de comptage et, notamment, de certaines applications de maîtrise de la demande d'énergie (MDE). À cet effet, l'interface TIC des systèmes de comptage évolué est enrichie⁹. De nombreuses données transitent par cette interface, notamment la puissance instantanée, les informations relatives aux différentes périodes tarifaires, les informations de consommation (dont une alerte de dépassement de la puissance souscrite), les index horo-saisonniers, des éléments de courbe de charge, la valeur maximale de la puissance soutirée (P_{max}), les derniers écarts de la qualité de l'alimentation en électricité, l'état du contact sec, etc.

Cette interface TIC comprend sept relais « *virtuels* » s'ajoutant au contact sec intégré et permettant chacun la mise en service ou hors service d'un usage (l'eau chaude sanitaire, le chauffage, la recharge du véhicule électrique, etc.).

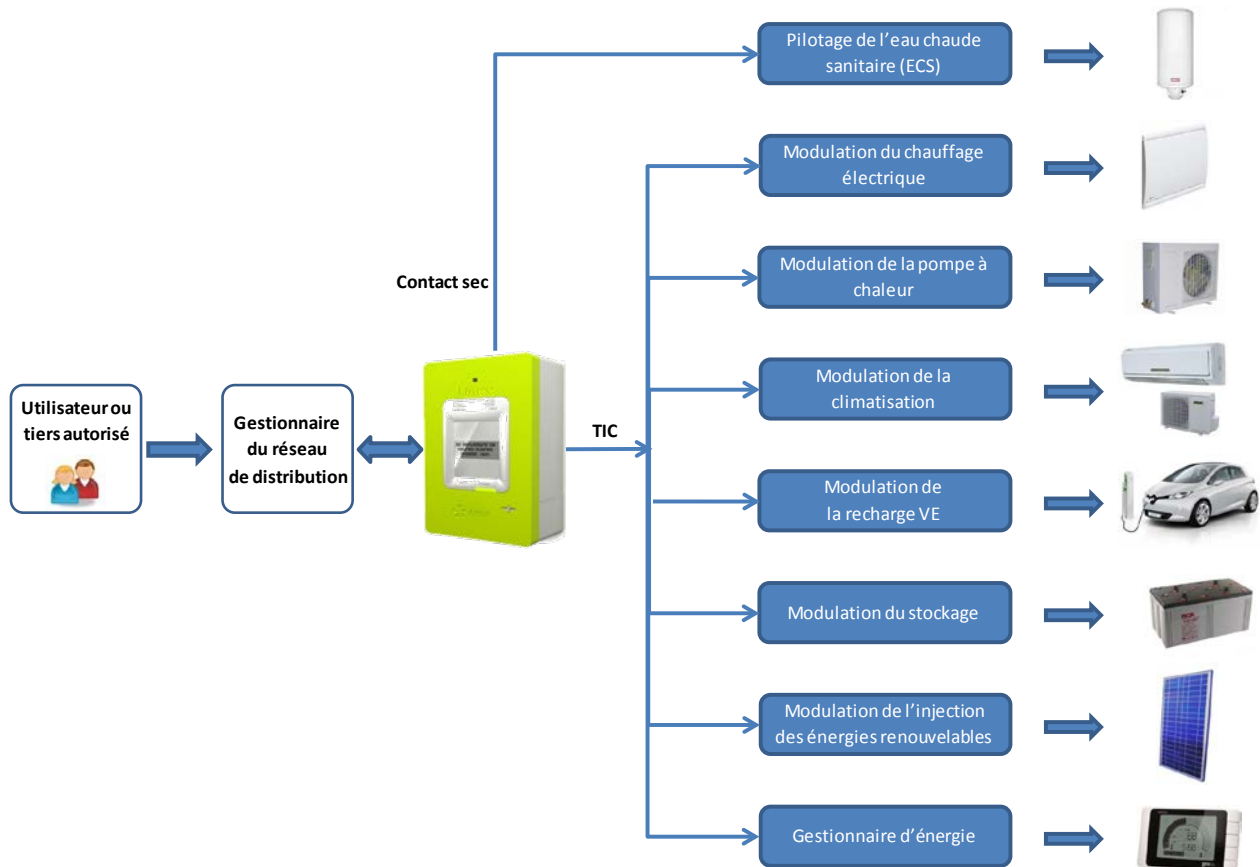


Figure 5 – Exemple de pilotage des usages ou d'échanges d'informations via le compteur évolué Linky (Source : CRE)

L'interface TIC des compteurs communicants permet également de transmettre des messages courts et des messages ultra-courts (respectivement 32 et 16 caractères) qui pourront être utilisés par des matériels en aval du compteur. L'absence de toute standardisation du contenu de ces messages pourrait être un frein à l'apparition rapide de matériels et de services évolués peu coûteux et efficaces pour les installations intérieures (par exemple, les gestionnaires d'énergie) et elle pourrait limiter le choix des consommateurs.

⁹ Les caractéristiques techniques et fonctionnelles des sorties de télé-information client des appareils de comptage Linky sont décrites dans le document ERDF-NOI-CPT_54E V1, consultable à l'adresse suivante : http://www.erdf.fr/medias/DTR_Generalites/ERDF-NOI-CPT_54E.pdf

L'interface TIC permettra aussi de gérer sept relais « *virtuels* » en plus du relais filaire. L'activation de ces relais sera définie par la grille tarifaire de l'offre du fournisseur d'électricité. L'harmonisation de l'association des relais « *virtuels* » à des usages types (par exemple eau chaude sanitaire, chauffage, etc.) facilitera le pilotage de ces usages par les relais.

Recommandation n° 2

Afin de profiter au mieux des potentialités des systèmes de comptage évolués, la CRE demande que le Groupe de Travail Électricité (GTE)¹⁰ définisse :

- d'une part, des contenus standardisés de messages courts et ultra-courts transmis par l'interface télé-information client (TIC) ;
- et, d'autre part, l'association des relais « *virtuels* » à des usages types.

Recommandation n° 3

Afin que les potentialités des systèmes de comptage évolués soient utilisées au mieux, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution de publier, dans leur documentation technique de référence, la standardisation retenue dans le cadre des travaux du GTE pour les contenus des messages et l'association des relais « *virtuels* » à des usages types.

2.1.3. – Le pilotage des équipements de l'installation électrique *via* le compteur communicant sera facilité par la standardisation de l'interface TIC du compteur

Dans leur réponse à la consultation publique de la CRE sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension, de nombreux acteurs ont souligné l'importance de construire des systèmes ouverts reposant sur des normes et des standards afin que les différents éléments situés ou raccordés sur les réseaux électriques puissent interagir entre eux.

Avec le déploiement des systèmes de comptage évolués, les appareils électriques du foyer situés en aval du compteur (chauffe-eau, produits blancs et bruns, véhicule électrique, gestionnaire d'énergie, etc.) pourront être pilotés par l'utilisateur ou par un opérateur qu'il autorisera.

Afin que ce pilotage se fasse dans des conditions optimales, il est nécessaire que l'association entre les relais « *virtuels* » du compteur, qui transmettent ces ordres de pilotage, et les usages types, qui correspondent à des appareils de l'installation électrique du consommateur, soit normalisée.

La norme concernée est la norme NF C 15-100¹¹ qui définit les principes de raccordement des installations intérieures en basse tension et de faible puissance.

Afin que les informations issues des systèmes de comptage évolués soient mieux prises en compte par les différents équipements composant l'installation électrique, l'association des relais « *virtuels* » à des

¹⁰ Le Groupe de Travail Électricité a été créé en 2005 par la CRE pour définir les modalités pratiques de fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz. Ils rassemblent l'ensemble des acteurs concernés : représentants des consommateurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux et pouvoirs publics. Le site du GTE : <http://www.gte2007.com/>

¹¹ La norme NF C 15-100 relative aux installations électriques à basse tension, d'application obligatoire, est consultable sur le site de l'Agence française de normalisation (AFNOR).

usages types devrait être standardisée et intégrée dans la norme NF C 15-100 par les instances de normalisation.

Recommandation n° 4

Pour simplifier le raccordement d'équipements en aval des compteurs communicants, la CRE est favorable à ce que l'AFNOR standardise et intègre dans la norme NF C 15-100 l'association des relais « *virtuels* » à des usages types.

2.1.4. – Les utilisateurs pourront d'autant mieux s'approprier l'interface TIC du compteur communicant qu'ils pourront la personnaliser

La gestion automatique des équipements de l'installation électrique intérieure, déjà existante, se développe avec la multiplication des technologies *Smart grids*. Cette automatisation est d'autant mieux vécue par l'utilisateur qu'il a la possibilité de l'adapter à ses besoins.

D'une part, il convient que les systèmes de comptage évolués permettent de conserver¹² les choix initiaux de câblage des installations intérieures effectués par l'utilisateur lors de sa souscription à un tarif historique à différenciation temporelle. Cela implique *a minima* de pouvoir gérer le contact sec dans le cadre des tarifs règlementés avec la même liberté. Aujourd'hui, dans le cas du tarif historique Bleu Option Tempo, l'utilisateur a la possibilité de choisir l'état du contact sec (EAU 1, EAU 2 ou EAU 3) suivant la plage horaire considérée.

Plage horaire		Appellation de l'index	État du contact sec au choix		
			EAU 1	EAU 2	EAU 3
Jour Bleu	6 – 22 heures	Jour Bleu – Heures Creuses	F	F	F
	22 – 6 heures	Jour Bleu – Heures Pleines	O	F	F
Jour Blanc	6 – 22 heures	Jour Blanc – Heures Creuses	F	F	F
	22 – 6 heures	Jour Blanc – Heures Pleines	O	O	F
Jour Rouge	6 – 22 heures	Jour Rouge – Heures Creuses	F	F	F
	22 – 6 heures	Jour Rouge – Heures Pleines	O	O	O

F : contact sec fermé (usage allumé) – O : contact sec ouvert (usage éteint).
 Dans l'état EAU 1, l'usage est hors service pendant les heures pleines tous les jours.
 Dans l'état EAU 2, l'usage est hors service pendant les heures pleines des jours rouges et blancs.
 Dans l'état EAU 3, l'usage n'est hors service que pendant les heures pleines des jours rouges.

Tableau 1 – Choix de l'état du contact sec dans le cadre du calendrier Tempo (Source : ERDF)

Il convient donc que l'utilisateur conserve la capacité de choisir l'état du contact sec qui lui était précédemment offerte.

¹² La CRE a demandé que tout « système de comptage évolué doit permettre le maintien des installations électriques intérieures existantes [...] en particulier, pour ce qui concerne le relais de commande tarifaire » dans sa délibération portant orientations pour le comptage électrique basse tension évolué du 10 septembre 2007 consultable à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/evolution-du-comptage-electrique-basse-tension-de-faible-puissance-36-kva/consulter-les-orientations-des-services-de-la-cre>

D'autre part, dans les systèmes de comptage évolués, cette automatisation peut être réalisée grâce à l'attribution des relais « *virtuels* » à des usages types. Le fonctionnement des usages types est défini par l'état (en service ou hors service) des relais « *virtuels* ». La position des relais est définie pour chaque plage horaire de l'offre tarifaire choisie. Cependant, si la définition des états peut sembler simple pour une offre ne présentant que deux plages, au-delà de ce nombre, l'utilisateur peut vouloir adapter l'état des relais « *virtuels* » en fonction de son installation et de l'usage qu'il en a. Il convient donc que l'utilisateur (ou un tiers autorisé) ait la possibilité de modifier l'attribution prédéfinie des relais « *virtuels* » pour l'ajuster à son installation et à ses usages.

Dans l'exemple ci-après, l'utilisateur choisi un état des relais différent de celui proposé par son fournisseur d'électricité.

Plage horaire		Appellation de l'index	État des relais							
			Rel 1	Rel 2	Rel 3	Rel 4	Rel 5	Rel 6	Rel 7	Rel 8
Jour Week-end	0 – 24 heures	Jour Week-end	F	F	F	F	F	F	F	F
Jour Semaine	6 – 22 heures	Jour Semaine – Heures Creuses	O	F	F	F	F	F	F	F
	22 – 6 heures	Jour Semaine – Heures Pleines	O	O	F	F	F	F	F	F

F : contact sec fermé (usage allumé) – O : contact sec ouvert (usage éteint).
 Le week-end, tous les usages sont en service.
 Les soirs de semaine, les usages raccordés au relais 1 sont hors service.
 En journée pendant la semaine, les usages raccordés aux relais 1 et 2 sont hors service.

Tableau 2 – Proposition de l'état des relais par le fournisseur dans le cadre d'une offre « Soir et Week-end »¹³ (Source :CRE)

Plage horaire		Appellation de l'index	État des relais							
			Rel 1	Rel 2	Rel 3	Rel 4	Rel 5	Rel 6	Rel 7	Rel 8
Jour Week-end	0 – 24 heures	Jour Week-end	F	O	F	F	F	F	F	F
Jour Semaine	6 – 22 heures	Jour Semaine – Heures Creuses	O	F	F	F	F	F	F	F
	22 – 6 heures	Jour Semaine – Heures Pleines	O	O	F	F	F	F	F	F

F : contact sec fermé (usage allumé) – O : contact sec ouvert (usage éteint).
 Le week-end, les usages raccordés au relais 2 sont hors service.
 Les soirs de semaine, les usages raccordés au relais 1 sont hors service.
 En journée pendant la semaine, les usages raccordés aux relais 1 et 2 sont hors service.

Tableau 3 – Choix de l'état des relais par un utilisateur dans le cadre d'une offre « Soir et Week-end »¹⁴ (Source :CRE)

¹³ Cette offre a été élaborée à titre d'illustration et ne présage en rien de ce que pourraient être les offres proposées par les fournisseurs d'électricité avec les systèmes de comptage évolués.

¹⁴ Cette offre a été élaborée à titre d'illustration et ne présage en rien de ce que pourraient être les offres proposées par les fournisseurs d'électricité avec les systèmes de comptage évolués.

Recommandation n° 5

Pour favoriser la connaissance que les consommateurs ont de la gestion de leur installation, la CRE est favorable à ce que ces derniers (ou un tiers autorisé par eux) aient accès à une interface leur permettant de connaître, d'une part, l'état des relais attribué à chaque plage horaire et, d'autre part, les usages types associés à chaque relais.

Afin de profiter au mieux des potentialités des systèmes de comptage évolués, il convient que les consommateurs (ou un tiers autorisé par eux) puissent modifier aisément l'attribution de l'état des relais aux index, au moins au moment de la souscription de l'offre tarifaire, et ce, sans surcoût pour eux.

À cet effet, la CRE demande que le Groupe de Travail Électricité (GTE) examine les modalités de modification de l'état des relais « *virtuels* ».

2.2. – La mise à disposition des données est nécessaire au développement de nouveaux services pour les utilisateurs

Avec le déploiement des technologies de *Smart grids*, un très grand nombre de données sera collecté sur les réseaux en basse et moyenne tension (données patrimoniales réseau, données techniques, données de mesure de la qualité d'alimentation et données de consommation et de production).

Dans leur réponse à la consultation publique de la CRE du 4 novembre 2013, de nombreux acteurs ont appelé de leurs vœux la mise en place d'un service public de gestion des données, tel qu'il a été évoqué lors du débat national sur la transition énergétique¹⁵, afin notamment de disposer des données patrimoniales et d'obtenir les courbes de charge agrégées au niveau de certains ouvrages. Cela permettrait aux collectivités territoriales, aux autorités concédantes, mais également à de nombreux acteurs, d'être mieux informés, de proposer de nouveaux services au consommateur final et de développer de nouveaux outils pour une gestion optimisée du système électrique. À ce sujet, certains acteurs ont souhaité que la gestion des données des *Smart grids* soit conçue en prenant en compte non seulement l'électricité, mais aussi l'ensemble des autres fluides (gaz, chaleur, froid, eau, *etc.*).

Certains acteurs ont demandé que les données anonymisées soient rendues accessibles sous forme d'une base de données à accès libre pour, notamment, faciliter l'innovation et le développement de nouveaux services.

Une grande partie d'entre eux a toutefois rappelé qu'en tout état de cause les données personnelles devaient rester la propriété de l'utilisateur.

Pendant, pour d'autres acteurs, le statut des Informations commercialement sensibles (ICS)¹⁶ devrait être revu pour ne pas entraver leurs missions en matière de maîtrise de la demande en énergie au niveau local.

¹⁵ Le site dédié au débat national sur la transition énergétique est accessible à l'adresse suivante : <http://www.transition-energetique.gouv.fr/>

¹⁶ Voir en Annexe 2, la liste des Informations commercialement sensibles (ICS).

2.2.1. – La sécurité et la confidentialité des données énergétiques personnelles est un préalable à la mise à disposition des données

Jusqu'à présent, les données collectées sur les réseaux électriques consistaient essentiellement en quelques index relevés au mieux deux fois par an en vue de la facturation de l'utilisateur. Ces données sont des données personnelles protégées. Dans la mesure où les dispositifs de *Smart grids* pourraient permettre de collecter un plus grand nombre de données à caractère personnel, il convient de s'assurer que ces nouvelles données collectées seront également correctement protégées.

2.2.1.a. – La CNIL veille à la protection des données à caractère personnel

La Commission nationale de l'informatique et des libertés (CNIL) est l'autorité administrative indépendante chargée de veiller à ce que, conformément aux dispositions de l'article 1^{er} de la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978¹⁷, l'informatique soit au service du citoyen et qu'elle ne porte atteinte ni à l'identité humaine, ni aux droits de l'homme, ni à la vie privée, ni aux libertés individuelles ou publiques.

Les services de la CRE et de la CNIL ont eu de nombreux échanges sur les sujets relatifs aux réseaux électriques intelligents. De ces rencontres, il est ressorti le constat croisé que la déclaration des fichiers contenant des données à caractère personnel par les opérateurs pouvait être améliorée.

La CRE rappelle qu'en application de la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978, les acteurs qui exploitent ou constituent des fichiers informatisés comportant des données à caractère personnel doivent s'assurer que ces fichiers sont déclarés, et le cas échéant autorisés, auprès de la CNIL.

2.2.1.b. – Les données à caractère personnel seront mieux protégées par l'application du modèle d'analyse d'impact européen

Pour répondre aux enjeux de protection des données à caractère personnel dans le cadre du déploiement des *Smart grids*, la Commission européenne a missionné, en 2012, un groupe d'experts sur la question de la gestion des données à caractère personnel collectées sur les réseaux électriques. Convaincue de l'importance des questions de sécurité et de confidentialité des données, la CRE, en tant que représentante du Conseil européen des régulateurs d'énergie (CEER) au sein de ce groupe d'experts, participe activement à ces travaux.

Le modèle d'analyse d'impact relative à la protection des données pour les réseaux intelligents et les systèmes de relevés intelligents (modèle d'AIPD), élaboré par ce groupe d'experts, a reçu une opinion favorable¹⁸ le 4 décembre 2013 par l'*Article 29 Working Party* constitué des autorités en charge de la protection de la vie privée dans les différents États membres, en application de l'article 29 de la directive 95/46/CE du 24 octobre 1995¹⁹. La Commission européenne devrait intégrer ce modèle dans une directive.

¹⁷ Loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés.

¹⁸ L'avis 07/2013 sur le modèle d'analyse d'impact relative à la protection des données pour les réseaux intelligents et les systèmes de relevés intelligents est consultable sur le site : http://ec.europa.eu/justice/data-protection/article-29/documentation/opinion-recommendation/files/2013/wp209_fr.pdf

¹⁹ Directive 95/46/CE du Parlement européen et du Conseil du 24 octobre 1995 relative à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données à caractère personnel et à la libre circulation de ces données.

Recommandation n° 6

Pour protéger les données qu'ils traitent, la CRE recommande aux porteurs de projets *Smart grids* de mener, avec l'appui de la CNIL, des études d'impact conformes au modèle d'analyse d'impact relative à la protection des données pour les réseaux intelligents et les systèmes de relevés intelligents en cours de préparation au niveau européen.

2.2.2. – L'accès aux données doit être facilité, notamment pour les collectivités territoriales et les autorités organisatrices de la distribution dans le cadre de leurs missions

De nouveaux outils ont été définis par le Grenelle de l'environnement (lois « *Grenelle I* » et « *Grenelle II* », textes réglementaires, dispositifs contractuels) pour intégrer la planification énergétique à l'échelon local. Dans ce cadre, les collectivités territoriales doivent rédiger ou approuver un certain nombre de documents (Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie – SRCAE, Schéma régional éolien – SRE, Schéma régional de raccordement au réseau électrique des énergies renouvelables – S3REnR, Schéma de cohérence territoriale – SCoT, Plan climat énergie territorial – PCET, *etc.*) afin, notamment, de rationaliser l'utilisation de l'énergie à l'échelon local et de favoriser l'insertion des énergies renouvelables.

En application de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz tient à la disposition des autorités concédantes dont il dépend les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences de celle-ci. Il communique chaque année, notamment, la valeur brute, la valeur nette comptable et la valeur de remplacement des ouvrages concédés. Ces informations comprennent également, les données permettant d'élaborer et d'évaluer les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et les plans climat-énergie territoriaux, ainsi qu'un bilan détaillé de la contribution du concessionnaire aux plans climat-énergie territoriaux qui le concernent.

Par ailleurs, chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz transmet à chacune des autorités concédantes un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux prévue par les articles L. 322-8 et L. 432-8 du code de l'énergie.

Dans son avis 20110951 du 3 mars 2011, la Commission d'accès aux documents administratifs (CADA) a estimé, que les comptes rendus d'activité concessionnaire (CRAC) remis par ERDF au titre de la concession d'exploitation des réseaux de distribution d'électricité, que les éléments financiers présentés dans ces documents ne sont pas couverts par le secret en matière commerciale et industrielle et ne sont pas au nombre des informations à caractère confidentiel citées à l'article 1^{er} du décret du 16 juillet 2001 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité. La CADA conclut que ces documents administratifs²⁰ sont communicables

²⁰ Loi n° 78-753 du 17 juillet 1978 modifiée, portant diverses mesures d'amélioration des relations entre l'administration et le public et diverses dispositions d'ordre administratif, social et fiscal, définit à l'article 1^{er} les documents administratifs : « *Sont considérés comme documents administratifs, au sens des chapitres I^{er}, III et IV du présent titre, quels que soient leur date, leur lieu de conservation, leur forme et leur support, les documents produits ou reçus, dans le cadre de leur mission de service public, par l'État, les collectivités territoriales ainsi que par les autres personnes de droit public ou les personnes de droit privé chargées d'une telle mission. Constituent de tels documents notamment les dossiers, rapports, études, comptes rendus, procès-verbaux, statistiques, directives, instructions, circulaires, notes et réponses ministérielles, correspondances, avis, prévisions et décisions* ».

dans leur intégralité à toute personne qui en fait la demande, en application de l'article 2 de la loi n° 78-753 du 17 juillet 1978.

Les collectivités territoriales ont besoin de données énergétiques, telles que les données patrimoniales du réseau, les données techniques, les données de mesure de la qualité d'alimentation ou les données de consommation et de production, afin de pouvoir prendre des décisions éclairées en matière de planification énergétique et d'élaborer ou d'approuver les documents précités. Toutefois, ces données ne leur sont pas toujours aisément accessibles.

Le Conseil national du débat national sur la transition énergétique a proposé, le 18 juillet 2013, un renforcement des compétences des territoires afin de favoriser la décentralisation dans la mise en œuvre de la transition énergétique (enjeu n° 12)²¹.

Dans cette optique, le Conseil national du débat propose de mettre en place une « *obligation de service de gestion et de communication des données de consommation portant sur l'électricité, le gaz et la chaleur, en particulier au profit des collectivités concernées et des autorités concédantes* »²².

Cependant, la mise en place d'une obligation de service de gestion et de communication des seules données de consommation pourrait limiter la possibilité donnée, notamment, aux collectivités territoriales d'assumer les objectifs énergétiques locaux de développement des énergies de sources renouvelables, dans un projet global de quartiers, de villes ou de territoires intelligents²³ incluant outre l'électricité, les autres vecteurs énergétiques, les transports et d'autres services publics s'inscrivant dans le cadre plus large des compétences des collectivités territoriales (éclairage public, lutte contre la précarité énergétique, déchets, etc.). Ce service de gestion et de communication des données pourrait également être élargi aux données patrimoniales du réseau, aux données techniques, aux données de mesure de la qualité d'alimentation, etc.

La mise en place de ce service de gestion et de communication des données ne pourrait s'envisager que dans le respect du cadre réglementaire relatif à la sécurisation des données, en particulier celles à caractère personnel. Ainsi, l'accès pour les collectivités territoriales aux données de consommation et de production pourra se faire de façon agrégée et anonymisée, à différentes mailles (par exemple maille de l'îlot, du quartier, de la ville, du territoire). Concernant l'accès aux données personnelles, un accord de l'utilisateur reste nécessaire en application de la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978.

²¹ La synthèse des travaux du débat national sur la transition énergétique de la France est disponible à l'adresse suivante : http://www.transition-energetique.gouv.fr/sites/default/files/dnte_synthese_web_bat_28-8.pdf

²² Voir les actions de l'enjeu 12 de la synthèse des travaux du débat national sur la transition énergétique.

²³ Les termes pour désigner la ville intelligente sont nombreux : *Smart city*, ville numérique, *Green city*, *Connected city*, éco-quartier, éco-cité, éco-ville, ville durable.

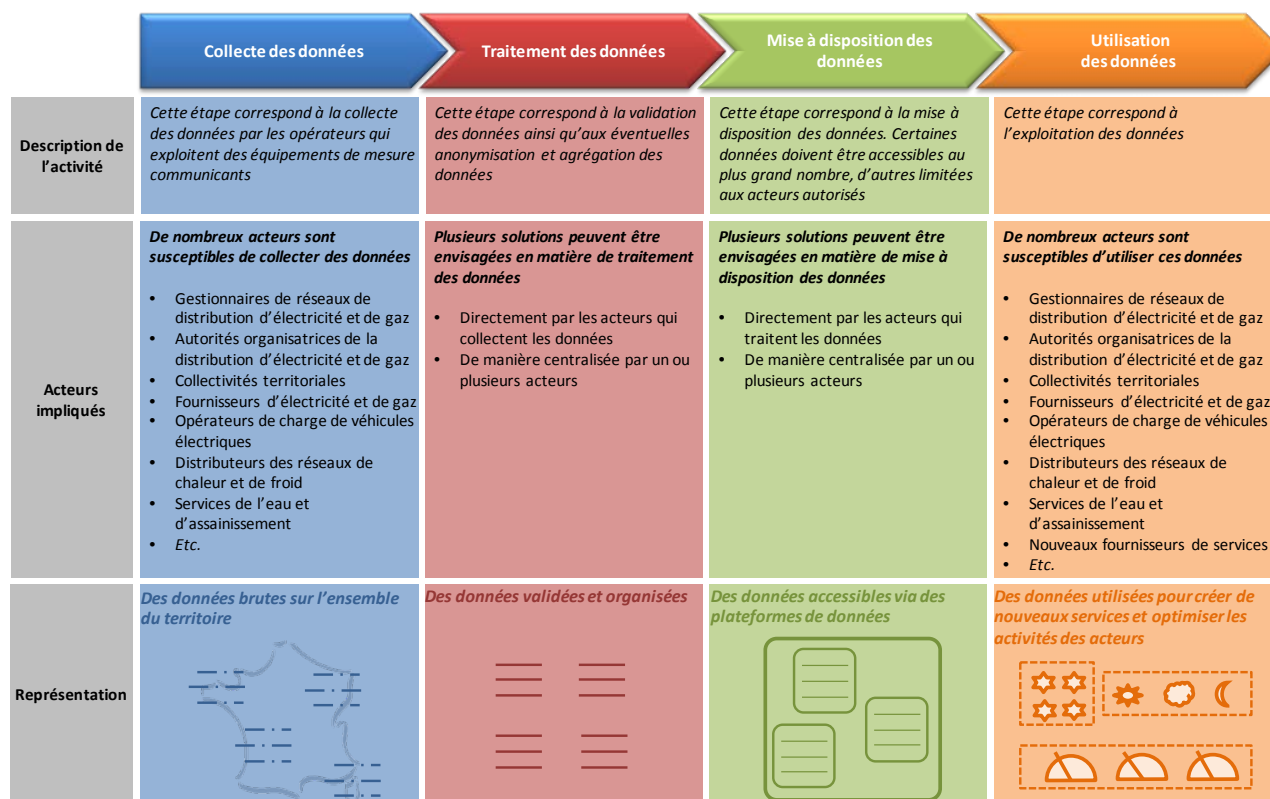


Figure 6 – Représentation des différentes étapes de la collecte à l'utilisation des données (Source : CRE)

L'accès à ces données, leur collecte, leur gestion et leur exploitation apparaissent comme un nouvel enjeu important et, dans ce cadre, différents points devront être clarifiés :

- la gouvernance de la gestion des données ;
- la nécessité ou non d'une expérimentation à une maille locale, avant de l'étendre à tout le territoire national ;
- les coûts (mise en place et exploitation de l'infrastructure informatique, prestations associées à ce service) et les bénéfices pour la collectivité ;
- le type d'infrastructure (*Big data*, *Open data*, etc.) ;
- la normalisation des protocoles d'échange entre les acteurs ;
- le type de données échangées ;
- la confidentialité des données (ICS et données à caractère personnel) ;
- etc.

Recommandation n° 7

La CRE rappelle que les gestionnaires de réseaux de distribution sont tenus de communiquer un certain nombre de données aux autorités organisatrices de la distribution de l'électricité, en application notamment de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'étudier la mise en place d'interfaces visant à mettre à disposition dynamiquement des autorités organisatrices de la distribution de l'électricité les données collectées sur les réseaux qu'ils sont tenus de communiquer.

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'étudier la mise en place d'interfaces visant à mettre à disposition dynamiquement de toute personne le souhaitant les données librement communicables. L'étude devra s'intéresser aux modalités de mise à disposition du public des données librement communicables, telles que les données patrimoniales, dans le respect des secrets protégés par la loi.

2.3. – L'insertion de la recharge du véhicule électrique et hybride rechargeable pourrait être facilitée par des évolutions du cadre actuel

Les transports représentant un tiers de la consommation d'énergie en France, la mobilité est un enjeu majeur de la transition énergétique. Le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables pourrait constituer, avec les technologies de Gaz naturel pour véhicules (GNV), une solution pour réduire les émissions de CO₂ et de polluants atmosphériques dans les transports. La généralisation de ce nouveau mode de transport et son insertion dans le système électrique pourraient être facilités par certaines évolutions du cadre juridique actuel.

2.3.1. – Une qualification juridique explicite de l'activité de recharge des véhicules électriques est nécessaire

L'activité de recharge de véhicules électriques ne fait pas, à ce jour, l'objet d'une qualification juridique particulière. En l'état actuel des textes, elle peut alternativement être qualifiée de « *fourniture d'électricité* » ou de « *contrat de prestation de service* » en fonction des services associés à la fourniture de l'électricité (dispositif d'alimentation, stationnement, entretien, *etc.*) qui sont envisagés et des modalités de paiement (paiement au kilomètre, au temps, au kilowattheure, *etc.*).

Les dispositifs actuels (environ 14 000 prises accessibles au public en France à fin mars 2014²⁴) proposent un service global où le choix du fournisseur d'électricité est effectué par l'opérateur de recharge. Dans la majorité des cas, le service proposé s'apparente effectivement à un service global incluant des services complémentaires à la recharge de la batterie, tels que le stationnement ou encore la réservation de la borne. Dans d'autres, le service proposé est constitué uniquement d'une fourniture d'électricité pour la recharge de la batterie. Lorsque le service proposé est payant, le coût de l'énergie est, dans la plupart des cas inférieur à 50 % du prix du service global pour les recharges lentes (généralement appelées recharges normales), accélérées et rapides.

²⁴ Le site ChargeMap.com a référencé 13 774 prises accessibles au public, y compris les prises partagées par les particuliers (environ 11 %). Source : [Baromètre des bornes de recharge Janvier-Mars 2014](#), AVERE France, Breezcar et ChargeMap.

Types d'installation de recharge	Durée d'une recharge complète (batterie de 24 kWh)	Coût d'une recharge complète (hors coûts de raccordement) ²⁵	Exemples de prix constatés pour la recharge d'un véhicule électrique (stationnement et autres services inclus, mars 2014)
Recharge lente (3 kW)	8 heures	3,78 €	- Paris, Autolib'²⁶ : 8 € en heures pleines et 4 € en heures creuses, après inscription initiale de 15 € - Lyon, BlueLy²⁷ : 18 € en heures creuses et 36 € en heures pleines + un forfait de 15 €/mois - Saint Germain en Laye, Parking du Château : 2,4 € - Mayenne, SDEGM : 8 € - Toulouse, Fac de Droit : 12 € - Toulouse, Compans Cafarelli : 12 €
Recharge accélérée (22 kW)	1 heure	4,05 €	- Mayenne, SDEGM : 8 €
Recharge rapide (44 kW)	30 minutes	3,97 €	- Les recharges rapides sur l'espace public sont généralement gratuites
Les prix indiqués dans ce tableau ne présagent pas des évolutions futures des prix de l'électricité. En particulier, un développement massif de la recharge de véhicules électriques lors des périodes de contraintes pour le système électrique pourrait impliquer un renchérissement du prix de la recharge.			

Tableau 4 – Prix d'une recharge (hors coûts de raccordement) et prix du service constatés (mars 2014) (Source :CRE)

La qualification juridique dépend essentiellement de la structure contractuelle et, notamment, de la prestation caractéristique dans laquelle s'exécute la recharge. Ainsi, selon la structure contractuelle, l'activité de recharge se trouve soumise ou non à la réglementation relative à l'activité de fourniture d'électricité.

La recharge du véhicule électrique pose également la question de la possibilité pour l'utilisateur d'exercer sa liberté de choix du fournisseur d'électricité, cette liberté de choix s'exerçant par site de consommation²⁸.

Dans le cas particulier d'une recharge en électricité facturée au kilowattheure, se pose la question de la rétrocession d'électricité, qui est prohibée, sauf accord du gestionnaire de réseaux de distribution, par les

²⁵ Cas d'une borne de recharge accessible au public au tarif réglementé de vente (TRV). Les principales hypothèses utilisées pour :

- la recharge à 3 kW : 0,33 recharge par jour, TRV bleu 3 kVA base résidentiel ;
- la recharge à 22 kW : 2 recharges par jour, TRV bleu 22 kVA non-résidentiel, les recharges s'effectuent pendant les heures pleines ;
- la recharge à 44 kW : 5 recharges par jour, TRV jaune 44 kVA non-résidentiel, les recharges s'effectuent pendant les heures pleines.

²⁶ Autolib' propose un abonnement spécifique pour les propriétaires de véhicule électrique qui souhaitent recharger leur véhicule dans les stations Autolib'. La recharge de 8 heures à 20 heures est facturée 1 €/heure, celle de 20 heures à 8 heures 1 €/heure plafonné à 4 €.

²⁷ BlueLy propose un abonnement spécifique pour les propriétaires de véhicule électrique qui souhaitent recharger leur véhicule dans les stations BlueLy. Un forfait de 15 € par mois durant un an permet de bénéficier de deux premières heures de charge gratuites, puis la recharge s'élève à 3 €/30 min de 20 heures à 8 heures et 6 €/30 min.

²⁸ Le site de consommation d'électricité est constitué par l'établissement identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements, tel que défini par le décret du 14 mars 1973 et, pour les sites dépourvus d'un tel numéro, par le lieu de consommation d'électricité. La directive 2009/72CE du 13 juillet 2009, définit deux types de clients : le « *client grossiste* » et le « *client final* ». Le « *client final* » est défini comme « *un client achetant de l'électricité pour sa consommation propre* ».

cahiers des charges de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés.

Dans leur réponse à la consultation publique de la CRE sur le développement des réseaux électriques intelligents, de nombreux acteurs ont fait part du besoin de visibilité sur le cadre juridique de l'activité de recharge pour permettre le développement du véhicule électrique.

Qualification de l'activité de recharge	Fourniture d'électricité	Contrat de prestation de service
Choix du fournisseur	Par l'utilisateur du véhicule électrique	Par l'opérateur de recharge
Schéma contractuel	- Activité de fourniture d'électricité - Ou - Association de deux services distincts : fourniture d'électricité + activité d'opérateur d'infrastructure de recharge proposant plusieurs services (stationnement, réservation, etc.)	- Un service global, « <i>itinérance du service de recharge</i> » qui permet à l'utilisateur de charger son véhicule auprès de n'importe quel dispositif accessible au public sans avoir le choix de son fournisseur
Principaux arguments évoqués par les acteurs	- Transparence des prix pour l'utilisateur - Responsabilisation de l'utilisateur quant à ses choix énergétiques indépendamment du choix de la borne (possibilité de comparer le prix de l'énergie utilisée pour son véhicule et notamment de choisir ou non une offre de fourniture d'électricité verte) - Possibilité pour l'utilisateur de confier l'optimisation énergétique de la charge de son véhicule à l'acteur de son choix	- Simplicité de mise en œuvre - Coûts de fonctionnement plus faibles avec l'inscription dans le schéma classique de distribution et fourniture d'énergie - Possibilité d'optimiser la gestion de l'énergie par l'opérateur des bornes de recharge et de bénéficier du foisonnement des différentes recharges

Tableau 5 – Synthèse des réponses des acteurs sur la qualification juridique de la recharge à la consultation publique de la CRE du 4 novembre 2013 (Source : CRE)

Dans les situations où l'activité de recharge, étant considérée comme un contrat de prestation de service, est exclue de la fourniture d'électricité, cette activité échappe à l'essentiel des dispositions du code de l'énergie. Le choix du fournisseur est effectué au niveau du point de livraison de l'infrastructure de recharge (par exemple par l'opérateur de la grappe de bornes sur la voie publique ou par le syndicat de copropriété dans les immeubles collectifs). Ce modèle présente l'avantage de la simplicité de mise en œuvre notamment pour l'utilisateur du véhicule électrique.

A contrario, dans les situations où l'activité de recharge est considérée comme une activité de fourniture d'électricité, elle est soumise à autorisation (pour être fournisseur d'électricité) et aux dispositions spécifiques du code de la consommation. Se pose alors la question des modalités d'exercice de la liberté de choix de fournisseur par site de consommation. Le choix du fournisseur devrait alors pouvoir être effectué par l'utilisateur du véhicule électrique. En outre, l'opérateur de bornes de recharge serait alors soumis aux interdictions d'achat pour revente et de rétrocession d'électricité. Les dispositifs actuellement mis en œuvre par les acteurs (modèle actuel de responsable d'équilibre, organisation entre les différents acteurs de la recharge des véhicules électriques et systèmes d'information de ces acteurs, etc.) sont mal adaptés à une telle qualification juridique. Ce modèle pourrait ainsi induire des coûts plus élevés que celui précédemment évoqué.

Dans les deux cas, la concurrence entre fournisseurs d'électricité s'exerce soit au niveau du choix réalisé par l'opérateur de recharge, soit au niveau du choix réalisé par l'utilisateur du véhicule électrique.

Recommandation n° 8

Afin d'apporter la visibilité nécessaire au développement d'offres de recharge de véhicules électriques, la CRE est favorable à ce que la qualification juridique de l'activité de recharge de véhicules électriques soit précisée.

Le code de l'énergie pourrait préciser que l'activité de recharge ne constitue pas une activité de fourniture d'électricité. Un socle minimum d'obligations²⁹ propres à cette activité, permettrait de garantir le bon développement du marché au bénéfice du consommateur final. Cette évolution permettrait de lever l'incertitude juridique actuelle sans que les opérateurs de bornes de recharge ne soient soumis à toutes les contraintes propres à l'activité de fourniture.

Cette solution permettrait, en outre, de maintenir la distinction entre les activités qui relèvent de la fourniture d'électricité et celles qui relèvent d'un contrat de service.

2.3.2. – La gestion des bornes de recharge de véhicules électriques dans les immeubles collectifs pourrait être simplifiée

D'après les premiers retours d'expérience, la recharge du véhicule s'effectue majoritairement sur le lieu de travail ou au domicile de l'utilisateur. Ainsi, le déploiement de bornes de recharge dans les parkings des immeubles de bureaux et des immeubles d'habitation est un enjeu important pour le développement du véhicule électrique.

Le décret n° 2011-873 du 25 juillet 2011³⁰, pris en application de l'article 57 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010³¹ dite « Grenelle II », prévoit, sous certaines conditions, la mise en place de prises de recharge pour les véhicules électriques dans tous les immeubles à usage de bureaux ou d'habitation de plus de deux logements et prévoyant un parking clos dont le permis de construire a été déposé après le 1^{er} janvier 2012. En application du code de la construction et de l'habitation, certaines catégories d'immeubles de bureaux existants devront disposer, à compter du 1^{er} janvier 2015, des équipements permettant la recharge de véhicules électriques ou hybrides³².

En ce qui concerne les immeubles collectifs, tout locataire ou propriétaire résidant dispose d'un « droit à la prise » lui permettant d'installer à ses frais une infrastructure de recharge pour son véhicule électrique. La réglementation actuelle impose alors une installation en décompte, située « en aval du disjoncteur de l'immeuble »³³ qui doit intégrer un système de mesure permettant une « facturation individuelle des consommations ». Pour la fourniture d'électricité, l'activité de comptage permettant une facturation individuelle des consommations relève du monopole du gestionnaire de réseau.

Il résulte de ces dispositions que le consommateur concerné a l'obligation de commander à ses frais une prestation de comptage en décompte auprès de son gestionnaire de réseau de distribution³⁴. Le

²⁹ Des exemples d'obligations sont proposés en annexe 4.

³⁰ Décret n° 2011-873 du 25 juillet 2011 modifié, relatif aux installations dédiées à la recharge des véhicules électriques ou hybrides rechargeables dans les bâtiments et aux infrastructures pour le stationnement sécurisé des vélos.

³¹ Loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 modifiée portant engagement national pour l'environnement.

³² Article R. 136-1 du code de la construction et de l'habitation (application différée au 1^{er} janvier 2015).

³³ Article R. 111-14-2 du code de la construction et de l'habitation.

³⁴ La prestation annuelle de décompte consiste, pour les utilisateurs raccordés indirectement au réseau public de distribution par l'intermédiaire d'installations électriques privatives, à faire effectuer, par le gestionnaire du réseau public de distribution, périodiquement le relevé et le contrôle du comptage de la consommation, ainsi que les calculs

développement d'autres solutions, potentiellement moins coûteuses pour l'utilisateur final, n'est pas permis dans le cadre juridique actuel. Seule la première des quatre solutions présentées ci-dessous est conforme au code de la construction et de l'habitation :

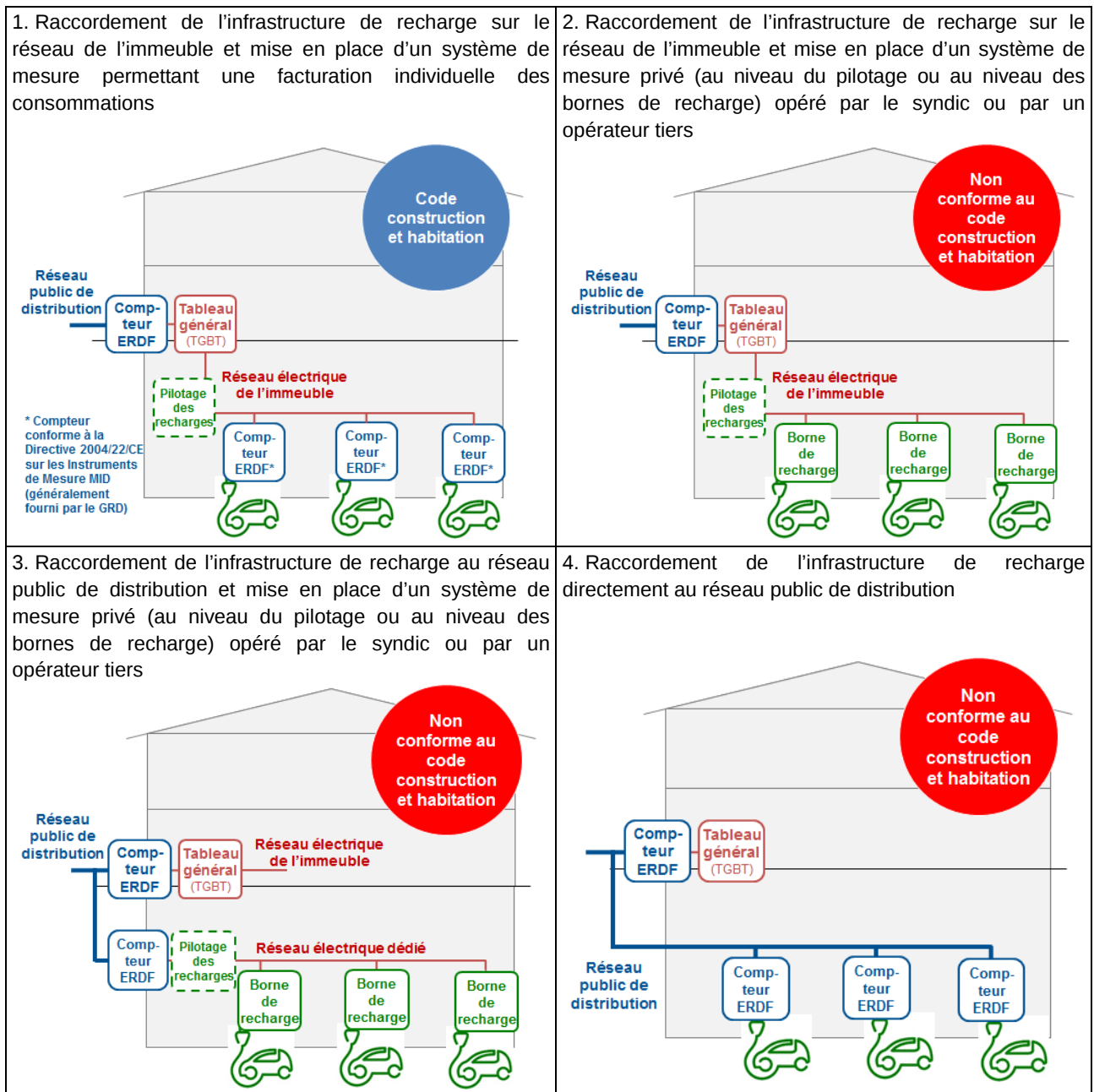


Figure 7 – Principales possibilités de raccordement des bornes de recharge dans les immeubles collectifs
(Source : CRE)

de décompte en vue de l'affectation de cette consommation au périmètre d'un responsable d'équilibre. Il s'agit d'un traitement spécifique dû à des configurations d'alimentation en électricité particulières qui ne peuvent pas être régularisées simplement, notamment pour des raisons techniques. Pour les clients raccordés à un réseau public de distribution géré par ERDF, le prix de la prestation annuelle de décompte pour un client avec un compteur à index en BT ≤ 36 kVA est de 546,24 € TTC. Le catalogue des prestations d'ERDF est consultable à l'adresse suivante : http://www.erdfdistribution.fr/medias/Catalogue_prestation/ERDF-NOI-CF_32E.pdf

En dépit du cadre juridique actuel, les solutions 2 et 3 ont été mises en place dans certains immeubles collectifs et certains opérateurs privés proposent aux syndicats de copropriété des services de gestion mutualisée de l'énergie et de supervision des bornes sur ces modèles.

Dans leurs réponses à la consultation publique de la CRE sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension, plusieurs acteurs ont demandé des adaptations du cadre juridique actuel pour permettre le développement de ces deux solutions. Celles-ci présentent, en effet, un avantage économique potentiel³⁵ pour l'utilisateur. En outre, les utilisateurs pourraient, grâce aux solutions 2 et 3, bénéficier d'une plus grande diversité d'offres de services d'installation, d'exploitation et de pilotage de bornes de recharge dans les immeubles collectifs. Ces solutions pourraient faciliter l'optimisation de la gestion de l'électricité en aval du point de livraison et la prise en compte des besoins du système électrique et de ceux du consommateur final (comme présenté au chapitre 2.1).

Cependant, ces solutions nécessitent également que l'activité de recharge de véhicule électrique ne soit pas considérée comme une activité de fourniture d'électricité afin que les charges financières associées à la recharge des véhicules électriques puissent être réparties entre les différents utilisateurs. Dans le cas contraire, cette répartition des charges financières contreviendrait aux interdictions de rétrocession d'électricité ou d'achat pour revente.

Enfin, la solution 4 pourrait être intéressante dans le cas des immeubles collectifs neufs, mais ne semble pas avoir été expérimentée à ce jour.

Recommandation n° 9

La CRE est favorable à une modification juridique du cadre actuel (article R111-14-2 du code de la construction et de l'habitation et mise en œuvre de la recommandation n° 8) afin de permettre de répartir, à partir des informations fournies par les infrastructures de recharge, les charges financières associées, d'une part, à l'entretien de l'installation intérieure électrique dédiée aux bornes de recharge et, d'autre part, aux consommations d'électricité liées à leur utilisation.

Recommandation n° 10

La CRE est favorable au développement de solutions de pilotage de la recharge des véhicules électriques.

En particulier, la CRE est favorable à ce que les dispositifs de recharge (système de pilotage et bornes de recharge) soient en mesure de communiquer avec les différents acteurs du système électrique et puissent notamment prendre en compte les signaux prix (signal prix du fournisseur, signal tarifaire du gestionnaire de réseaux de distribution, signaux envoyés par de nouveaux acteurs tels que les opérateurs d'effacement, etc.).

³⁵ Voir en annexe 4, la synthèse des coûts des différentes solutions d'installations des bornes de recharge de véhicules électriques dans les immeubles collectifs.

2.3.3. – Le déploiement des bornes de recharge de véhicules électriques sur l'espace public pourrait être facilité

Si la majorité des recharges s'effectue, selon les premiers retours d'expérience, au domicile ou sur le lieu de travail, les études réalisées montrent que la présence de bornes de recharge disponibles dans des lieux publics est une condition indispensable pour déclencher l'acte d'achat d'un véhicule électrique. En particulier, la présence de bornes de recharge rapide (44 kW), de par leur fonction de « réassurance » (sécurité en cas de besoin non planifié ou de dépannage), est perçue comme indispensable par les acquéreurs potentiels de tels véhicules.

Bien qu'en forte augmentation depuis deux ans, le nombre de bornes de recharge sur l'espace public serait, selon les constructeurs automobiles, trop faible pour que le déploiement du véhicule électrique en France s'accélère. L'installation de bornes de recharge sur la voie publique relève aujourd'hui d'acteurs privés ou des communes sous réserve de carence en ce domaine de l'initiative privée³⁶. Le dispositif d'aide³⁷, dans le cadre du Programme d'investissements d'avenir (PIA), aux collectivités porteuses de projets de déploiement d'infrastructures de recharge de véhicules électriques et hybrides rechargeables, permet de mobiliser les collectivités territoriales. La constitution d'un réseau essentiel de bornes de recharge sur l'ensemble du territoire national³⁸ permettrait de garantir une certaine densité de bornes de recharge, et notamment de recharge rapide, sur l'ensemble du territoire et serait de nature à faciliter les déplacements régionaux en véhicules électriques. Des actions complémentaires, présentées dans ce chapitre, pourraient être de nature à faciliter le déploiement des bornes de recharge.

Comme elle l'avait indiqué dans sa consultation publique du 4 novembre 2013, la CRE rappelle que le développement du véhicule électrique aura des impacts sur la gestion du réseau électrique. En effet les premières études menées par les gestionnaires de réseaux mettent en avant l'impact potentiel du développement des véhicules électriques sur la pointe de consommation, notamment pour les recharges rapides. L'appel de puissance lié à la recharge des véhicules électriques pourrait selon ces études avoir des conséquences économiques (renforcements du réseau notamment) et environnementales (recharge en période de pointe, énergies fossiles majoritaires dans le mix électrique des zones non interconnectées (ZNI)) potentiellement très importantes.

2.3.3.a. – Les gestionnaires de réseaux de distribution pourraient jouer un rôle de facilitateur de marché

Pour faciliter le déploiement des bornes de recharge accessibles au public, un grand nombre d'acteurs estime que le rôle de chaque partie prenante pourrait être précisé. Ils estiment également que le déploiement de bornes de recharge pourrait faire l'objet d'échanges entre les acteurs du territoire concerné afin de prendre en compte les différents besoins en matière de localisation : localisation attractive pour les utilisateurs, maillage homogène sur le territoire, emplacement susceptible de limiter les coûts de génie civil, de raccordement et de renforcement du réseau électrique, etc.

La localisation des bornes de recharge est cruciale pour déterminer le coût et le délai de leur raccordement. Selon les études réalisées par ERDF, les coûts supportés par le gestionnaire d'infrastructures de recharge (coûts du branchement et de l'extension du raccordement) et les coûts de renforcement des réseaux supportés par les gestionnaires de réseaux de distribution varient très

³⁶ Article 57 de la loi « Grenelle II ».

³⁷ L'appel à proposition est disponible sur le site de l'ADEME : <http://www2.ademe.fr/servlet/getDoc?id=86235&p1=1>

³⁸ Une proposition de loi, facilitant le déploiement d'un réseau d'infrastructures de recharge de véhicules électriques sur l'espace public, a été adoptée par l'Assemblée nationale en première lecture le 6 mai 2014 : <http://www.assemblee-nationale.fr/14/ta/ta0335.asp>

fortement en fonction de la localisation des bornes de recharge. Au-delà de l'impact financier, le délai de raccordement de bornes de recharge est assujéti aux éventuels besoins de renforcement du réseau.

Type d'installation de recharge	Fourchette de coût de raccordement (pour le demandeur)	Fourchette de coût de renforcement (pour le gestionnaire du réseau de distribution)
6 bornes de 3 kW	1 200 € à 26 000 €	3 400 € à 21 000 €
6 bornes de 22 kW	2 300 € à 40 000 €	16 700 € à 41 500 €

Tableau 6 – Coût de raccordement et de renforcement induits par des bornes de recharge de véhicules électriques en fonction de la localisation de la borne de recharge (Source : ERDF)

Recommandation n° 11

La CRE est favorable à ce que les gestionnaires de réseaux de distribution participent aux études amont réalisées par les porteurs de projets de bornes de recharge, en concertation avec les collectivités territoriales et les autorités organisatrices de la distribution, et les informent, d'une part, sur les capacités d'accueil des réseaux publics de distribution et, d'autre part, des projets de développement du réseau en cours.

Recommandation n° 12

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'étudier la faisabilité d'une mise en place progressive d'interfaces visant à partager dynamiquement avec les porteurs de projets de bornes de recharge, en particulier avec les collectivités territoriales et les autorités organisatrices de la distribution, les données relatives aux capacités disponibles qui pourraient être utilisées pour accueillir les bornes de recharges et les contraintes de réseaux existantes ou futures.

Dans leur barème pour la facturation des raccordements au réseau public de distribution d'électricité, les gestionnaires de réseaux de distribution doivent s'attacher à « *améliorer la transparence des conditions financières de raccordement, notamment au regard de l'évolution des demandes* »³⁹. Un chapitre qui exposerait spécifiquement le cas des raccordements de bornes de recharge de véhicules électriques permettrait à l'ensemble des acteurs effectuant une demande de raccordement de bornes de recharge, acteurs privés ou collectivités territoriales, de connaître facilement au préalable le barème de raccordement qui leur serait appliqué. Cette présentation serait ainsi de nature à fluidifier le processus de raccordement et à faciliter le déploiement des bornes de recharge.

³⁹ Comme indiqué par la CRE, dans sa délibération du 28 juin 2011, portant approbation du troisième barème d'Électricité Réseau Distribution France (ERDF) pour la facturation des opérations de raccordement des utilisateurs aux réseaux publics de distribution d'électricité qui lui sont concédés.

Recommandation n° 13

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'ajouter dans le prochain barème pour la facturation des opérations de raccordement aux réseaux publics de distribution qui leur sont concédés, un chapitre dédié aux infrastructures de recharge des véhicules électriques sur l'espace public afin d'améliorer la transparence des conditions financières de raccordement. Pour les gestionnaires de réseaux de distribution desservant plus de 100 000 clients, ce nouveau chapitre sera soumis à l'approbation de la CRE dans le cadre de la révision du prochain barème de raccordement.

2.3.3.b. – Les possibilités de déploiement des bornes de recharge de véhicules électriques sur le réseau d'éclairage public doivent être étudiées

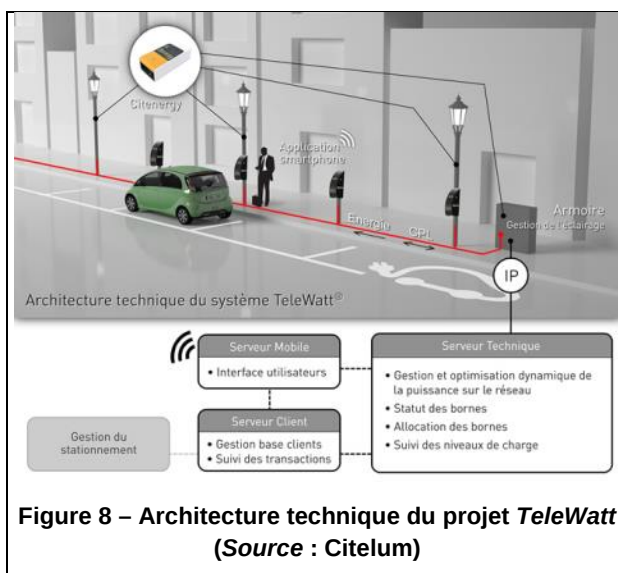
Pour faciliter le déploiement de bornes de recharge sur la voie publique, certains porteurs de projet *Smart grids* proposent d'étudier des solutions de recharge lente (3 kVA) à partir des candélabres sans toutefois proposer une généralisation massive. Les bornes de recharge seraient alors directement fixées sur le candélabre ou situées au pied de ce dernier. En utilisant le réseau d'éclairage public, cette solution vise à réduire les travaux de génie civil nécessaires à l'installation des bornes de recharge sur la voie publique. Selon les porteurs de ces projets, ces solutions n'entraîneraient pas de renforcement du réseau d'éclairage public et des réseaux publics de distribution en amont, l'objectif étant d'utiliser les ouvrages existants ayant la capacité d'accueillir des bornes de recharge⁴⁰.

Certains acteurs ont fait part de leur inquiétude concernant les modalités de facturation de ce nouvel usage s'il était raccordé au réseau d'éclairage public et les impacts sur le profil de consommation associé⁴¹. Les installations d'éclairage public ont aujourd'hui la possibilité de souscrire une offre de fourniture d'électricité intégrée spécifique, reflétant leur profil de consommation très particulier.

Certains acteurs présentent des systèmes de pilotage et de mesure des consommations d'électricité des différents équipements raccordés au réseau d'éclairage public (candélabre, mobilier urbain, borne de recharge, etc.). Ces systèmes permettraient d'analyser les impacts de ces équipements sur le profil de consommation de l'éclairage public et d'envisager d'éventuelles évolutions des conditions contractuelles pour les utilisateurs des réseaux d'éclairage public. En particulier, l'utilisation des données issues de systèmes de mesure (à l'intérieur des bornes de recharge) conformes à la directive 2004/22/CE sur les instruments de mesure (appelée directive MID) pourrait être étudiée.

⁴⁰ Selon les premières estimations des porteurs de projets, sur les 8 millions de points lumineux présents en France, environ 5 %, soit 400 000 points lumineux, seraient en mesure d'accueillir une borne de recharge à 3 kVA sans occasionner de renforcement sur les réseaux existants.

⁴¹ Le terme « *profil de consommation* » renvoie ici à l'utilisation qui en est faite dans le cadre du processus de reconstitution des flux. La liste des profils utilisés ainsi que la méthode d'affectation des profils aux sites de soutirage sont définies au chapitre F de la section 2 des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Équilibre.



Recommandation n° 14

La CRE est favorable à l'expérimentation de l'insertion de bornes de recharge de véhicules électriques sur le réseau d'éclairage public afin de :

- valider la faisabilité technique et l'opportunité économique d'ouvrir la possibilité d'un déploiement de bornes de recharge sur le réseau d'éclairage public, avec notamment l'utilisation de solutions de pilotage des recharges. Ces études devraient notamment prendre en compte les coûts évités en termes de génie civil et de renforcement des réseaux publics d'électricité par rapport à une situation où le déploiement de bornes de recharge est effectué directement sur les réseaux publics de distribution ;
- tester la mise en place de nouveaux services associés à la recharge du véhicule pour les utilisateurs de véhicules électriques et les collectivités territoriales ;
- évaluer les conditions d'un déploiement généralisé de bornes de recharge sur le réseau d'éclairage public, en s'attachant à identifier les éventuelles contraintes réglementaires et contractuelles et les possibles évolutions à envisager de manière à ce que chaque utilisation (distribution d'électricité, éclairage public et recharge de véhicules électriques) supporte les coûts qui lui sont associés.

Recommandation n° 15

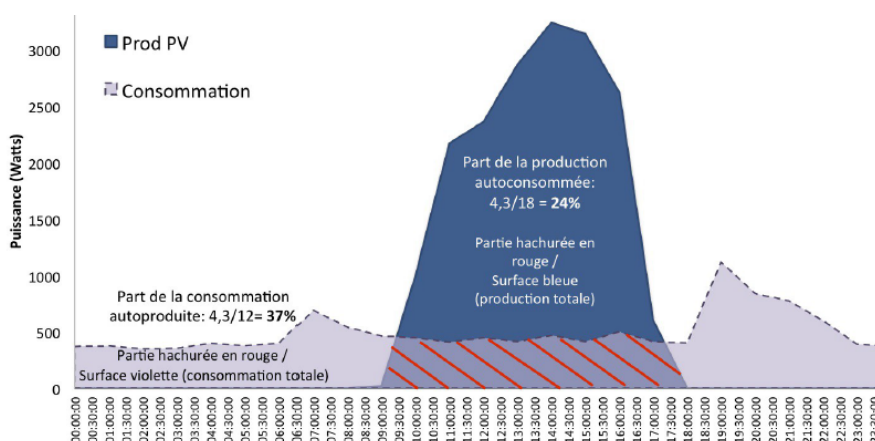
La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution de participer, en collaboration avec les porteurs de projets de bornes de recharge sur le réseau d'éclairage public, aux études relatives à l'évaluation des conditions de déploiement de ces solutions.

2.4. – Vers l'émergence d'un consommateur autoproduteur : une adaptation du dispositif actuel est nécessaire pour permettre la valorisation de l'autoconsommation

L'autoproduction, définie comme le fait de consommer l'électricité produite au même point de connexion et au même moment, participe à une meilleure intégration de la production décentralisée aux réseaux. La juxtaposition topologique et la simultanéité de la production et de la consommation permettent une réduction des transits sur les réseaux et peuvent donc engendrer des économies de coûts de réseaux, à court terme (s'agissant des pertes électriques du réseau) comme à plus long terme (s'agissant des investissements sur les réseaux).

Dans le cadre des tarifs d'obligation d'achat, qui constituent actuellement le principal dispositif de soutien aux énergies renouvelables, l'utilisateur a une forte incitation à vendre la totalité de l'énergie qu'il produit à l'acheteur obligé et à acheter la totalité de l'énergie qu'il consomme à son fournisseur plutôt qu'à consommer au moins une partie de sa production⁴². Actuellement, lorsque l'utilisateur consomme une partie de l'énergie qu'il a autoproduite, il perd le bénéfice de l'obligation d'achat sur les volumes autoconsommés⁴³.

Il existe d'ores-et-déjà, d'un point de vue électrique, une certaine part de la consommation d'électricité qui est produite au même endroit et au même moment, donc sans que cela induise de transit sur les réseaux publics d'électricité. Dans le graphique, ci-dessous, ce taux d'autoproduction est de 37 % pour une journée du mois de mars. Cependant, dans le cadre des dispositions actuelles de l'obligation d'achat, l'autoproduteur n'est pas aujourd'hui incité à augmenter le synchronisme entre production et consommation au même point de connexion.



⁴² À titre d'illustration, un utilisateur qui possède une installation de production photovoltaïque de puissance inférieure à 9 kW intégrée au bâti et bénéficiant du tarif d'achat du 1^{er} trimestre 2014 et une installation de consommation pour laquelle il a souscrit un tarif réglementé de vente avec une puissance souscrite à 9 kVA en Base, est rémunéré 285 €/MWh par l'acheteur obligé pour l'électricité qu'il produit et paie 165 €/MWh à son fournisseur pour sa consommation.

⁴³ L'article 4 du décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 modifié, relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat dispose que : « En dehors, le cas échéant, de l'électricité qu'il consomme lui-même, des restitutions et réserves [...], un producteur d'électricité bénéficiant de l'obligation d'achat prévue par l'article 10 de la loi du 10 février 2000 susvisée, ci-après le producteur, est tenu de vendre la totalité de l'électricité produite par l'installation considérée à Électricité de France ou au distributeur non nationalisé [...] qui exploite le réseau public auquel est raccordée l'installation de production, ci-après l'acheteur ».

Pour que les producteurs soient incités à augmenter leur taux d'autoproduction, un nouveau cadre économique doit être défini. Une étape préalable à la mise en place de ce cadre est de modifier les schémas de raccordement des installations dans lesquelles coexistent production et consommation et, le cas échéant, de compléter la réglementation, encadrant la valorisation de l'énergie produite à partir d'énergie de sources renouvelables.

Une première étape indispensable à la valorisation de l'énergie autoproduite est la mise en œuvre d'un nouveau schéma de raccordement aux réseaux des installations couplant production et consommation. Mesurer l'autoproduction implique en effet de passer d'une situation où le consommateur-producteur utilise deux points de raccordement au réseau à une situation où l'utilisateur ne dispose plus que d'un unique point de raccordement au réseau. Cette solution permet de mesurer l'injection et le soutirage nets du site de production-consommation sur les réseaux publics de distribution. Un dispositif de sous-comptage, mesurant l'énergie produite ou consommée en décompte par rapport au compteur principal, doit compléter ce dispositif de mesure⁴⁴.

Cette évolution du schéma de raccordement permet de mesurer l'autoproduction de l'installation de production-consommation. Les nouvelles technologies de l'information et de la communication, qui permettent d'informer l'utilisateur sur sa production (prévisionnelle et réelle) et d'automatiser certains équipements de son installation, ainsi que l'utilisation de dispositifs de stockage permettraient d'augmenter le synchronisme entre la production et la consommation. L'augmentation de ce synchronisme peut être plus aisée pour certaines catégories d'utilisateurs que pour d'autres. Par exemple les utilisateurs résidentiels possèdent des profils de consommation et de production *a priori* peu synchrones, alors que les utilisateurs industriels ou tertiaires sont *a priori* caractérisés par un synchronisme plus important entre consommation et production, notamment du fait des charges importantes pendant la journée (climatisation, bureautique, groupes de production de froid, etc.) et de la capacité de stockage liées à l'activité du site (frigorifique, chauffage, etc.). Pour chaque catégorie d'installation de production⁴⁵ et d'utilisateurs donnée, on peut définir un niveau de synchronisme « *de base* » entre production et consommation au niveau d'un même point de connexion correspondant à la situation généralement constatée.

Une fois l'autoproduction mesurée, la valorisation de l'énergie autoproduite est nécessaire pour rééquilibrer l'arbitrage entre consommer et vendre à l'acheteur obligé l'électricité produite. Cette valorisation doit tenir compte de l'économie réalisée sur la part variable de la facture d'électricité induite par le fait de réduire ses soutirages sur les réseaux.

Concernant le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), certains acteurs ont soulevé dans leur réponse à la consultation publique de la CRE du 4 novembre 2013 la question de l'évolution de la structure du TURPE à la suite du développement de l'autoproduction. À cet égard, il convient de rappeler qu'il est légitime que l'autoprodacteur soit traité comme tout autre utilisateur du réseau. En particulier, le montant facturé au titre de l'acheminement étant composé de plusieurs *items* qui varient notamment en fonction de la puissance souscrite et de l'énergie consommée, si l'utilisateur bénéficie de la même puissance souscrite, la part du TURPE qui est proportionnelle à la puissance souscrite reste la même. S'il parvient à réduire ses soutirages en consommant une partie de sa production, la part du TURPE qui dépend de l'énergie soutirée sur les réseaux diminue. Cette réduction de la facture du TURPE serait identique à celle dont bénéficierait un utilisateur qui diminue ses soutirages par d'autres leviers que l'autoproduction, par exemple par des actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE).

⁴⁴ Le coût de modification du schéma de raccordement pour les installations existantes est estimé entre 500 € et 1 000 € en moyenne, et est nul dans le cas d'une nouvelle installation. Concernant la facturation en décompte, le catalogue de prestation d'ERDF prévoit actuellement une prestation annuelle de décompte pour les clients C1 à C5 facturée 21,07 € TTC en cas de comptage à courbe de charge et 556,84 € TTC en cas de comptage à index : http://www.erdf.fr/medias/Catalogue_prestation/ERDF-NOI-CF_32E.pdf. Notons que si la pose de compteurs à courbe de charge ne serait pas indispensable pour mesurer l'autoconsommation, elle permettrait cependant d'apprécier plus finement le synchronisme entre production et consommation.

⁴⁵ Telle que définie par le décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 modifié, fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité.

Ainsi, dans le cadre actuel de la tarification de l'accès aux réseaux, un traitement différent des autoproducteurs et des utilisateurs qui, par d'autres biais, diminuent leurs soutirages pourrait être considéré comme discriminatoire. Il convient par ailleurs de noter que cette économie de la part variable du TURPE n'est pas garantie au moment du raccordement de l'autoprodacteur, car la structure et le niveau de la composante de soutirage du TURPE sont amenés à évoluer sur la durée de vie de l'installation.

La CRE estime que, pour permettre le développement de l'autoproduction, une prime à l'autoproduction devrait être définie et qu'elle devrait respecter les principes suivants :

- la prime à l'autoproduction devrait être définie en cohérence avec la structure et le niveau des tarifs d'obligation d'achat de l'électricité produite. Notamment, la prime à l'autoproduction ne doit pas conduire à un taux de rémunération excessif des capitaux immobilisés⁴⁶ et ne doit pas inciter l'utilisateur à augmenter artificiellement sa consommation pour bénéficier de la prime à l'autoproduction ;
- le dispositif retenu devrait inciter les utilisateurs à améliorer le synchronisme entre production et consommation au niveau d'un même point de connexion au réseau pour refléter les gains de coûts de réseau. Notamment, un niveau de synchronisme entre production et consommation inférieur à un niveau de synchronisme « *de base* » ne devrait pas procurer de gain par rapport à la situation actuelle. Un niveau de synchronisme entre production et consommation supérieur à ce niveau de synchronisme « *de base* » devrait *a contrario* procurer un gain pour l'utilisateur par rapport à la situation actuelle à travers une réduction de sa facture ;
- les charges de CSPE : le dispositif retenu devrait diminuer ou, a minima, ne pas augmenter le surcoût d'achat supporté actuellement par les acheteurs obligés, la prime à l'autoproduction devant être inférieure ou égale à la différence entre le tarif d'obligation d'achat et le coût évité⁴⁷ ;
- les modalités économiques du dispositif devront être adaptées dans le cas des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Préalablement à la définition de ce nouveau dispositif, il conviendra d'anticiper et de traiter des impacts de celui-ci sur la fiscalité. En particulier, l'impact de l'autoproduction sur les taxes assises sur la part variable de la facture d'électricité (notamment la TCFE, la CSPE et la TVA⁴⁸) devrait être neutralisé. En effet, les autoproducteurs ne réduisent pas leurs consommations, mais uniquement leurs soutirages sur les réseaux publics de distribution.

La CRE estime qu'une prime à l'autoproduction, définie sur la base des principes énoncés ci-dessus, pourrait s'appliquer à l'ensemble des nouvelles installations de production souhaitant bénéficier d'un dispositif de soutien.

Par ailleurs, ce nouveau dispositif devra s'inscrire dans le cadre applicable aux aides d'État.

⁴⁶ L'article L. 314-7 du code de l'énergie relatif à l'obligation d'achat dispose notamment que le « *niveau de cette prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé* ».

⁴⁷ Le coût évité représente l'économie faite par l'acheteur obligé du fait qu'il n'ait pas dû acheter le volume de l'obligation d'achat sur le marché. En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, les charges imputables aux missions de service public comprennent les surcoûts résultant de la différence entre les tarifs d'obligation d'achat par rapport aux coûts évités, calculés par référence aux prix de marché de l'énergie. En application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie, le ministre chargé de l'énergie arrête chaque année, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie, le montant des charges de service public de l'électricité.

⁴⁸ TCFE : Taxes sur la Consommation Finale d'Électricité. TVA : Taxe sur la Valeur Ajoutée. CSPE : Contribution au Service Public de l'Électricité.

Recommandation n° 16

La CRE recommande une évolution des conditions de valorisation de l'énergie produite à partir d'énergie de sources renouvelables dans le sens d'une reconnaissance de la valeur économique de l'énergie autoproduite, définie comme la part de la consommation couverte par l'électricité produite au même point de connexion et au même moment. Elle recommande l'adoption de modifications du cadre juridique actuel pour permettre une telle valorisation selon les principes suivants :

- la prime à l'autoproduction devrait être définie en cohérence avec le niveau des tarifs d'obligation d'achat de l'électricité produite. Elle doit, notamment, ne pas conduire à une rémunération excessive des capitaux engagés et ne doit pas inciter l'utilisateur à augmenter artificiellement sa consommation pour bénéficier de la prime à l'autoproduction ;
- les utilisateurs devraient être incités à augmenter le synchronisme entre production et consommation au-delà du niveau de synchronisme « *de base* » entre production et consommation au niveau d'un même point de connexion pour refléter les économies de coûts de réseau ;
- le dispositif retenu devrait diminuer ou, *a minima*, ne pas augmenter le surcoût d'achat supporté actuellement par les acheteurs obligés ;
- les modalités économiques du dispositif devront être adaptées dans le cas des zones non-interconnectées au réseau métropolitain continental.

Préalablement à la définition de ce nouveau dispositif, il conviendra d'anticiper et de traiter des impacts de celui-ci sur la fiscalité. En particulier, l'impact de l'autoproduction sur les taxes assises sur la part variable de la facture d'électricité devrait être neutralisé dans la mesure où les autoproducteurs ne réduisent pas leur consommation, mais uniquement leur consommation transitant par le réseau.

Recommandation n° 17

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution :

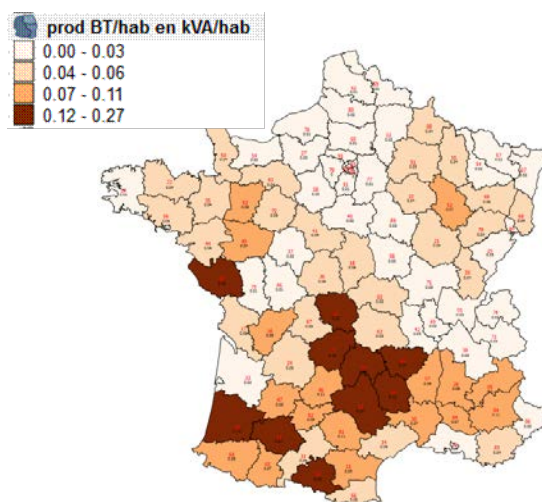
- d'estimer le coût des différentes solutions de raccordement, pour le raccordement indirect au réseau public de distribution d'une installation de production à une installation de consommation ;
- d'adapter les procédures de traitement des demandes de raccordement et les moyens de collecte d'informations (fiches de collecte et interfaces dématérialisées) en vue du raccordement indirect des installations de production ;
- de faire évoluer le barème de facturation des opérations de raccordement aux cas des nouveaux raccordements indirects d'installations de production en basse tension ;
- d'étudier les évolutions des modalités de sous-comptage de la consommation et de la production du client et de leur affectation au périmètre d'un responsable d'équilibre, ainsi que les éventuelles modifications à apporter au catalogue de prestation, afin que la prestation de comptage en décompte ne constitue pas un frein au développement de l'autoproduction.

3. – Les technologies *Smart grids* doivent permettre d'accroître la performance des réseaux publics de distribution

3.1. – Un développement des réseaux électriques intelligents qui doit prendre en compte les possibilités offertes par les installations de production

3.1.1. – Le développement rapide des installations de production photovoltaïque sur le réseau électrique en basse tension nécessite une nouvelle gestion des réseaux électriques

Depuis dix ans, le réseau électrique a vu un développement rapide des installations de production raccordées en basse tension. 99 % des moyens de production raccordés aux réseaux électriques en basse tension sont des installations de production photovoltaïque. L'implantation de cette production est très variable sur le territoire métropolitain et se trouve principalement localisée dans les régions de l'Ouest et du Sud de la France.



L'arrivée massive d'énergies variables rend plus complexe le maintien de l'équilibre entre production et consommation. À l'échelle locale, la variabilité de la production et le faible foisonnement des installations de production photovoltaïque ou éolienne, sur une « *poche de réseau* » donnée, complexifient la gestion du réseau, qui doit prendre en compte des phénomènes nouveaux, tels que des élévations et des déséquilibres de la tension, des injections d'harmoniques par l'électronique de puissance et des variations rapides de la puissance.

Figure 11 – Installations de production raccordées en BT par département et par habitant
(Source : ERDF)

L'arrivée de cette nouvelle production peut générer, dans certaines circonstances, des coûts de renforcement de réseaux en basse et moyenne tension. Les technologies *Smart grids* ouvrent de nouvelles perspectives pour limiter les besoins de renforcement, contribuant ainsi à la modération des coûts pour les utilisateurs. En 2011, la CRE a confié au cabinet Adéquations la réalisation d'une étude sur les coûts et les bénéfices générés par les installations de production d'énergie photovoltaïque sur les réseaux publics de distribution. Les résultats de cette étude ont été présentés aux acteurs dans le cadre de la consultation publique de la CRE du 6 mars 2012 sur la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité⁴⁹. Cette étude a montré qu'en l'état actuel de la technologie, les coûts cumulés qui pourraient être supportés par ERDF, et qui seraient donc à couvrir par

⁴⁹ Les documents relatifs à cette consultation publique de la CRE sont disponibles à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-et-de-distribution-d-electricite>

les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, pourraient atteindre entre 402 M€ et 1 284 M€ d'ici 2020, selon le scénario envisagé⁵⁰.

Selon ERDF, le coût moyen annualisé du renforcement par kilowatt installé varie d'un facteur allant de 1 à 20 en fonction des contraintes locales. Dans certaines zones à faible densité de consommation et à forte présence de panneaux photovoltaïques, la production cumulée en basse tension est déjà susceptible de provoquer des refoulements vers les réseaux en haute tension (HTB) en période de faible consommation, aboutissant à des nouveaux modes d'exploitation de ces réseaux.

Les ouvrages de réseau nécessaires au raccordement⁵¹ des installations de production en basse tension sont aujourd'hui dimensionnés pour permettre à tout moment d'évacuer la puissance maximale que peuvent produire ces installations de production. À cette fin, préalablement au raccordement d'une installation de production, les gestionnaires de réseaux réalisent des études qui mettent en évidence les éventuelles contraintes⁵² qui pourraient apparaître sur le réseau existant après le raccordement de l'installation de production. Afin d'éviter l'apparition effective de ces contraintes, il peut être nécessaire de renforcer le réseau avant de raccorder l'installation de production. Dans ce cas, le coût des travaux de renforcement au même niveau de tension est à la charge du producteur, tandis que le coût des autres travaux de renforcement est couvert par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Les gestionnaires de réseaux de distribution précisent la méthodologie et les hypothèses qu'ils utilisent pour réaliser les études de raccordement dans leur documentation technique de référence, au titre de la décision du 7 avril 2004⁵³. Ces principes d'études de raccordement précisent, aujourd'hui, que les ouvrages de réseaux doivent être dimensionnés pour permettre aux installations de production d'injecter à tout moment leur production à hauteur de la puissance active maximale demandée lors du raccordement, sans absorber de la puissance réactive, conformément à la réglementation en vigueur. La solution de raccordement de référence proposée par les gestionnaires de réseaux de distribution est actuellement définie selon ces principes. Des évolutions de ces principes pourraient limiter les besoins de renforcement et, en particulier, les coûts de renforcement à la charge des producteurs, en contrepartie de leur engagement à participer au réglage de la tension ou encore de leur engagement à limiter la puissance injectée sur le réseau.

3.1.2. – L'absorption de la puissance réactive par l'installation de production peut limiter les besoins de renforcement

Les installations de consommation consomment de la puissance active et, en général, absorbent de la puissance réactive. Ces deux comportements ont tendance à abaisser la tension sur les réseaux. À

⁵⁰ 402 M€ pour le scénario dit « PPI » (500 MWc par an, soit une puissance installée cible de 6 GWc à horizon 2020) et 1 284 M€ pour le scénario dit « accéléré » (2 GWc par an, soit une puissance installée cible de 18 GWc à horizon 2020).

⁵¹ Les ouvrages nécessaires au raccordement sont : le branchement (uniquement en basse tension), l'extension et le renforcement des réseaux publics, ou dans le cas d'un schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) les ouvrages propres au raccordement de l'installation de production, ainsi que les ouvrages créés ou renforcés au titre du schéma.

⁵² Contraintes de tension (excursion possible en dehors de la plage réglementaire de +/- 10 % autour de la tension nominale) et/ou, éventuellement, d'intensité (induisant des contraintes thermiques sur les ouvrages de réseaux).

⁵³ Décision de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2004 sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité. Décision consultable à l'adresse suivante :

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/mise-en-place-des-referentiels-techniques-des-gestionnaires-de-reseaux-publics-d-electricite>

l'inverse, les installations de production décentralisée, lorsqu'elles produisent, injectent sur les réseaux de la puissance active et provoquent donc des hausses locales de la tension sur ces réseaux. Les gestionnaires de réseaux doivent prendre en compte ces phénomènes et mettre en œuvre les moyens dont ils disposent (renforcements des réseaux, réglages des prises ou des valeurs de consigne des transformateurs, moyens de compensation en HTA de la puissance réactive, etc.) pour s'assurer que la tension reste dans les limites réglementaires pour l'ensemble des utilisateurs. En revanche, les capacités techniques d'absorption de la puissance réactive dont disposent certaines installations de production décentralisée ne sont actuellement pas utilisées.

La plupart des installations de production photovoltaïque ont la capacité technique d'absorber de la puissance réactive, ce qui a pour effet d'abaisser localement la tension. Cette solution, qui permet d'éviter l'apparition de contraintes de tension haute, pourrait être mise en œuvre sous la forme d'un réglage local (par exemple, une régulation de la puissance réactive absorbée par l'installation de production en fonction de la puissance active injectée ou de la tension mesurée à son point de livraison sur le réseau) ou d'un réglage coordonné et centralisé (par exemple par le gestionnaire de réseaux de distribution en prenant en compte le comportement de l'ensemble des installations et des mesures à sa disposition).

L'absorption de la puissance réactive par les installations de production décentralisée a fait l'objet de premières expérimentations par ERDF. Selon les premières estimations réalisées par ERDF, les économies de coûts de renforcement pourraient être de 20 à 40 % pour les réseaux en moyenne tension (HTA) et de 10 à 20 % pour les réseaux en basse tension (BT). L'absorption de la puissance réactive a, en revanche, pour effet d'augmenter les pertes sur les réseaux publics de distribution, dont les coûts sont couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Cet effet doit donc être pris en compte et mis en regard des coûts de renforcement évités, pour déterminer les conditions dans lesquelles l'absorption de la puissance réactive par les installations de production décentralisée serait une solution avantageuse pour la collectivité.

En dépit des avantages potentiels pour la collectivité, notamment dans les zones où il y a une forte pénétration de production en basse tension, l'absorption de la puissance réactive par les installations de production raccordées en basse tension est aujourd'hui interdite par la réglementation⁵⁴.

Le gestionnaire de réseau de distribution doit actuellement proposer une ou plusieurs solutions de raccordement, parmi lesquelles figure obligatoirement la solution de raccordement de référence⁵⁵. Si la réglementation évoluait, les gestionnaires de réseaux pourraient, lorsque cela est avantageux pour la collectivité, proposer à un producteur, en plus de la solution de raccordement de référence, une solution de raccordement alternative comprenant une obligation contractuelle d'absorption de la puissance réactive⁵⁶, la solution de raccordement de référence ne prévoyant elle aucune absorption de la puissance réactive. Le producteur pourrait choisir la solution alternative, notamment si celle-ci permettait de réduire les coûts ou les délais de raccordement qu'il aura à supporter.

⁵⁴ L'article 9 de l'arrêté du 23 avril 2008 modifié, relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique, prévoit que les « *installations de production raccordées en basse tension ne doivent pas absorber de puissance réactive* ».

⁵⁵ Ce mécanisme entre dans le cadre des dispositions de l'article 5 de l'arrêté du 28 août 2007, fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

⁵⁶ Cette solution de raccordement préciserait alors les modalités de participation de l'installation de production au réglage de la tension, mobilisant les capacités d'absorption de la puissance réactive de cette dernière, notamment en cas de tension haute.

Cette évolution permettrait ainsi de mobiliser les capacités de réglage de la tension des installations de production décentralisées lorsque cette solution est intéressante tant pour la collectivité que pour le producteur concerné. Elle pourrait ainsi être rapidement mise en œuvre.

Par la suite, il pourrait être envisagé d'étudier les cas où cette mobilisation, bien qu'avantageuse pour la collectivité, ne bénéficie pas au producteur sous forme de moindres coûts ou de moindres délais de raccordement. En particulier, les gestionnaires des réseaux publics de distribution pourraient à l'avenir recourir, à travers différents mécanismes, aux capacités d'absorption de la puissance réactive par les installations de production raccordées à leurs réseaux et, en particulier, celles que le demandeur de raccordement pourrait lui-même proposer.

Recommandation n° 18

La CRE est favorable à ce que les installations de production décentralisées puissent participer au réglage de la tension par l'absorption de la puissance réactive.

La CRE propose ainsi la suppression de l'article 9 de l'arrêté du 23 avril 2008, afin de permettre aux installations de production raccordées en basse tension d'absorber de la puissance réactive.

Recommandation n° 19

Afin d'optimiser les conditions économiques de l'accueil de la production décentralisée sur les réseaux publics de distribution en basse tension et de réduire les coûts à la charge des producteurs et les délais de raccordement de ces installations de production, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution :

- de faire évoluer, dès que la réglementation le permettra, leurs principes d'études de raccordement afin de prévoir, lorsque cela est intéressant pour la collectivité, l'étude de solutions de raccordement différentes de l'opération de raccordement de référence, comportant des obligations contractuelles pour les installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution de participer au réglage de la tension en absorbant de la puissance réactive. Ces solutions seront alors proposées comme des solutions différentes de l'opération de raccordement de référence, dont le choix reviendra au producteur ;
- de déterminer et de publier dans leurs documentations techniques de référence, les critères objectifs selon lesquels de telles solutions seront étudiées et proposées ;
- d'adapter leurs documentations techniques de référence, et notamment les modèles de contrats et conventions conclus avec les producteurs, pour permettre la mise en œuvre de solutions de raccordement prenant en compte les capacités d'absorption de la puissance réactive par les installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution.

Afin d'envisager des solutions intéressantes pour la collectivité dans son ensemble, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'étudier, en concertation avec les producteurs concernés, les situations éventuelles et les conditions économiques et contractuelles dans lesquelles des solutions de raccordement impliquant la participation des installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution au réglage de la tension par l'absorption de la puissance réactive pourraient être mises en œuvre, dans les cas où elles seraient avantageuses pour la collectivité.

3.1.3. – Les coûts de renforcement à la charge des producteurs pourraient, dans certains cas, être réduits en contrepartie d'engagements de limitation de la puissance active injectée

La solution de raccordement de référence proposée au producteur par le gestionnaire de réseaux de distribution est dimensionnée pour permettre aux installations de production d'injecter à tout moment leur production à la puissance active maximale demandée lors du raccordement. Cette possibilité peut toutefois impliquer en pratique la réalisation des travaux de renforcement, ce qui peut, selon les circonstances, conduire à imposer des coûts importants au producteur, un délai pour la mise en service ou encore des limitations temporaires d'injection de la puissance active.

Dans certains cas, un producteur pourrait préférer s'engager à limiter la puissance active maximale qu'il est susceptible d'injecter sur le réseau, si cet engagement lui permettait en contrepartie de pouvoir bénéficier d'une solution de raccordement alternative, présentant pour lui de moindres coûts ou de moindres délais. En particulier, le producteur pourrait être intéressé par une telle solution lorsque ces limitations ne réduisent pas de façon significative l'énergie annuelle produite par l'installation de production. La limitation de l'injection à laquelle le producteur s'engagerait pourrait, dans certains cas, être permanente et, dans d'autres cas, ne s'appliquer que dans certaines circonstances et pour un volume d'heures défini dans l'année.

Cette limitation de la puissance active injectée pourrait éviter l'apparition de contraintes sur le réseau. Elle pourrait dans, certains cas, être pilotée de manière locale, par exemple si l'installation réagit directement à la tension mesurée sur le réseau. Elle pourrait, dans d'autres cas, être pilotée de manière coordonnée, par exemple par le gestionnaire de réseaux en prenant en compte les différentes installations raccordées sur le réseau.

La solution de raccordement de référence ne prévoyant, elle, aucune limitation pérenne de la capacité d'injection, les gestionnaires de réseaux pourraient également, lorsque cela est avantageux pour la collectivité⁵⁷, proposer à un producteur une solution de raccordement alternative comprenant un engagement à limiter l'injection de la puissance active⁵⁸. Afin de pouvoir choisir la solution de raccordement de son installation, le producteur doit avoir une certaine visibilité, d'une part, sur la durée et la profondeur maximales des limitations envisagées et, d'autre part, sur une estimation de leur utilisation effective probable. Le producteur pourrait choisir la solution alternative, notamment si celle-ci permettait de réduire les coûts ou les délais de raccordement qu'il aurait à supporter. Dans ce cas, les limitations auxquelles il pourrait s'engager de façon pérenne, en choisissant cette solution alternative de raccordement, devront être formalisées dans les différents documents contractuels établis aussi bien pour le raccordement que pour l'accès au réseau.

La mise en œuvre de cette possibilité nécessite, en conséquence, de faire évoluer la pratique des gestionnaires de réseaux publics de distribution et d'adapter leur documentation technique de référence.

⁵⁷ En particulier, l'évaluation de l'intérêt pour la collectivité devra prendre en compte les conséquences à moyen et long terme du choix de la solution alternative.

⁵⁸ Cet engagement préciserait la profondeur de la limitation, ainsi que sa durée et, dans le cas où la limitation n'est pas permanente, les circonstances et le volume maximal d'heures dans l'année pendant lesquelles elle s'appliquerait.

Recommandation n° 20

Afin d'optimiser les conditions économiques de l'accueil de la production décentralisée sur les réseaux publics de distribution en basse tension et de réduire les coûts et les délais de raccordement à la charge des producteurs, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité d'étudier la faisabilité d'évolutions consistant à :

- faire évoluer leurs principes d'études de raccordement afin de prévoir, lorsque cela est intéressant pour la collectivité, l'étude de solutions de raccordement différentes de la solution de raccordement de référence. Ces solutions alternatives pourraient, contrairement à la solution de raccordement de référence, comporter des limitations de la puissance active injectée par les installations de production décentralisées. Ces solutions seraient alors proposées comme des solutions différentes de l'opération de raccordement de référence, dont le choix reviendrait au producteur ;
- déterminer et publier, dans leurs documentations techniques de référence, les critères objectifs selon lesquels de telles solutions seraient étudiées et proposées ;
- adapter leurs documentations techniques de référence, et notamment les modèles de contrats et conventions conclus avec les producteurs, pour permettre la mise en œuvre de solutions de raccordement prenant en compte la possibilité de limitation de la puissance active injectée par les installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution, et prévoir les conditions d'accès au réseau correspondantes.

3.2. – Les solutions de raccordement d'installations de consommation pourraient mieux prendre en compte les flexibilités offertes par les consommateurs

L'essor de nouveaux usages et appareils, tels que la pompe à chaleur, le véhicule électrique, les équipements dits de haute technologie (écran plat, ordinateur portable, téléphone portable ou *Smartphone*, tablette multimédia, console de jeux, etc.) implique une hausse de la consommation d'électricité et potentiellement des puissances appelées, soumettant alors les réseaux d'électricité à des contraintes.

Avec l'arrivée des nouvelles technologies de l'information et de la communication, la puissance appelée par certains usages de l'électricité peut être modulée dans le temps. De nombreuses expérimentations testent actuellement des solutions de gestion active de la demande permettant de moduler temporairement, en cas de besoin du réseau, la puissance appelée. En particulier, la recharge des véhicules électriques apparaît comme un usage relativement flexible dont la puissance peut, dans un grand nombre de situations, être modulée tout en répondant au besoin de l'utilisateur.

Afin de réduire les besoins de renforcement de réseau, il peut ainsi être intéressant de moduler la puissance active soutirée dans les situations où elle provoquerait l'apparition d'une contrainte sur les réseaux.

Forts des premiers retours d'expérience des démonstrateurs, plusieurs acteurs souhaitent que les possibilités de moduler la puissance appelée soient prises en compte lors de l'élaboration des solutions de raccordement. Les principes d'études de raccordement et de développement des réseaux réalisés par les gestionnaires de

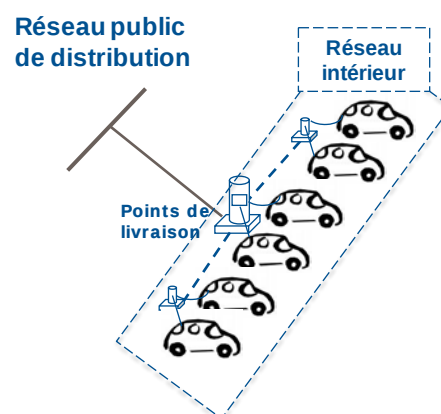


Figure 12 – Raccordement de bornes de recharge en aval du point de livraison
(Source : ERDF)

réseaux de distribution ne prennent, aujourd'hui, pas en compte les capacités de modulation de puissance des installations de consommation. Prendre en compte ces capacités nécessite une évolution des pratiques des gestionnaires de réseaux de distribution et une adaptation de leur documentation technique de référence, et notamment des modèles de contrats et conventions conclus avec les consommateurs.

La solution de raccordement de référence proposée au consommateur par le gestionnaire de réseaux de distribution est dimensionnée pour permettre à son installation de soutirer à tout moment la puissance active maximale demandée lors du raccordement. Cette possibilité peut toutefois, en pratique, impliquer la réalisation de travaux de renforcement, ce qui peut, selon les circonstances, conduire à imposer des coûts importants au consommateur, un délai pour la mise en service ou encore des limitations temporaires de soutirage.

Dans certains cas, un consommateur pourrait cependant préférer s'engager à limiter la puissance maximale qu'il est susceptible de soutirer du réseau, si cet engagement lui permettait en contrepartie de pouvoir bénéficier d'une solution de raccordement alternative, présentant pour lui de moindres coûts ou de moindres délais. En particulier, le consommateur pourrait être intéressé par une telle solution lorsque ces limitations ne modifient pas de manière significative son usage de l'électricité. La limitation de soutirage à laquelle le consommateur s'engagerait pourrait, dans certains cas, être permanente et, dans d'autres cas, ne s'appliquer que dans certaines circonstances et pour un volume d'heures défini dans l'année. Cette limitation de la puissance soutirée pourrait éviter l'apparition de contraintes sur le réseau. Elle pourrait, dans certains cas, être pilotée de manière locale, par exemple dans le cas où l'installation réagit directement à la tension mesurée sur le réseau. Elle pourrait, dans d'autres cas, être pilotée de manière coordonnée, par exemple par le gestionnaire de réseau en prenant en compte les différentes installations raccordées sur le réseau.

La solution de raccordement de référence ne prévoyant, elle, aucune limitation pérenne de la capacité de soutirage, les gestionnaires de réseaux pourraient, lorsque cela est avantageux pour la collectivité⁵⁹, également proposer à un consommateur, en plus de la solution de raccordement de référence, une solution de raccordement alternative comprenant un engagement à limiter la puissance soutirée⁶⁰. Afin de pouvoir choisir la solution de raccordement de son installation, le consommateur devrait avoir une certaine visibilité, d'une part, sur la durée et la profondeur maximales des limitations envisagées et, d'autre part, sur une estimation de leur utilisation effective probable. Le consommateur pourrait choisir la solution alternative, si elle permettait de réduire les coûts ou les délais de raccordement qu'il aurait à supporter. Dans ce cas, les limitations auxquelles il s'engage de façon pérenne en choisissant cette solution alternative de raccordement devront être formalisées dans les différents documents contractuels établis aussi bien pour le raccordement que pour l'accès au réseau.

La mise en œuvre de cette possibilité impose de faire évoluer en conséquence la pratique des gestionnaires de réseaux de distribution et d'adapter leur documentation technique de référence.

Par ailleurs, les gestionnaires de réseaux de distribution pourraient, à l'avenir, recourir, à travers différents mécanismes, aux sources de flexibilité raccordées à leurs réseaux (cf. chapitre 3.4 de la présente délibération) et, en particulier, celles que le demandeur de raccordement pourrait lui-même proposer.

Par la suite, les principes des études de raccordement de ces gestionnaires de réseaux pourraient évoluer afin de prendre en compte ces possibilités. Une telle évolution permettrait, dans certains cas, de

⁵⁹ En particulier, l'évaluation de l'intérêt pour la collectivité devra prendre en compte les conséquences à moyen et long terme du choix de la solution alternative.

⁶⁰ Cet engagement préciserait la profondeur de la limitation ainsi que sa durée et dans le cas où sa durée est permanente, les circonstances et le volume d'heure maximal dans l'année pendant lesquelles elle s'appliquerait.

réduire les besoins de renforcement, les coûts de renforcement à la charge du consommateur, les délais de mise en service ou encore l'utilisation effective des limitations de puissance soutirée auxquelles un consommateur s'est engagé.

Recommandation n° 21

Afin de réduire les coûts et les délais de raccordement des consommateurs, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'étudier la faisabilité et l'intérêt économique pour la collectivité d'évolutions consistant à :

- faire évoluer leurs principes d'études de raccordement afin de prévoir, lorsque cela est intéressant pour la collectivité, l'étude de solutions de raccordement différentes de la solution de raccordement de référence. Ces solutions alternatives pourraient, contrairement à la solution de raccordement de référence, comporter des limitations de la puissance soutirée par les installations de consommation. Ces solutions seraient alors proposées comme des solutions différentes de l'opération de raccordement de référence, dont le choix reviendrait au consommateur ;
- dans un second temps, faire évoluer leurs principes d'études de raccordement afin de prendre en compte les possibilités de recours, à travers différents mécanismes, à différentes sources de flexibilité raccordées à leurs réseaux (cf. chapitre 3.4 de la présente délibération) et, en particulier, celles que le demandeur de raccordement pourrait lui-même proposer ;
- déterminer et publier, dans leurs documentations techniques de référence, les critères objectifs selon lesquels de telles solutions seraient étudiées et proposées ;
- adapter leurs documentations techniques de référence, et notamment les modèles de contrats et conventions conclus avec les consommateurs, pour permettre la mise en œuvre de ces solutions de raccordement et prévoir les conditions d'accès au réseau correspondantes.

Ces études devraient examiner, notamment, le cas particulier du raccordement des infrastructures de recharge des véhicules électriques.

3.3. – Des prescriptions techniques et un cadre contractuel à adapter pour prendre en compte les caractéristiques spécifiques des installations de stockage d'électricité

3.3.1. – Les utilisateurs doivent bénéficier de conditions objectives, transparentes et non discriminatoires pour l'accès au réseau

Les gestionnaires de réseaux publics de distribution doivent assurer un droit d'accès aux réseaux qu'ils gèrent selon des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

Ainsi, deux acteurs ayant la même utilisation du réseau doivent se voir proposer les mêmes conditions d'accès, indépendamment de l'usage de l'électricité qu'ils font. C'est ainsi par exemple que, pour une installation injectant de l'énergie sur le réseau, les conditions d'accès aux réseaux ne dépendent pas de l'origine de cette énergie et, notamment, du fait qu'elle soit produite à partir de l'énergie solaire, éolienne, nucléaire, thermique ou encore à partir d'un stock d'énergie. Dans le cas d'une installation de stockage, ce stock d'énergie peut avoir été constitué préalablement à partir de sources diverses.

En particulier, l'article L. 341-2 du code de l'énergie dispose que les « *tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire* ». Deux utilisateurs placés dans des situations équivalentes (notamment raccordés au même domaine de tension et utilisant le réseau de manière équivalente), devront payer, au titre de l'acheminement, des montants équivalents.

Une installation de stockage peut injecter ou soutirer de l'électricité du réseau. À ce titre, elle doit bénéficier, pour injecter de l'énergie, de conditions d'accès au réseau similaires à celles dont bénéficie toute installation de production. De même, elle doit bénéficier pour soutirer de l'énergie de conditions d'accès au réseau similaires à celles dont bénéficie toute installation de consommation.

Dans le cadre de la tarification de l'accès aux réseaux, l'application d'un tarif de soutirage lorsque l'installation de stockage soutire de l'énergie du réseau et d'un tarif d'injection lorsqu'elle injecte sur le réseau répond à la même logique. Il n'apparaît ainsi pas justifié *a priori* de traiter de manière différenciée les installations de stockage par rapport aux installations de consommation ou de production raccordées aux réseaux publics de distribution. Les bénéfices potentiels apportés par les installations de stockage en termes de coûts de réseaux se matérialisent lorsqu'elles permettent de moduler la courbe de mesure (de soutirage ou d'injection) des utilisateurs de telle sorte que cela réduise les contraintes sur les réseaux. Ces bénéfices sont d'ores-et-déjà valorisés dans le cadre de la facturation des coûts de raccordement et/ou de la tarification de l'accès aux réseaux.

3.3.2. – Les caractéristiques techniques spécifiques des installations de stockage d'électricité doivent être prises en compte

Les installations de stockage d'électricité, au même titre que les installations de production et de consommation, peuvent générer des contraintes sur les réseaux publics de distribution, nécessitant des renforcements de ces réseaux, donnant lieu à des coûts et des délais de raccordement.

Pour autant, certaines installations de stockage d'électricité présentent, sur le plan technique, des différences objectives avec d'autres installations de production ou de consommation. Par exemple, elles associent plusieurs équipements d'électronique de puissance (onduleurs, redresseurs, convertisseurs). Ainsi, ces différences devraient être prises en compte dans la définition des prescriptions techniques applicables à ces installations, à l'instar des différences déjà prises en compte en fonction de la source d'énergie utilisée. Les différences de traitement ainsi instaurées entre installations devront résulter de critères objectifs et être en rapport direct avec les motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux, et à la qualité de leur fonctionnement.

L'article L. 342-5 du code de l'énergie dispose qu'« *afin d'assurer la sécurité et la sûreté du réseau et la qualité de son fonctionnement, sont fixées par voie réglementaire les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire : [...] En cas de raccordement au réseau public de distribution d'électricité, les installations des producteurs, les installations des consommateurs, les circuits d'interconnexion ainsi que les lignes directes mentionnées à l'article L. 343-1* ».

Dans sa rédaction actuelle, l'article ne vise pas expressément les installations qui pourraient aussi bien injecter que soutirer de l'énergie du réseau auquel elles sont raccordées, ce qui est notamment le cas des installations de stockage d'électricité. Son évolution permettrait de clarifier la liste des installations soumises à des prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement. Une telle clarification devra également être envisagée concernant les autres dispositions du code de l'énergie éventuellement applicables aux installations de stockage.

Recommandation n° 22

La CRE est favorable à une modification des dispositions de l'article L. 342-5 du code de l'énergie afin de clarifier la liste des installations soumises à des prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement. Une telle clarification devra également être envisagée concernant les autres dispositions du code de l'énergie éventuellement applicables aux installations de stockage.

En application des dispositions de l'article L. 342-5 du code de l'énergie, deux décrets ont été adoptés. Le décret n° 2003-229 du 13 mars 2003⁶¹ fixe les prescriptions techniques générales pour l'ensemble des installations actuellement mentionnées à l'article L. 342-5 du code de l'énergie à l'exclusion des installations de production, qui, elles, sont soumises aux dispositions du décret n° 2008-386 du 23 avril 2008⁶².

Le raccordement des installations de stockage d'électricité pose aujourd'hui des difficultés techniques, notamment en matière de qualité de l'alimentation (perturbation d'harmoniques, tenue au creux de tension) et de sécurité du réseau (absence de norme de sécurité, continuité du neutre, conformité de l'installation), les dispositions réglementaires précédemment rappelées ne prenant pas en compte les caractéristiques techniques spécifiques des installations de stockage. Ces difficultés ont occasionné des retards dans le planning des démonstrateurs français⁶³.

Les dispositions réglementaires concernant les prescriptions techniques générales pourraient être modifiées ou complétées pour prendre en compte les caractéristiques spécifiques des installations de stockage d'électricité.

Recommandation n° 23

La CRE propose que les dispositions réglementaires concernant les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement soient modifiées pour prendre en compte les caractéristiques spécifiques de certaines installations de stockage d'électricité susceptibles d'entraîner des difficultés en matière de qualité de l'alimentation et de sécurité du réseau. Les éventuelles différences de traitement instaurées entre installations devront résulter de critères objectifs et être en rapport direct avec les motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux et à la qualité de leur fonctionnement.

Dans l'attente de l'adoption de ces modifications, les installations de stockage d'électricité sont soumises aux seules dispositions réglementaires en vigueur. Les gestionnaires de réseaux de distribution pourraient expliciter dans leur documentation technique de référence la manière dont ces dispositions sont mises en œuvre pour une installation de stockage d'électricité. Ils pourraient les préciser au travers de règles relatives aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement applicables à une telle installation.

⁶¹ Décret n° 2003-229 du 13 mars 2003, relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution.

⁶² Décret n° 2008-386 du 23 avril 2008 modifié, relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité.

⁶³ Quelques exemples de raccordement aux réseaux publics de distribution d'installations de stockage d'électricité sont présentés dans l'annexe 6.

Ces règles et, le cas échéant, les modifications afférentes de la documentation technique de référence feront l'objet, avant leur publication, d'une concertation avec les différentes parties prenantes, sous l'égide du gestionnaire de réseaux de distribution concerné. Avant leur publication, il conviendrait, comme précisé par la CRE dans sa décision du 7 avril 2004, que les gestionnaires de réseaux de distribution notifient à la CRE les règles correspondantes, ainsi que les résultats de la concertation menée avec les différentes parties prenantes concernées, en faisant apparaître l'ensemble des opinions recueillies. Il conviendrait que tout projet de modification de ces règles suive le même processus de concertation avec les parties prenantes et de notification à la CRE avant sa publication.

Recommandation n° 24

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'explicitier dans leur documentation technique de référence la manière dont les dispositions réglementaires en vigueur sont mises en œuvre pour une installation de stockage d'électricité.

En l'absence de dispositions réglementaires permettant la prise en compte des caractéristiques spécifiques des installations de stockage d'électricité, la CRE demande également aux gestionnaires de réseaux de distribution de définir des règles relatives aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement applicables à une installation de stockage d'électricité. Les éventuelles différences de traitement instaurées entre installations devront résulter de critères objectifs et être en rapport direct avec les motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux et à la qualité de leur fonctionnement.

Les procédures de raccordement des gestionnaires de réseaux permettent d'assurer un traitement transparent et non-discriminatoire des demandes de raccordement des utilisateurs, notamment en explicitant les critères de classement des demandes de raccordement et la gestion de « *files d'attente* » de raccordement, dans le respect des principes posés par la décision de la CRE du 25 avril 2013⁶⁴. Il convient de s'assurer que les procédures ne sont pas inadaptées au traitement des demandes de raccordement des installations de stockage d'électricité et, le cas échéant, en procédant aux évolutions qui seraient nécessaires.

Par ailleurs, afin de permettre le traitement des demandes de raccordement des installations de stockage d'électricité et d'assurer leur accès aux réseaux publics de distribution dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, les gestionnaires de réseaux doivent s'assurer que les dispositions du cadre contractuel qu'ils proposent ne sont pas inadaptées aux installations de stockage et, le cas échéant, les faire évoluer.

En particulier, les formulaires de demande de raccordement (fiche de collecte de renseignements) ne prévoient pas de recueillir les caractéristiques détaillées des dispositifs de stockage d'électricité⁶⁵ associés à des installations de production. Ils sont également inadaptés au raccordement d'installations de stockage d'électricité indépendantes. Des difficultés analogues existent également dans les modèles

⁶⁴ Délibération de la CRE du 25 avril 2013 portant décision sur les règles d'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité et le suivi de leur mise en œuvre. Délibération consultable à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/demandes-de-raccordement>

⁶⁵ Telles que les caractéristiques des redresseurs (puissance, type d'électronique de puissance, impédance du redresseur, tension de sortie assignée, facteur de puissance, etc.) et leurs modes de fonctionnement avec les onduleurs ou convertisseurs de l'installation (type de bus CC ou CA, etc.) permettant aux gestionnaires de réseaux de simuler le comportement de ces installations de stockage d'électricité, notamment, en cas de variation rapide de la tension ou de la fréquence (îlotage).

de proposition technique et financière, de convention de raccordement, de convention d'exploitation, de contrat d'accès au réseau ou encore dans les modèles de contrat de raccordement, d'accès et d'exploitation.

Recommandation n° 25

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution de prendre en compte les installations de stockage d'électricité dans les procédures de traitement d'une demande de raccordement dans le respect des principes découlant de la délibération de la CRE du 25 avril 2013, afin d'assurer un traitement objectif, transparent et non discriminatoire de ces demandes.

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution de s'assurer que leurs procédures, leurs documents contractuels et leur documentation technique de référence facilitent l'accueil sur le réseau des installations de stockage d'électricité :

- en adaptant les formulaires de collecte de renseignements pour prévoir le raccordement d'installations de production associant des dispositifs de stockage. Les caractéristiques des dispositifs de stockage pourraient par exemple être précisées dans ces formulaires ;
- en adaptant les formulaires de collecte pour prévoir le cas du raccordement d'installations de stockage indépendantes ;
- en précisant les principes d'études applicables pour le raccordement des installations de stockage ;
- en veillant à ce que la terminologie adoptée dans les modèles et trames types des contrats, conventions et propositions techniques et financières de raccordement ne soit pas inadaptée aux installations de stockage et, le cas échéant, en procédant aux évolutions qui seraient nécessaires pour prendre en compte les caractéristiques spécifiques de ces installations.

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution de veiller à ce que les éventuelles différences de traitement instaurées entre installations au terme de ces adaptations résultent de critères objectifs et soient en rapport direct avec les motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux, et à la qualité de leur fonctionnement.

3.4. – Une exploitation des réseaux qui prend en compte, grâce aux technologies *Smart grids*, les flexibilités apportées par les différents utilisateurs des réseaux

Les contraintes sur les réseaux publics de distribution sont, aujourd'hui, relativement limitées en France, dans la mesure où ces réseaux sont renforcés au fur et à mesure de l'arrivée des nouveaux utilisateurs. Comme indiqué dans les chapitres 3.1 et 3.2, le développement des réseaux publics de distribution pourrait évoluer pour mieux prendre en compte, lors du raccordement de nouvelles installations, l'engagement des demandeurs de raccordement à accepter des limitations pérennes en contrepartie de moindres délais de raccordement ou de moindres coûts à leur charge.

Avec le développement des nouvelles technologies de l'information et de la communication, de nouvelles flexibilités sont peu à peu disponibles sur les réseaux publics de distribution. L'exploitation de ces réseaux pourrait bénéficier des possibilités de flexibilité qui peuvent être offertes par l'ensemble des installations raccordées aux réseaux publics de distribution. Ces nouvelles flexibilités pourraient contribuer à la continuité d'alimentation et à la gestion des contraintes locales. Elles pourraient, par exemple, diminuer la durée de recours effectif par le gestionnaire de réseaux de distribution à des limitations qu'un producteur

s'est engagé à accepter au moment de son raccordement ou encore éviter, dans certains cas, la réalisation de renforcements coûteux pour la collectivité.

L'intérêt de ces flexibilités pour la gestion des réseaux publics de distribution doit cependant être évalué plus précisément. Certains démonstrateurs réalisent actuellement des tests visant à valider techniquement et économiquement l'intérêt des flexibilités apportées par les différents utilisateurs pour l'exploitation d'un réseau public de distribution. Ces démonstrateurs prévoient une réflexion sur d'éventuels mécanismes (mécanismes de gestion des contraintes locales, modalités de contractualisation de flexibilité en amont, etc.) permettant de valoriser le gain que ces services de flexibilité apportent à la gestion des réseaux publics de distribution. Ces réflexions portent également sur la cohérence de ces nouveaux mécanismes de gestion locale avec l'organisation actuelle du système électrique.

Les gestionnaires de réseaux de distribution n'ont pas, à ce jour, recours aux flexibilités offertes par des acteurs tiers. En revanche, des équipements techniques déployés sur les réseaux (moyens de compensation en HTA, régulateurs en charge dans les postes de transformation, etc.) leur permettent de compenser les éventuels déséquilibres détectés.

Par ailleurs, des systèmes de communication directe entre les gestionnaires de réseaux de distribution et certains équipements situés en aval compteur existent déjà : la télécommande centralisée à fréquence musicale (TCFM), utilisée aujourd'hui pour l'envoi des signaux de changement de plage temporelle (permettant par exemple le déclenchement du ballon d'eau chaude) et de commande d'éclairage public, et les solutions de diffusion d'ordres par courant porteur en ligne (« *broadcast CPL* ») depuis les concentrateurs situés dans les postes de distribution publique. Une extension de l'utilisation technique de ces moyens à d'autres applications pourrait être étudiée dans le cadre des expérimentations en cours.

Les retours d'expérience des démonstrateurs qui testent actuellement la mise à disposition des capacités de flexibilité, et notamment des nouvelles flexibilités de la demande, devront permettre d'identifier l'intérêt économique pour la collectivité de ces solutions. Le cas échéant, ils devront alors permettre d'identifier les éventuelles difficultés techniques, économiques et juridiques au développement de ces solutions. Ces retours d'expérience permettront, si nécessaire, de proposer des évolutions pour que les gestionnaires de réseaux de distribution soient en mesure d'améliorer l'efficacité de la gestion des réseaux publics de distribution, en cohérence avec les différents dispositifs déjà mis en œuvre pour la gestion du système électrique.

Ces réflexions devront être menées en prenant en compte les dispositions de la directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012⁶⁶ qui précise, dans son article 15, que les États membres veillent à ce que les régulateurs mettent en place une tarification et une régulation du réseau qui incitent les utilisateurs du réseau à améliorer l'efficacité énergétique. Il conviendra donc d'étudier les mécanismes qui permettraient de mobiliser efficacement, dans un cadre objectif, transparent et non discriminatoire, des capacités de flexibilité des installations raccordées aux réseaux, lorsque cela s'avère économiquement intéressant pour la gestion des réseaux publics de distribution et cohérent avec les dispositifs tarifaires.

⁶⁶ Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE.

Recommandation n° 26

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'étudier les mécanismes qui permettraient la mobilisation efficace, dans un cadre objectif, transparent et non discriminatoire, des capacités de flexibilité des installations raccordées aux réseaux lorsque cela s'avère économiquement intéressant pour la gestion des réseaux publics de distribution et cohérent avec les dispositifs tarifaires.

3.5. – L'interopérabilité et la pérennité des technologies *Smart grids* déployées sur les réseaux publics de distribution doivent pouvoir être garanties

3.5.1. – Des travaux de normalisation à consolider

3.5.1.a. – La normalisation doit être porteuse de simplification au travers d'une harmonisation

Étant données la multiplicité et la diversité des éléments qui composent le nouvel écosystème électrique formé par le déploiement des technologies *Smart grids*, l'interaction entre ces éléments doit être rendue possible afin que s'organise une utilisation optimale de l'infrastructure électrique.

La phase expérimentale des *Smart grids* a permis de développer et de tester de nombreuses solutions innovantes et a ainsi vu apparaître un grand nombre de standards techniques⁶⁷ permettant d'assurer l'interopérabilité entre les différents éléments d'un même démonstrateur.

Toutefois, un trop grand nombre de standards peut freiner le développement de solutions industrielles à grande échelle. Cela peut ainsi induire un renchérissement du coût unitaire des solutions, en particulier pour les équipements dont la production requiert d'importants coûts fixes.

L'harmonisation des standards par les instances internationales de normalisation contribue à réduire le nombre de standards et, donc, à homogénéiser les équipements qui seront déployés. La normalisation permet en particulier de sélectionner, pour des usages communs, un standard parmi les nombreux standards existants, voire d'en créer un en prenant en compte les différents enjeux. En ce sens, de nombreux travaux de normalisation des réseaux électriques intelligents ont été lancés dans le monde⁶⁸. Ils permettront, d'une part, de diminuer les coûts unitaires des solutions et, d'autre part, de garantir l'interopérabilité des matériels. Ces deux conditions sont essentielles au développement des technologies *Smart grids*.

⁶⁷ Un standard est un référentiel publié par une entité privée autre qu'un organisme de normalisation national ou international ou non approuvé par un de ces organismes pour un usage national ou international.

⁶⁸ Les travaux de normalisation des réseaux électriques intelligents dans le monde sur consultable sur le site Internet de la CRE, à l'adresse suivante : <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=normalisation-monde>

Recommandation n° 27

La CRE est favorable à une plus grande harmonisation des standards en matière de comptage et de réseaux électriques intelligents. En ce sens, la CRE soutient le travail des instances internationales de normalisation, notamment ceux des instances européennes au travers des mandats européens de normalisation M/441⁶⁹ sur le comptage et M/490⁷⁰ sur les réseaux électriques intelligents. Ces mandats permettent en effet une harmonisation, au travers de normes européennes, des équipements et des pratiques de comptage et plus généralement des *Smart grids*.

3.5.1.b. – Les modalités de communication doivent être connues pour ne pas freiner le développement des applications des Smart grids

Pour fonctionner de façon optimale, de nombreuses applications *Smart grids* nécessitent que les installations des utilisateurs puissent communiquer avec des équipements des réseaux publics de distribution. Pour cela, les différents équipements doivent utiliser les mêmes modalités de communication (notamment les interfaces et les protocoles de communication reposant sur des normes et des standards).

Les gestionnaires de réseaux de distribution n'ont à ce jour pas défini, dans leur documentation technique de référence, les exigences minimales permettant de garantir la communication entre les équipements du réseau public de distribution et ceux situés en aval du compteur. La définition et la publication des modalités de communication permettraient de s'assurer qu'elles sont accessibles de façon transparente, objective et non discriminatoire notamment pour les concepteurs d'applications *Smart grids*. En l'absence de définition de ces modalités de communication, il serait plus difficile pour les utilisateurs de participer efficacement à la mise en œuvre des *Smart grids*.

Recommandation n° 28

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution :

- de définir les exigences minimales que doivent respecter les équipements de l'installation de l'utilisateur pour qu'ils soient à même de communiquer avec ceux du réseau de distribution ;
- de publier ces exigences, dans leurs documentations techniques de référence.

Les gestionnaires de réseaux de distribution s'attacheront à définir en priorité les modalités de communication avec les équipements *Smart grids* déjà déployés ou en cours de déploiement sur les réseaux qu'ils exploitent en décrivant les interfaces et les protocoles à mettre en œuvre.

⁶⁹ Le mandat M/441 est accessible à l'adresse suivante :

http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/2009_03_12_mandate_m441_en.pdf

La CRE participe à ces travaux en tant que représentant du CEER.

⁷⁰ Le mandat M/490 est accessible à l'adresse suivante :

http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/2011_03_01_mandate_m490_en.pdf

3.5.2. – Le risque de perturbation des signaux CPL doit être pris en compte par la réglementation

La communication par courants porteurs en ligne (CPL) est utilisée dans de nombreux projets *Smart grids* et pour le système de comptage évolué *Linky*⁷¹ : un signal de plus haute fréquence et de faible énergie se superpose au courant électrique alternatif à 50 Hz sur le réseau électrique en moyenne tension, basse tension et en aval du compteur. Ce signal CPL permet de transmettre des informations, et notamment des signaux tarifaires, sur l'ensemble du réseau électrique. Il est reçu et décodé par tout équipement disposant d'un récepteur CPL de même catégorie se trouvant sur le même réseau électrique. La TCFM fonctionne sur ce principe à une fréquence plus basse (175 Hz dans la plupart des cas).

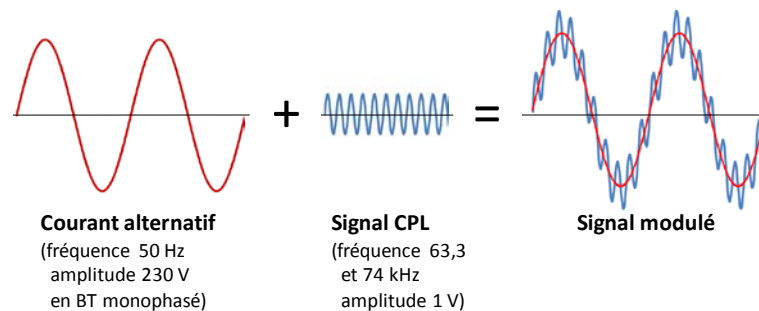


Figure 13 – Principe de la communication par CPL (Source : CRE)

Les signaux CPL utilisés dans les projets *Smart grids* et pour le système de comptage évolué *Linky* se situent dans la bande de fréquence dite CENELEC-A entre 9 et 95 kHz. Celle-ci est allouée à la communication des gestionnaires de réseaux d'électricité par la norme NF EN 50065⁷².

Les différents équipements électriques installés à proximité ou connectés aux réseaux publics de distribution d'électricité peuvent émettre des perturbations qui atténuent ou parasitent les courants porteurs en ligne. Ces perturbations pourraient remettre en cause la pérennité des technologies de communication fondées sur les CPL. Par conséquent, il convient de s'assurer que le niveau de perturbations des équipements connectés aux réseaux publics de distribution d'électricité ou à leur proximité est correctement encadré.

Les perturbations causées par les équipements électriques connectés relèvent de la réglementation traitant du raccordement des installations au réseau public de distribution d'électricité. Pour les nouvelles installations de production, celle-ci prévoit que les « éventuelles contraintes que le raccordement de l'installation de production est susceptible de faire peser, notamment sur [...] le fonctionnement de la transmission des signaux tarifaires »⁷³ soient identifiées et qu'une solution de raccordement permettant de lever ces contraintes soit proposée par le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité sur la base

⁷¹ Le système de comptage évolué *Linky* dispose de deux supports de communication : un premier niveau de communication utilisant le CPL entre le compteur et le concentrateur situé dans le poste de distribution publique HTA/BT et un second niveau de communication utilisant le GPRS (*General Packet Radio Service*) entre le concentrateur et le centre de supervision d'ERDF.

⁷² Norme traitant de la transmission de signaux sur les réseaux électriques en basse tension dans la bande de fréquences de 3 kHz à 148,5 kHz.

⁷³ Article 3 de l'arrêté du 23 avril 2008 modifié, relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.

de cette étude. Des mesures similaires⁷⁴ existent également pour le raccordement des installations de consommation.

Ces arrêtés ne mentionnent pas explicitement les signaux CPL comme étant un des moyens de transmission des signaux tarifaires. De plus, la documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux de distribution ne traite que de la protection des signaux TCFM. En l'absence de mention de ces modalités de communication, le signal CPL ne semble pas suffisamment protégé.

Recommandation n° 29

La CRE est favorable une meilleure protection du signal CPL utilisé par les gestionnaires de réseaux de distribution notamment pour transmettre les signaux tarifaires. À cet effet, la CRE recommande une clarification des arrêtés relatifs aux prescriptions techniques auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement à un réseau public de distribution (du 23 avril 2008 et 17 mars 2003), étendant explicitement la notion de signaux tarifaires aux signaux CPL et impliquant une limitation du niveau d'émissions des installations raccordées aux réseaux publics de distribution.

Recommandation n° 30

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution de décrire, dans leur documentation technique de référence, les exigences en matière de protection du signal CPL, comme c'est le cas pour le signal tarifaire TCFM actuel (notamment le signal 175 Hz) en application de l'article 9 de l'arrêté du 17 mars 2003 et de l'article 3 de l'arrêté du 23 avril 2008.

En outre, les perturbations causées par les équipements électriques installés à proximité des réseaux publics de distribution relèvent des textes réglementaires et des normes relatifs à la compatibilité électromagnétique. Dans la mesure où l'utilisation de ce signal est relativement récente, les textes réglementaires et les normes actuels ne protègent pas ce signal de façon adéquate. Il convient de faire évoluer ces textes pour prendre en compte correctement cette évolution.

Par exemple, sur un sujet proche, la compatibilité électromagnétique concernant les fréquences radio est encadrée par le décret n° 2006-1278 du 18 octobre 2006⁷⁵.

⁷⁴ Article 9 de l'arrêté du 17 mars 2003 modifié, relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de distribution d'une installation de consommation d'énergie électrique.

⁷⁵ Décret n° 2006-1278 du 18 octobre 2006, relatif à la compatibilité électromagnétique des équipements électriques et électroniques, transposant la directive 2004/108/CE, relative à la compatibilité électromagnétique.

Recommandation n° 31

La CRE est favorable à une meilleure protection du signal CPL vis-à-vis des perturbations électromagnétiques et recommande :

- l'introduction de dispositions réglementaires en vue de protéger les bandes de fréquence du CPL, comme le sont les fréquences radio dans le décret du 18 octobre 2006 ;
- l'élaboration d'une norme internationale relative aux niveaux de compatibilité définissant des niveaux maximum d'émissions pour éviter les perturbations et des degrés d'immunité pour garantir sa robustesse, conformément aux travaux en cours au sein de la CEI.

4. – Les technologies *Smart grids* peuvent contribuer à la performance globale du système électrique

Ce chapitre présente les recommandations de la CRE relatives à la contribution des technologies *Smart grids* à la performance globale du système électrique. Il aborde, en particulier les sujets suivants :

- la participation des installations raccordées aux réseaux publics de distribution à la gestion du système électrique ;
- la valorisation des flexibilités de la demande sur les marchés de l'énergie ;
- les services que pourrait apporter le stockage ;
- les nouveaux enjeux en matière de sûreté du système électrique entraînés par l'évolution du parc de production ;
- les problématiques spécifiques de l'équilibre offre-demande dans les zones non interconnectées.

Il prend en compte les avancées prévues par la directive européenne 2012/27/UE du 25 octobre 2012⁷⁶, notamment le fait que la demande puisse participer, aux côtés de la production, à l'ensemble des services nécessaires au bon fonctionnement du système électrique et aux marchés de l'énergie.

4.1. – Les installations raccordées aux réseaux publics de distribution pourraient participer davantage à la gestion du système électrique

Les technologies de *Smart grids* qui se développent sur les réseaux de distribution permettent d'envisager la participation de toutes les installations raccordées aux réseaux publics de distribution aux différents services nécessaires au bon fonctionnement du système électrique.

Historiquement, ces services ont été fournis en quasi-totalité par des moyens de production raccordés au réseau public de transport. Ces dernières années, ces services ont été progressivement ouverts à des installations raccordées aux réseaux publics de distribution. Il semble souhaitable de poursuivre cette ouverture à une participation plus large des installations raccordées aux réseaux publics de distribution, sous réserve qu'elles disposent des capacités techniques à assurer le niveau de performance attendu. Certaines d'entre elles sont notamment susceptibles de pouvoir fournir certains de ces services à moindre coût. Une telle ouverture permettrait la valorisation efficace des capacités de ces installations.

4.1.1. – La participation aux services de réglage assurant l'équilibre offre-demande a été initiée pour les installations raccordées aux réseaux publics de distribution

Pour assurer l'équilibre offre-demande, RTE dispose actuellement de différents mécanismes, listés ci-dessous, qui ont été progressivement ouverts à un nombre croissant d'installations.

⁷⁶ La directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 prévoit notamment que les « États membres veillent à la suppression des incitations [...] qui pourraient faire obstacle à la participation des effacements de consommation aux marchés d'ajustement et à la fourniture de services auxiliaires » et que les « autorités nationales de régulation de l'énergie encouragent les ressources portant sur la demande, telles que les effacements de consommation, à participer aux marchés de gros et de détail au même titre que les ressources portant sur l'offre ».

Mécanismes	Caractéristiques du mécanisme	Possibilités de participation à fin mars 2014
Contrats d'interruptibilité (article L. 321-19 du code de l'énergie)	- Puissance engagée dans le mécanisme : 400 MW - Délai d'action : 5 secondes	- Installations de consommation > 60 MW (agrégation possible pour les sites > 40 MW⁷⁷)
Réserve primaire (article L. 321-11 du code de l'énergie)	- Puissance engagée dans le mécanisme : ≈ 600 MW⁷⁸ - Délai d'action : < 30 secondes	- Toute installation de production peut participer⁷⁹
Réserve secondaire (article L. 321-11 du code de l'énergie)	- Puissance engagée dans le mécanisme : 500 à 1 000 MW⁸⁰ - Délai d'action : < 15 minutes	- Toute installation de production peut participer
Réserve rapide (article L. 321-11 du code de l'énergie)	- Puissance engagée dans le mécanisme : 1 000 MW - Délai d'action : 13 minutes	- Toutes installations > 10 MW (agrégation possible⁸¹)
Réserve complémentaire (article L. 321-11 du code de l'énergie)	- Puissance engagée dans le mécanisme : 500 MW - Délai d'action : 30 minutes	- Toutes installations > 10 MW (agrégation possible)
Réserve complémentaire consommateur (appels d'offres effacement) (article L. 321-12 du code de l'énergie)	- Puissance engagée dans le mécanisme : 760 MW - Délai d'action : < 2 heures	- Installations de consommation > 10 MW (agrégation possible)
Autres moyens activés sur le mécanisme d'ajustement (article L. 321-10 du code de l'énergie)	- Pas de contractualisation préalable requise - Pas de limite de puissance pour ce mécanisme - Délai d'action : selon l'offre déposée	- Toutes installations > 10 MW (agrégation possible)

Tableau 7 – Principaux mécanismes nationaux à disposition de RTE pour équilibrer l'offre et la demande d'électricité

Les Règles Services Système⁸², élaborées par RTE et approuvées par la CRE dans sa délibération du 28 novembre 2013⁸³, ouvrent, depuis le 1^{er} janvier 2014, aux installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution la possibilité de participer au réglage de fréquence, sur une base volontaire.

La délibération de la CRE précitée précise, en outre, les évolutions attendues dans les prochaines années. Elle prévoit en particulier l'ouverture de la participation au réglage de la fréquence, pour les installations de consommation raccordées aux réseaux publics de transport et de distribution. À cet effet,

⁷⁷ Les sites de consommation compris entre 40 MW et 60 MW peuvent participer, à la condition qu'ils fassent partie d'une agrégation de sites dont la capacité totale excède 60 MW.

⁷⁸ Cette valeur est définie annuellement par l'ENTSO-E sur la base du ratio entre la production totale de l'année $n-2$ de chaque pays et la production totale de l'Europe continentale.

⁷⁹ Une expérimentation pour les installations de consommation raccordées au réseau public de transport débutera à compter du 1^{er} juillet 2014.

⁸⁰ La valeur est calculée par RTE pour chaque pas demi-horaire, selon plusieurs critères parmi lesquels le niveau de la demande (consommation France + échanges aux frontières).

⁸¹ La participation des sites de moins de 10 MW est possible, à la condition qu'ils fassent partie d'une agrégation de sites dont la capacité totale excède 10 MW.

⁸² Les services système sont constitués du réglage automatique de la fréquence et du réglage automatique de la tension. Ces réglages ont pour but d'assurer le maintien de la fréquence, de la tension et, de façon plus globale, la stabilité du réseau électrique.

⁸³ La délibération de la CRE du 28 novembre 2013 portant approbation des Règles Services Système est disponible à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/regles-services-systeme/consulter-la-deliberation>

les modalités de participation évolueront progressivement, en prenant notamment en compte les conclusions du retour d'expérience concernant les installations de consommation raccordées au réseau public de transport. Afin de permettre à un plus grand nombre d'installations de participer, il est également prévu que les modalités de participation au réglage de la fréquence évoluent pour prendre en compte les capacités dissymétriques⁸⁴ qui ne sont actuellement pas éligibles.

Dans ce contexte, et compte tenu notamment des évolutions attendues, la CRE a considéré que les modalités de participation et les règles de détermination de la rémunération de la mise à disposition des capacités de réglage automatique de la fréquence sont fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires. Elle s'assurera du respect du caractère objectif et non discriminatoire des Règles Services Système lors de leurs prochaines évolutions.

Recommandation n° 32

La CRE demande au gestionnaire du réseau de transport de poursuivre, comme cela est notamment prévu par la délibération de la CRE du 28 novembre 2013, les travaux permettant à terme à l'ensemble des installations de participer aux mécanismes de réglage primaire et secondaire de la fréquence, sous réserve de leurs capacités techniques à répondre aux exigences de performance attendues.

Le réglage tertiaire permet également de contribuer à l'équilibre offre-demande. Afin qu'un plus grand nombre de capacités de production et de sites de consommation puissent être valorisés par les acteurs d'ajustement dans le cadre du réglage tertiaire de la fréquence, certains acteurs ont demandé que les règles de participation aux mécanismes, dont dispose RTE, évoluent. Ils ont notamment souhaité un abaissement du seuil de participation au mécanisme d'ajustement, actuellement fixé à 10 MW pour une entité d'ajustement. De même, ils ont évoqué certaines contraintes d'agrégation qui limitent les possibilités de regroupement de sites entre eux, notamment en fonction du réseau auxquels ils sont raccordés ou du responsable d'équilibre auquel ils sont rattachés.

Dans le cadre de l'expérimentation en région Bretagne, le seuil de participation au mécanisme d'ajustement a été abaissé à 1 MW pour les entités d'ajustement participant au traitement des congestions locales. Le retour d'expérience de cette expérimentation montre que de nouvelles capacités ont pu être valorisées par les acteurs et que cela a entraîné une baisse du coût global des capacités contractualisées dans le cadre de l'appel d'offres organisé depuis deux hivers par RTE pour faire face aux congestions qui peuvent survenir en Bretagne.

Dans sa délibération du 16 octobre 2013⁸⁵, la CRE a ainsi demandé à RTE de « *lui communiquer un état d'avancement des travaux menés pour apporter davantage de souplesse dans la gestion des capacités ou dans le contrôle du réalisé, ainsi qu'une feuille de route sur les échéances de mise en œuvre des avancées prévues : abaissement du seuil de participation, levée des contraintes de constitution de entités d'ajustement, et introduction de nouvelles méthodes de contrôle du réalisé* ».

⁸⁴ Des capacités dissymétriques de réglage permettent aux acteurs de proposer des volumes de réserves différents pour le réglage à la hausse et pour le réglage à la baisse, voire un réglage uniquement à la hausse ou uniquement à la baisse.

⁸⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 octobre 2013 portant approbation des règles expérimentales relatives à la participation au Mécanisme d'Ajustement dans le cadre de l'expérimentation en région Bretagne. Délibération disponible sur le site Internet de la CRE :

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/experimentation-bretagne>

Recommandation n° 33

La CRE demande au gestionnaire du réseau de transport de poursuivre, comme cela est notamment prévu par la délibération de la CRE du 16 octobre 2013, les travaux permettant à terme à un plus grand nombre d'installations de participer aux mécanismes de réglage tertiaire de la fréquence, sous réserve de leurs capacités techniques à répondre aux exigences de performance attendues.

4.1.2. – Les installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution pourraient contribuer à la maîtrise des flux de puissance réactive à l'interface entre les réseaux de transport et de distribution

La majorité des installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution d'électricité disposent de capacités d'absorption ou de fourniture de puissance réactive. Une meilleure utilisation de ces capacités pourrait s'avérer économiquement intéressante pour la gestion des réseaux publics d'électricité.

Le chapitre 3.1.2 décrit comment l'absorption de puissance réactive par les installations de production peut limiter les besoins de renforcement du réseau public de distribution en levant les contraintes locales de tension qui peuvent survenir.

Les installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution d'électricité peuvent également utiliser cette capacité technique pour contribuer à la maîtrise des échanges de puissance réactive à l'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution. La généralisation d'une telle contribution pourrait, dans certaines circonstances, s'avérer économiquement intéressante pour la gestion des réseaux publics d'électricité. À titre d'exemple, une meilleure maîtrise des échanges de puissance réactive pourrait diminuer les pertes sur le réseau public de transport, limiter certains besoins de renforcement et éviter certains investissements dans des moyens de compensation de puissance réactive⁸⁶. Des analyses plus fines seront, en tout état de cause, nécessaires pour évaluer précisément l'intérêt économique d'une telle contribution et les conditions de sa mise en œuvre.

La mise à disposition par les installations de production décentralisées de leurs capacités d'absorption de puissance réactive décrite au chapitre 3.1.2 présenterait un intérêt particulier aux heures de plus faible consommation. À l'inverse, la contribution à la maîtrise des échanges de puissance réactive à l'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution trouve *a priori* son principal intérêt aux heures de plus forte consommation. Ainsi, les deux utilisations qui peuvent être faites de cette même capacité technique poursuivent des objectifs qui s'avèrent complémentaires.

⁸⁶ Par exemple, des gradins de condensateurs ou des équipements fondés sur l'électronique de puissance tels que les systèmes de transmission flexible en courant alternatif (également appelés *FACTS* pour *Flexible Alternating Current Transmission System*).

Recommandation n° 34

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'étudier, en concertation avec l'ensemble des acteurs concernés, les conditions dans lesquelles les installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution pourraient contribuer à la maîtrise des échanges de puissance réactive à l'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution. Ces études devront également permettre de définir des modalités de participation permettant d'améliorer l'efficacité globale du système électrique.

Ces études constitueront un travail distinct :

- des réflexions déjà amorcées sur les évolutions possibles des règles existantes encadrant les échanges de puissance réactive à l'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution ;
- et des incitations applicables aux transits de puissance réactive à l'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution. La CRE demande au gestionnaire du réseau de transport et aux gestionnaires des réseaux de distribution de se coordonner pour mener à bien ces travaux, en concertation avec les parties prenantes concernées.

4.2. – Une valorisation plus large des flexibilités de la demande pourrait être permise sur les marchés de l'énergie

La flexibilité de la demande peut être définie comme la capacité pour les consommateurs finals (domestiques, tertiaires, industriels, etc.) de moduler leur consommation.

Avec l'arrivée des nouvelles technologies de l'information et de la communication, la flexibilité de la consommation est plus facilement exploitable et les applications pour l'ensemble du système électrique plus nombreuses.

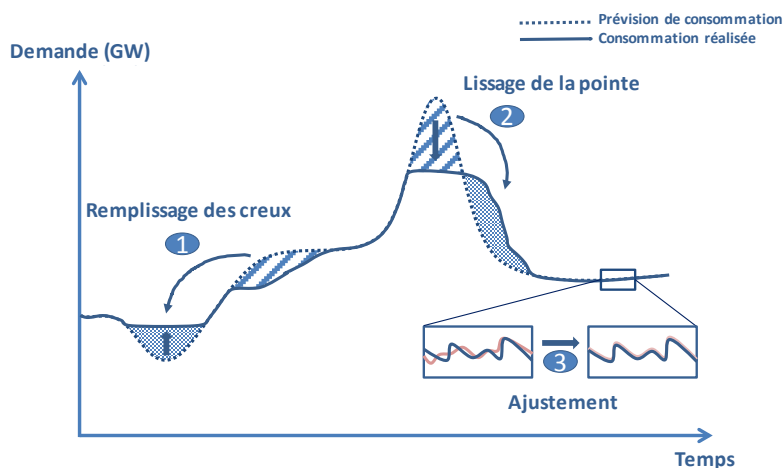


Figure 14 – Exemples d'applications de la flexibilité de la demande (Sources : CEER et CRE)

Cette flexibilité de la demande se matérialise par deux principales actions du consommateur :

- la modulation à la baisse (ou effacement), qui consiste à diminuer temporairement, sur sollicitation ponctuelle, son niveau de soutirage par rapport à un niveau attendu. Elle peut notamment être caractérisée par la coupure temporaire de certains appareils électriques chez les

consommateurs, par le report de consommation, voire par le renoncement à certains usages (par exemple, actions sur le chauffage électrique ou sur le ballon d'eau chaude chez un particulier, ou sur des machines industrielles dans les entreprises) ;

- la modulation à la hausse, qui consiste à augmenter temporairement, sur sollicitation ponctuelle, son niveau de soutirage par rapport à un niveau attendu. Elle peut être obtenue en anticipant certains usages. Elle ne vise pas à augmenter le niveau de soutirage global, et demeure en cela compatible avec les objectifs de maîtrise de la demande en énergie.

De même que la flexibilité apportée par l'effacement peut présenter un intérêt pour le système électrique, une hausse temporaire de la consommation peut constituer une solution efficace pour gérer certaines situations de contrainte sur l'équilibre offre-demande, et notamment contribuer à une meilleure intégration des énergies renouvelables.

RTE a notamment la responsabilité de veiller à l'équilibre offre-demande pour l'ensemble du système électrique français. Le mécanisme d'ajustement qu'il met en œuvre permet de faire appel aux réserves de flexibilité nécessaire pour éviter tout déséquilibre entre la consommation et la production.

Pour éviter un déficit d'énergie, RTE peut mobiliser tant la flexibilité à la hausse de groupes de production que la modulation à la baisse de la consommation (effacement). En revanche, pour éviter un excédent d'énergie, RTE mobilise un service qui est actuellement fourni exclusivement par des groupes de production ou des acteurs étrangers. Il n'a pas recours à une modulation à la hausse de la consommation. Cependant, une consommation suffisamment flexible (en l'occurrence à la hausse) pourrait également apporter ce service.

Par ailleurs, lorsque le niveau de production d'électricité des groupes de production peu flexibles (hydraulique au fil de l'eau, centrales nucléaires, installations éoliennes et photovoltaïques, *etc.*) est important et que le niveau de consommation d'électricité est faible, des prix extrêmement bas, voire négatifs, peuvent apparaître sur les marchés : les producteurs doivent alors payer pour écouler leur production et éviter de les arrêter. Avec les règles actuelles, la majorité des consommateurs ne peut pas, dans une telle situation, bénéficier de l'énergie abondante et bon marché, qu'ils pourraient par exemple souhaiter consommer en anticipation d'autres usages.

La modulation à la hausse de la consommation apporterait de la flexibilité au système électrique, notamment pendant les heures où la plupart des moyens de pointe, très flexibles, n'est pas démarrée. La hausse de la consommation correspondante s'appuierait ainsi sur une production d'énergie peu, voire pas, carbonée. Lorsqu'elle correspond à un déplacement d'une consommation prévue à un moment moins favorable, elle pourrait également contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Par ailleurs, au-delà de son intérêt pour la gestion de l'équilibre offre-demande, une hausse temporaire de la consommation peut constituer une solution efficace pour gérer certaines situations locales de sollicitation trop importante du réseau, sources de congestion.

Enfin, développer des capacités d'effacement peut conduire les consommateurs à disposer de capacités de flexibilité symétriques (à la hausse comme à la baisse). La valorisation de la flexibilité à la hausse pourrait ainsi encourager les consommateurs à développer de telles capacités et faciliter le développement de capacités d'effacement.

Le cadre législatif et réglementaire actuel ne permet cependant pas aux consommateurs de valoriser l'ensemble de la flexibilité qu'ils peuvent fournir au système électrique. Actuellement, seules des modalités pour les effacements de consommation sont prévues. La mécanique d'affectation de l'énergie consommée à chaque responsable d'équilibre ne permet pas de procéder à une comptabilité suffisamment fine pour valoriser pleinement la flexibilité d'un consommateur.

Les offres de fourniture proposées actuellement, en particulier les options à double index heures pleines / heures creuses (HP/HC), autorisent une participation active à la maîtrise de la pointe et constituent un

outil de premier ordre pour moduler la consommation. Néanmoins, elles ne permettent ni d'effectuer une modulation suffisamment fine de la consommation d'électricité, ni d'apporter de la flexibilité en temps réel : les plages horaires de ces offres sont en effet trop étendues temporellement pour gérer un besoin ponctuel. Par exemple, elles ne permettent pas à un fournisseur de différencier finement ses prix de fourniture en fonction de ses coûts d'approvisionnement, notamment lorsque le prix de l'électricité sur le marché varie fortement d'une heure à l'autre.

Les modalités de valorisation de la modulation de la consommation à la hausse sur les marchés ne sont pas définies, en particulier celles permettant d'organiser les transferts d'énergie et les flux financiers entre les acteurs impliqués. Seuls certains sites télé-relevés sont capables de valoriser cette flexibilité, par exemple sur le marché *spot* en procédant à des notifications d'échanges de blocs ou sur le mécanisme d'ajustement avec des flux financiers adaptés qui peuvent être mis en œuvre, dès lors que ces sites sont facturés à partir de la courbe de charge.

État des lieux	Services système assurant l'équilibre offre-demande	Mécanisme d'ajustement		Marché
		Réserves	Autres offres	
Modulation de la consommation à la baisse (effacement)	Sites raccordés au réseau public de transport ¹ (ouverture au 1 ^{er} juillet 2014)	Tous ³	Tous ³	Tous ³
	Sites raccordés au réseau public de distribution ²			
Modulation de la consommation à la hausse	Sites raccordés au réseau public de transport ¹ (ouverture au 1 ^{er} juillet 2014)	Pas de besoin ⁷	Sites télérelevés ⁵	Sites télérelevés ⁵
	Sites raccordés au réseau public de distribution ²		Site profilés ⁴	Sites profilés ⁶
Participation possible pour tous les sites Participation partielle Participation impossible				
¹ Les Règles Services Système prévoient une phase de participation expérimentale des sites de soutirage raccordés au réseau public de transport à partir du 1^{er} juillet 2014. ² Les Règles Services Système prévoient que RTE étudie, en lien avec les gestionnaires de réseaux de distribution, les conditions de la participation à l'équilibre production/consommation instantané des sites de soutirage raccordés aux réseaux publics de distribution au plus tard 6 mois après la première participation d'un site de soutirage. ³ Sous réserve du respect des conditions de participation prévues dans les règles, notamment du seuil minimal d'agrégation de 10 MW sur le mécanisme d'ajustement et de 100 kW sur le marché de gros. ⁴ Le cadre actuel ne permet pas de mettre en œuvre les transferts d'énergie et les flux financiers entre les acteurs impliqués. ⁵ Un consommateur télé-relevé peut sous certaines conditions proposer des offres à la baisse sur le mécanisme d'ajustement ou procéder à des échanges de blocs d'énergie de gré à gré. ⁶ Les règles actuelles de fonctionnement des marchés ne permettent pas la valorisation explicite d'une telle flexibilité. ⁷ RTE ne contractualise pas de réserves de puissance à la baisse (diminution de production ou hausse de consommation), car il n'en a, à ce jour, ni le besoin ni l'obligation.				

Tableau 8 – Vision simplifiée des possibilités de participation des sites de soutirage aux différents mécanismes valorisant la flexibilité de la demande (Source : CRE)

Afin de pouvoir valoriser la flexibilité à la hausse de la consommation, des modifications du cadre législatif sont nécessaires, notamment pour organiser les flux financiers entre les acteurs concernés.

Recommandation n° 35

La CRE est favorable à une évolution législative, comme cela a été fait pour l'effacement, pour définir les modalités économiques permettant de mettre à disposition du système la flexibilité offerte par des modulations temporaires à la hausse de la consommation. Cette modification permettra ainsi de compléter le cadre législatif relatif à la flexibilité de la consommation.

Recommandation n° 36

La CRE demande au gestionnaire du réseau de transport d'étudier, pour les situations ne nécessitant pas de renforcement du cadre législatif et réglementaire, les éventuelles évolutions nécessaires pour que la flexibilité apportée par les modulations de la consommation puisse être mise à disposition du système électrique à travers les différents mécanismes (par exemple certains sites télé-relevés sur le mécanisme d'ajustement).

4.3. – Les retours d'expérience des démonstrateurs sont attendus pour préciser les services que pourraient apporter les installations de stockage d'énergie

Le stockage d'énergie fait partie des technologies qui peuvent contribuer à fournir de la flexibilité. Si les démonstrateurs ont déjà fait part de retours d'expérience techniques, notamment des difficultés rencontrées lors du raccordement (voir chapitre précédent), la CRE n'a, à ce jour, pas eu connaissance de retours d'expérience économiques⁸⁷ sur les services que les installations de stockage d'énergie peuvent apporter au secteur de l'électricité dans son ensemble.

À titre d'illustration, la Feuille de route du stockage à horizon 2030 réalisée conjointement par la *European Association for Storage of Energy* (EASE) et la *European Energy Research Alliance* (EERA) identifie 23 services que les installations de stockage peuvent apporter au secteur électrique, certains d'entre eux étant d'ores-et-déjà valorisables :

PRODUCTION	TRANSPORT	DISTRIBUTION	CONSOMMATION
Reprise de production (Black start)	Réglage primaire	Amélioration des capacités de transit	Écrêtement des pointes
Arbitrage marché	Réglage secondaire	Contrôle de la tension	Arbitrage (marché, production locale, etc.)
Dynamique (suivi de charge)	Réglage tertiaire	Sécurisation de la distribution (n-1)	Qualité du courant
PRODUCTION RENOUVELABLE	Stabilité de la fréquence (systèmes insulaires)	Îlotage voulu	Continuité de la fourniture
Contribution aux services système	Report d'investissement	Limitation des perturbations sur le réseau public de transport d'électricité	Gestion du réactif
Contribution à la capacité de pointe	Stabilité de synchronisme		Limitation des perturbations
Éviter le risque de déconnexion			

Tableau 9 – Services apportés par le stockage selon la feuille de route EASE-ERRA
(Source : EDF, Feuille de route EASE-EERA)

⁸⁷ Une étude a cependant été réalisée sur le potentiel du stockage d'énergies à horizon 2030, conjointement par l'ADEME, l'ATEE et la DGCIS. Elle a été publiée le 5 novembre 2013. Elle est disponible à l'adresse suivante : <http://ademe.typepad.fr/presse/2013/11/etude-stockage-energies.html>

Recommandation n° 37

La CRE est favorable à ce que les retours d'expérience des démonstrateurs, au travers d'analyses coûts-bénéfices sur l'ensemble de la chaîne de valeur, permettent de préciser les premiers résultats des études menées ces dernières années sur les services apportés par les installations de stockage d'énergie. Elle recommande également que ces études s'intéressent à la répartition de la valeur entre les différents acteurs et envisagent les mécanismes permettant de valoriser ces services lorsqu'ils se révèlent avantageux pour la collectivité.

4.4. – L'évolution du parc de production entraîne de nouveaux enjeux en matière de sûreté du système électrique

4.4.1. – Des solutions à envisager pour pallier la diminution de l'inertie du système électrique

Toute variation de la consommation ou de la production électrique entraîne une variation temporaire de la fréquence électrique. Toutes choses égales par ailleurs, cette variation de fréquence est plus ou moins rapide en fonction du type d'installations électriques en fonctionnement. Les installations dites synchrones, qui sont caractérisées par une fréquence de rotation synchronisée avec la fréquence électrique, participent à ralentir les variations de fréquence et contribuent ainsi à la sûreté des systèmes électriques. On dit que ces installations procurent de l'inertie au système électrique.

La majorité des installations de production thermiques et hydrauliques apportent de l'inertie au système électrique. À l'inverse, certaines installations de production d'EnR, dont les installations de production photovoltaïques et la grande majorité des installations de production éoliennes, n'apportent pas d'inertie au système électrique.

Avec l'évolution du parc de production européen, l'inertie des systèmes électriques européens tend à diminuer, ce qui pourrait accroître le risque d'incident majeur. En conséquence, les gestionnaires de réseaux de transport pourraient être amenés à prendre des mesures d'accompagnement, ainsi que cela est indiqué, par exemple, dans certaines publications d'ENTSO-E⁸⁸. Des premières propositions ont été évoquées :

- imposer aux installations de production ne procurant pas d'inertie au système électrique de fournir de l'inertie dite « *synthétique* »⁸⁹ ;
- limiter le taux de pénétration des installations ne procurant pas d'inertie⁹⁰.

Pour la zone synchrone d'Europe continentale (zone CE)⁹¹, la baisse d'inertie du système électrique pourrait, à long terme, devenir un sujet de préoccupation. Il paraît souhaitable d'approfondir dès

⁸⁸ Voir notamment le document suivant (p.40) : [http://www.acer.europa.eu/Media/News/Documents/120626%20-%20NC%20RfG%20-%20Frequently%20Asked%20Questions%20\(2\).pdf](http://www.acer.europa.eu/Media/News/Documents/120626%20-%20NC%20RfG%20-%20Frequently%20Asked%20Questions%20(2).pdf)

⁸⁹ La fourniture d'inertie synthétique (*synthetic inertia*) s'apparenterait à du réglage automatique de la fréquence, avec un délai d'activation particulièrement rapide (quelques centaines de millisecondes), source : ENTSO-E.

⁹⁰ Le taux de pénétration instantané maximum pour les installations incapables de fournir de l'inertie serait fixé, en première analyse, autour de 60 %, selon des indications d'EirGrid et d'ENTSO-E.

aujourd'hui les analyses initiées. Parmi les alternatives aux propositions déjà évoquées, on pourrait par exemple accroître la rapidité de tout ou partie des réserves primaires, pour réduire le besoin d'inertie, ou prévoir la possibilité d'échanger des obligations de fourniture d'inertie.

Recommandation n° 38

La CRE demande au gestionnaire du réseau de transport de réaliser, avec les autres gestionnaires de réseau de transport européens, une évaluation préliminaire, afin que soit estimé le risque lié à la diminution progressive d'inertie sur la zone d'Europe continentale (CE) et que soient identifiés les mécanismes permettant d'y faire face à l'échelle de chaque pays ou de la zone synchrone CE.

4.4.2. – La contribution des installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution à la sûreté du système pourrait augmenter

En cas d'incident sur les réseaux, les installations de production ont l'obligation de respecter certaines dispositions, définies en France par les gestionnaires de réseaux, afin de ne pas mettre en danger la sûreté du système électrique, ou la sécurité des biens et des personnes.

Dans la plupart des pays, et notamment en France, les dispositions applicables aux installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution font l'objet de demandes peu compatibles, selon qu'elles découlent des impératifs des gestionnaires de réseaux de distribution ou de ceux des gestionnaires de réseaux de transport. D'une part, il existe une volonté des gestionnaires de réseaux de transport que les installations de production restent connectées le plus longtemps possible au réseau lorsque des perturbations globales se produisent, afin de limiter la probabilité de déconnexions massives en cascade susceptibles de faire dégénérer un incident mineur en incident majeur, voire en *black-out*. D'autre part, s'agissant des petites installations de production, et notamment celles raccordées en basse tension, les gestionnaires de réseaux de distribution souhaitent en général qu'elles se déconnectent du réseau dès que possible, à partir du moment où un incident local se produit. Ils craignent, en effet, la possibilité de situations indésirables de fonctionnement en îlotage, potentiellement dangereuses pour leur personnel et les équipements.

À l'initiative notamment d'ENTSO-E, les dispositions imposées aux installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution évoluent en Europe, vers une plus grande prise en compte des demandes des gestionnaires de réseaux de transport. Le code de réseau européen sur le raccordement des producteurs (*RfG network code*), qui devrait prochainement être adopté par la Commission européenne, prévoit également une évolution de ces dispositions. Il envisage notamment de généraliser une obligation de statisme aux installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution : ces installations de production devront diminuer progressivement leur puissance en cas d'élévation excessive de fréquence, et non plus se déconnecter subitement.

En France, ERDF a fait évoluer sa documentation technique de référence en 2013. Le seuil de découplage en fréquence haute des installations de production photovoltaïque est ainsi passé de 50,2 Hz à 50,4 Hz pour les nouvelles installations dont la demande de raccordement est ultérieure au 1^{er} septembre 2013. Ce seuil sera relevé à 50,6 Hz pour toutes les installations de production dont la

⁹¹ Une zone synchrone est une zone sur laquelle la fréquence est unique. La France est incluse dans la zone synchrone d'Europe continentale (CE), qui recouvre la majeure partie de l'Europe continentale, du Portugal à la Grèce.

demande de raccordement aura été effectuée après le 1^{er} juillet 2014. Selon les gestionnaires de réseaux de transport européens, ces modifications pourraient toutefois s'avérer insuffisantes pour garantir à terme la sûreté du système électrique.

Recommandation n° 39

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'engager, dès l'adoption définitive du code de réseau européen sur le raccordement des producteurs, une concertation afin que soient précisées les perspectives d'évolution des modalités de déclenchement des protections de découplage à moyen et à long terme, à laquelle le gestionnaire du réseau de transport devra être associé. La possibilité de généraliser une obligation de statisme aux installations de production décentralisées devra, en particulier, faire l'objet d'une analyse détaillée.

4.5. – Un équilibre plus contraint du système électrique dans les zones non-interconnectées au réseau métropolitain continental

Les énergies renouvelables variables, lorsqu'elles représentent une part significative de la production instantanée dans un système électrique, peuvent conduire à des variations rapides de la puissance totale injectée sur le réseau électrique. Ceci est d'autant plus vrai que l'étendue géographique de la zone synchrone à laquelle ces installations de production appartiennent est réduite, limitant alors le foisonnement entre les différents utilisateurs. Ces variations de puissance, lorsqu'elles sont rapides et de grande amplitude, peuvent mettre en danger la stabilité du système électrique, qui pourrait à cet instant précis ne pas disposer de suffisamment de réserves rapides pour les compenser.

Pour prendre en compte cette difficulté, qui intervient principalement dans les petits systèmes électriques, la réglementation actuelle⁹² prévoit que les installations de production dont la puissance P_{max} est supérieure ou égale à 3 kVA et mettant en œuvre des énergies variables dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental peuvent être déconnectées du réseau dès que la puissance produite par ces installations dépasse 30 % de la puissance totale transitant sur le même réseau. La réglementation prévoit également que les installations de production de plus de 100 kVA équipées de moyens de stockage d'énergie électrique, leur permettant notamment de disposer de capacités de réglage de la puissance active ne soient pas soumises à ces dispositions. Les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseaux concernés doivent alors préciser les caractéristiques minimales, notamment en termes de capacité, de ces moyens de stockage d'énergie électrique.

⁹² Articles 22 et 22 *bis* de l'arrêté du 23 avril 2008 modifié, relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.

	Corse	Guadeloupe, St Martin et St Barthélemy	Martinique	La Réunion	Guyane
Puissance minimale appelée sur le réseau à midi (dimanche et jours fériés)	165 MW	160 MW	150 MW	263 MW	82 MW
Puissances installées					
Éolien	18 MW	26 MW	1,09 MW	15 MW	-
Photovoltaïque	93 MW	67 MW	62 MW	156 MW	34 MW
Puissances en file d'attente					
Éolien	6 MW	9 MW	12 MW	-	-
Photovoltaïque	32 MW	20 MW	24 MW	26 MW	15 MW

Tableau 10 – Puissance minimale appelée sur le réseau et puissances des installations éoliennes et photovoltaïques installées dans les ZNI (Source : CRE)

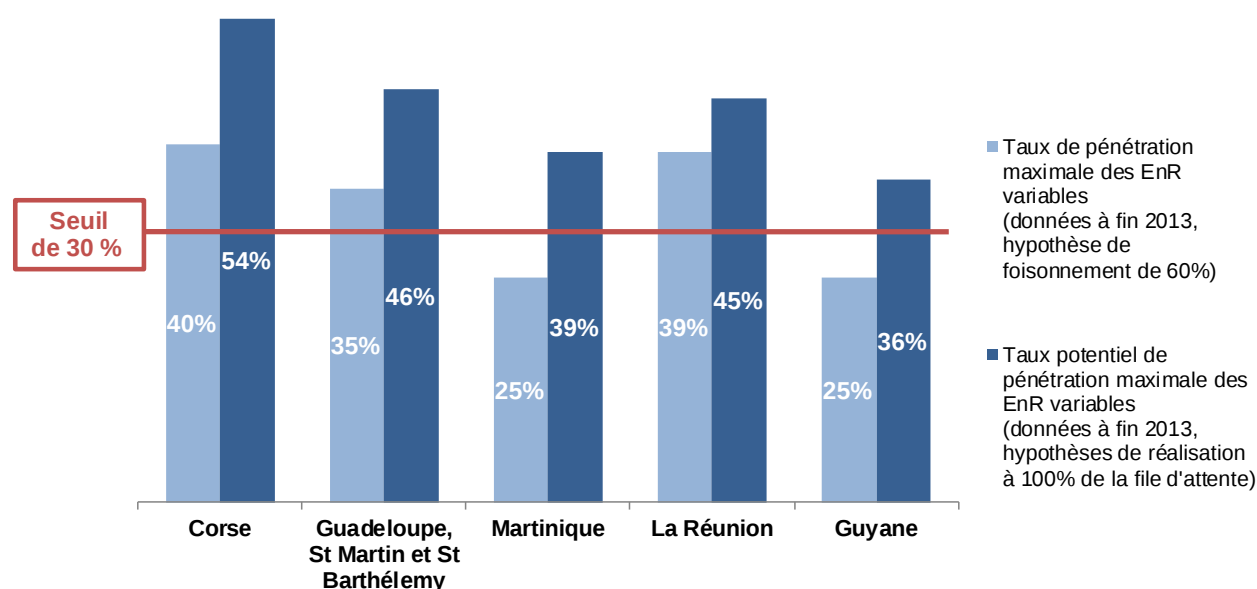


Figure 15 – Le seuil de déconnexion de 30 % est susceptible d'être dépassé dans les ZNI (Source : CRE)

Dans sa délibération du 23 janvier 2013⁹³ portant avis sur l'arrêté du 8 mars 2013⁹⁴, la CRE recommandait davantage de flexibilité dans la fixation de ce seuil de 30 %, afin de rendre possible l'intégration d'un nombre plus important d'installations de production d'EnR⁹⁵ sans porter préjudice à la

⁹³ Délibération de la CRE du 23 janvier 2013 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production. Cette délibération est disponible à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/avis/eolien>

⁹⁴ Arrêté du 8 mars 2013 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent situées dans des zones particulièrement exposées au risque cyclonique et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production.

⁹⁵ La loi n° 2009-967 du 3 août 2009 modifiée de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement prévoit notamment un « objectif de 30 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale à Mayotte et de 50 % au minimum dans les autres collectivités ».

sûreté des systèmes électriques insulaires. Ainsi, la CRE recommandait « *de permettre l'adoption de différents seuils qui dépendraient des caractéristiques du moyen de stockage utilisé* » afin d'échelonner progressivement les exigences.

Les gestionnaires de réseaux Électricité de France – Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI) et Électricité de Mayotte (EDM) ont pour mission de veiller à la sûreté des systèmes électriques non interconnectés au réseau métropolitain continental (Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, La Réunion, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre-et-Miquelon, certaines îles bretonnes pour EDF SEI et Mayotte pour EDM)⁹⁶. La sûreté de ces systèmes électriques, dans le contexte de l'intégration d'énergies renouvelables variables, dépend fortement des spécificités de chaque territoire : présence dans le mix électrique de moyens de production ayant une grande réactivité, moyens de stockage d'électricité, maillage du réseau électrique, capteurs et actionneurs communicants déployés sur le réseau, caractéristiques et évolution de la consommation, etc.

Ces caractéristiques spécifiques, propres à chaque territoire, ne sont aujourd'hui pas prises en compte dans la fixation du seuil maximum de pénétration instantanée des énergies renouvelables et des caractéristiques des différents moyens (stockage d'électricité, systèmes de prévision, etc.) permettant d'y déroger. En effet, ces critères sont définis dans la réglementation⁹⁷ ou dans les cahiers des charges⁹⁸ des appels d'offres portant sur des installations de production d'électricité. Les gestionnaires de réseaux n'ont ainsi pas directement la capacité et la souplesse de faire évoluer les exigences nécessaires à la sûreté des systèmes électriques non interconnectés au réseau métropolitain continental au plus près des besoins locaux. La définition de ces paramètres dans les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseau, après concertation avec les utilisateurs⁹⁹, permettrait de faciliter la prise en compte de ces caractéristiques locales et leur évolution dans le temps.

Cette évolution permettrait de clarifier le statut des projets d'énergies renouvelables variables avec stockage, retenus à l'issue d'appels d'offres. Les premières mises en service étaient attendues pour 2013. À ce jour, l'absence de publication, dans la documentation technique de référence, des prescriptions techniques à respecter pour sortir du cadre d'application du seuil de 30 % ne permet pas de s'assurer que ces installations de production ne seront pas déconnectées par le gestionnaire de réseau.

Projets retenus à l'issue des appels d'offres avec solution de stockage	Corse	Guadeloupe	Martinique	La Réunion	Guyane
Appel d'offres éolien avec stockage	6 MW	14 MW	13 MW	24 MW	9 MW
Appel d'offres solaire avec stockage	17 MW	3 MW	6 MW	19 MW	12 MW
Taux potentiel de pénétration des EnR variables avec stockage	8 %	6 %	8 %	10 %	16 %

Tableau 11 – Volume des projets intégrant des solutions de stockage dans les ZNI (Source : CRE)

⁹⁶ Article L. 322-9 du code de l'énergie : « *Chaque gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité veille, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'il exploite, compte tenu des contraintes techniques pesant sur ce dernier* ».

⁹⁷ Le seuil de pénétration des EnR est défini dans l'arrêté 23 avril 2008 précédemment cité et les prescriptions techniques des installations de production bénéficiant du mécanisme des obligations d'achat sont définies dans les arrêtés fixant les conditions d'achat de l'électricité produite.

⁹⁸ À titre d'exemple, l'annexe 3 du [cahier des charges n° 332689-2010-FR portant sur des installations éoliennes terrestres de production d'électricité en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à La Réunion, à Saint-Barthélemy et à Saint-Martin](#) définit les exigences du dispositif de garantie d'injection de l'électricité produite.

⁹⁹ L'élaboration et la publication de la documentation technique de référence suit la procédure décrite par la décision de la CRE du 7 avril 2004 précédemment citée.

Recommandation n° 40

La CRE est favorable à l'adoption de différents seuils de pénétration des EnR¹⁰⁰ qui dépendraient des caractéristiques du système électrique de la zone concernée et de l'installation de production d'EnR dans son ensemble (incluant les éventuels dispositifs de stockage d'énergie électrique et systèmes de prévision associés à l'installation de production ou dont dispose le gestionnaire de réseaux), ceci en adéquation avec les éventuelles dispositions réglementaires qui pourraient définir les objectifs stratégiques en matière d'énergie par zone géographique pertinente, en lieu et place du seuil unique de pénétration des EnR de 30 % prévu par l'arrêté du 23 avril 2008 dans les zones non-interconnectées au réseau métropolitain continental.

La CRE est favorable à ce que les seuils de pénétration des EnR, ainsi que les caractéristiques des dispositifs (stockage d'électricité, systèmes de prévision, etc.) permettant d'y déroger, soient définis, non pas dans la réglementation, mais dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseaux, après concertation avec les utilisateurs et suivant la procédure définie par la CRE dans sa délibération du 7 avril 2004. Une modification des articles 22 et 22 *bis* de l'arrêté du 23 avril 2008 serait pour cela nécessaire.

Ces évolutions doivent permettre d'intégrer davantage d'EnR dans chaque territoire insulaire dans le respect des règles de sûreté des systèmes électriques insulaires.

Recommandation n° 41

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux insulaires Électricité de France – Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI) et Électricité de Mayotte (EDM) de définir les critères de sûreté et de mettre à jour leur documentation technique de référence. Dès l'adoption de la recommandation précédente nécessitant une modification de l'arrêté du 23 avril 2008, ces gestionnaires de réseaux pourraient également définir les seuils de pénétration des EnR.

¹⁰⁰ Comme déjà indiqué par la CRE dans son avis en date du 23 janvier 2013 sur l'arrêté du 8 mars 2013 cité précédemment.

5. – Synthèse des recommandations et des demandes de la CRE

5.1. – Récapitulatif des recommandations

Recommandation n° 1

Le développement et l'appropriation de dispositifs d'information et d'outils de pilotage des installations intérieures permettront de sensibiliser et d'impliquer plus fortement le consommateur en tant qu'acteur à part entière du système électrique.

Dans le cas où ces dispositifs transmettent des informations sur la consommation électrique de l'ensemble de l'installation, la CRE recommande que ces dispositifs utilisent les données issues du dispositif de comptage. La CRE est favorable à ce que les instances de normalisation, et notamment la commission UC205 de l'AFNOR (Systèmes électroniques pour les foyers domestiques et les bâtiments), intègrent cette disposition dans leurs travaux.

Recommandation n° 2

Afin de profiter au mieux des potentialités des systèmes de comptage évolués, la CRE demande que le Groupe de Travail Électricité (GTE) définisse :

- d'une part, des contenus standardisés de messages courts et ultra-courts transmis par l'interface télé-information client (TIC) ;
- et, d'autre part, l'association des relais « *virtuels* » à des usages types.

Recommandation n° 3

Afin que les potentialités des systèmes de comptage évolués soient utilisées au mieux, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution de publier, dans leur documentation technique de référence, la standardisation retenue dans le cadre des travaux du GTE pour les contenus des messages et l'association des relais « *virtuels* » à des usages types.

Recommandation n° 4

Pour simplifier le raccordement d'équipements en aval des compteurs communicants, la CRE est favorable à ce que l'AFNOR standardise et intègre dans la norme NF C 15-100 l'association des relais « *virtuels* » à des usages types.

Recommandation n° 5

Pour favoriser la connaissance que les consommateurs ont de la gestion de leur installation, la CRE est favorable à ce que ces derniers (ou un tiers autorisé par eux) aient accès à une interface leur permettant de connaître, d'une part, l'état des relais attribué à chaque plage horaire et, d'autre part, les usages types associés à chaque relais.

Afin de profiter au mieux des potentialités des systèmes de comptage évolués, il convient que les consommateurs (ou un tiers autorisé par eux) puissent modifier aisément l'attribution de l'état des relais aux index, au moins au moment de la souscription de l'offre tarifaire, et ce, sans surcoût pour eux.

À cet effet, la CRE demande que le Groupe de Travail Électricité (GTE) examine les modalités de modification de l'état des relais « *virtuels* ».

Recommandation n° 6

Pour protéger les données qu'ils traitent, la CRE recommande aux porteurs de projets *Smart grids* de mener, avec l'appui de la CNIL, des études d'impact conformes au modèle d'analyse d'impact relative à la protection des données pour les réseaux intelligents et les systèmes de relevés intelligents en cours de préparation au niveau européen.

Recommandation n° 7

La CRE rappelle que les gestionnaires de réseaux de distribution sont tenus de communiquer un certain nombre de données avec les autorités organisatrices de la distribution de l'électricité en application notamment de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'étudier la mise en place d'interfaces visant à mettre à disposition dynamiquement des autorités organisatrices de la distribution de l'électricité les données collectées sur les réseaux qu'ils sont tenus de communiquer.

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'étudier la mise en place d'interfaces visant à mettre à disposition dynamiquement de toute personne le souhaitant les données librement communicables. L'étude devra s'intéresser aux modalités de mise à disposition du public des données librement communicables, telles que les données patrimoniales, dans le respect des secrets protégés par la loi.

Recommandation n° 8

Afin d'apporter la visibilité nécessaire au développement d'offres de recharge de véhicules électriques, la CRE est favorable à ce que la qualification juridique de l'activité de recharge de véhicules électriques soit précisée.

Le code de l'énergie pourrait préciser que l'activité de recharge ne constitue pas une activité de fourniture d'électricité tout en la soumettant à un socle minimum d'obligations propres à cette activité, visant au bon développement du marché au bénéfice du consommateur final. Cette évolution permettrait de lever l'incertitude juridique actuelle sans que les opérateurs de bornes de recharge ne soient soumis à toutes les contraintes propres à l'activité de fourniture.

Cette solution permettrait, en outre, de maintenir la distinction entre les activités qui relèvent de la fourniture d'électricité et celles qui relèvent d'un contrat de service.

Recommandation n° 9

La CRE est favorable à une modification juridique du cadre actuel (article R111-14-2 du code de la construction et de l'habitation et mise en œuvre de la recommandation n° 8) afin de permettre de répartir, à partir des informations fournies par les infrastructures de recharge, les charges financières associées, d'une part, à l'entretien de l'installation intérieure électrique dédiée aux bornes de recharge et, d'autre part, aux consommations d'électricité liées à leur utilisation.

Recommandation n° 10

La CRE est favorable au développement de solutions de pilotage de la recharge des véhicules électriques.

En particulier, la CRE est favorable à ce que les dispositifs de recharge (système de pilotage et bornes de recharge) soient en mesure de communiquer avec les différents acteurs du système électrique et puissent notamment prendre en compte les signaux prix (signal prix du fournisseur, signal tarifaire du gestionnaire de réseaux de distribution, signaux envoyés par de nouveaux acteurs tels que les opérateurs d'effacement, etc.).

Recommandation n° 11

La CRE est favorable à ce que les gestionnaires de réseaux de distribution participent aux études amont réalisées par les porteurs de projets de bornes de recharge, en concertation avec les collectivités territoriales et les autorités organisatrices de la distribution, et les informent, d'une part, sur les capacités d'accueil des réseaux publics de distribution et, d'autre part, des projets de développement du réseau en cours.

Recommandation n° 12

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'étudier la faisabilité d'une mise en place progressive d'interfaces visant à partager dynamiquement avec les porteurs de projets de bornes de recharge, en particulier avec les collectivités territoriales et les autorités organisatrices de la distribution, les données relatives aux capacités disponibles qui pourraient être utilisées pour accueillir les bornes de recharges et les contraintes de réseaux existantes ou futures.

Recommandation n° 13

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'ajouter dans le prochain barème pour la facturation des opérations de raccordement aux réseaux publics de distribution qui leur sont concédés, un chapitre dédié aux infrastructures de recharge des véhicules électriques sur l'espace public afin d'améliorer la transparence des conditions financières de raccordement. Pour les gestionnaires de réseaux de distribution desservant plus de 100 000 clients, ce nouveau chapitre sera soumis à l'approbation de la CRE dans le cadre de la révision du prochain barème de raccordement.

Recommandation n° 14

La CRE est favorable à l'expérimentation de l'insertion de bornes de recharge de véhicules électriques sur le réseau d'éclairage public afin de :

- valider la faisabilité technique et l'opportunité économique d'ouvrir la possibilité d'un déploiement de bornes de recharge sur le réseau d'éclairage public, avec notamment l'utilisation de solutions de pilotage des recharges. Ces études devraient notamment prendre en compte les coûts évités en termes de génie civil et de renforcement des réseaux publics d'électricité par rapport à une situation où le déploiement de bornes de recharge est effectué directement sur les réseaux publics de distribution ;
- tester la mise en place de nouveaux services associés à la recharge du véhicule pour les utilisateurs de véhicules électriques et les collectivités territoriales ;
- évaluer les conditions d'un déploiement généralisé de bornes de recharge sur le réseau d'éclairage public, en s'attachant à identifier les éventuelles contraintes réglementaires et contractuelles et les possibles évolutions à envisager de manière à ce que chaque utilisation (distribution d'électricité, éclairage public et recharge de véhicules électriques) supporte les coûts qui lui sont associés.

Recommandation n° 15

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution de participer, en collaboration avec les porteurs de projets de bornes de recharge sur le réseau d'éclairage public, aux études relatives à l'évaluation des conditions de déploiement de ces solutions.

Recommandation n° 16

La CRE recommande une évolution des conditions de valorisation de l'énergie produite à partir d'énergie de sources renouvelables dans le sens d'une reconnaissance de la valeur économique de l'énergie autoproduite, définie comme la part de la consommation couverte par l'électricité produite au même point de connexion et au même moment. Elle recommande l'adoption de modifications du cadre juridique actuel pour permettre une telle valorisation selon les principes suivants :

- la prime à l'autoproduction devrait être définie en cohérence avec le niveau des tarifs d'obligation d'achat de l'électricité produite. Elle doit, notamment, ne pas conduire à une rémunération excessive des capitaux engagés et ne doit pas inciter l'utilisateur à augmenter artificiellement sa consommation pour bénéficier de la prime à l'autoproduction ;
- les utilisateurs devraient être incités à augmenter le synchronisme entre production et consommation au-delà du niveau de synchronisme « *de base* » entre production et consommation au niveau d'un même point de connexion pour refléter les économies de coûts de réseau ;
- le dispositif retenu devrait diminuer ou, *a minima*, ne pas augmenter le surcoût d'achat supporté actuellement par les acheteurs obligés ;
- les modalités économiques du dispositif devront être adaptées dans le cas des zones non-interconnectées au réseau métropolitain continental.

Préalablement à la définition de ce nouveau dispositif, il conviendra d'anticiper et de traiter des impacts de celui-ci sur la fiscalité. En particulier, l'impact de l'autoproduction sur les taxes assises sur la part variable de la facture d'électricité devrait être neutralisé dans la mesure où les autoproducteurs ne réduisent pas leur consommation, mais uniquement leur consommation transitant par le réseau.

Recommandation n° 17

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution :

- d'estimer le coût des différentes solutions de raccordement, pour le raccordement indirect au réseau public de distribution d'une installation de production à une installation de consommation ;
- d'adapter les procédures de traitement des demandes de raccordement et les moyens de collecte d'informations (fiches de collecte et interfaces dématérialisées) en vue du raccordement indirect des installations de production ;
- de faire évoluer le barème de facturation des opérations de raccordement aux cas des nouveaux raccordements indirects d'installations de production en basse tension ;
- d'étudier les évolutions des modalités de sous-comptage de la consommation et de la production du client et de leur affectation au périmètre d'un responsable d'équilibre, ainsi que les éventuelles modifications à apporter au catalogue de prestation, afin que la prestation de comptage en décompte ne constitue pas un frein au développement de l'autoproduction.

Recommandation n° 18

La CRE est favorable à ce que les installations de production décentralisées puissent participer au réglage de la tension par l'absorption de la puissance réactive.

La CRE propose ainsi la suppression de l'article 9 de l'arrêté du 23 avril 2008, afin de permettre aux installations de production raccordées en basse tension d'absorber de la puissance réactive.

Recommandation n° 19

Afin d'optimiser les conditions économiques de l'accueil de la production décentralisée sur les réseaux publics de distribution en basse tension et de réduire les coûts à la charge des producteurs et les délais de raccordement de ces installations de production, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution :

- de faire évoluer, dès que la réglementation le permettra, leurs principes d'études de raccordement afin de prévoir, lorsque cela est intéressant pour la collectivité, l'étude de solutions de raccordement différentes de l'opération de raccordement de référence, comportant des obligations contractuelles pour les installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution de participer au réglage de la tension en absorbant de la puissance réactive. Ces solutions seront alors proposées comme des solutions différentes de l'opération de raccordement de référence, dont le choix reviendra au producteur ;

- de déterminer et de publier dans leurs documentations techniques de référence, les critères objectifs selon lesquels de telles solutions seront étudiées et proposées ;
- d'adapter leurs documentations techniques de référence, et notamment les modèles de contrats et conventions conclus avec les producteurs, pour permettre la mise en œuvre de solutions de raccordement prenant en compte les capacités d'absorption de la puissance réactive par les installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution.

Afin d'envisager des solutions intéressantes pour la collectivité dans son ensemble, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'étudier, en concertation avec les producteurs concernés, les situations éventuelles et les conditions économiques et contractuelles dans lesquelles des solutions de raccordement impliquant la participation des installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution au réglage de la tension par l'absorption de la puissance réactive pourraient être mises en œuvre, dans les cas où elles seraient avantageuses pour la collectivité.

Recommandation n° 20

Afin d'optimiser les conditions économiques de l'accueil de la production décentralisée sur les réseaux publics de distribution en basse tension et de réduire les coûts et les délais de raccordement à la charge des producteurs, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité d'étudier la faisabilité d'évolutions consistant à :

- faire évoluer leurs principes d'études de raccordement afin de prévoir, lorsque cela est intéressant pour la collectivité, l'étude de solutions de raccordement différentes de la solution de raccordement de référence. Ces solutions alternatives pourraient, contrairement à la solution de raccordement de référence, comporter des limitations de la puissance active injectée par les installations de production décentralisées. Ces solutions seraient alors proposées comme des solutions différentes de l'opération de raccordement de référence, dont le choix reviendrait au producteur ;
- déterminer et publier, dans leurs documentations techniques de référence, les critères objectifs selon lesquels de telles solutions seraient étudiées et proposées ;
- adapter leurs documentations techniques de référence, et notamment les modèles de contrats et conventions conclus avec les producteurs, pour permettre la mise en œuvre de solutions de raccordement prenant en compte la possibilité de limitation de la puissance active injectée par les installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution, et prévoir les conditions d'accès au réseau correspondantes.

Recommandation n° 21

Afin de réduire les coûts et les délais de raccordement des consommateurs, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'étudier la faisabilité et l'intérêt économique pour la collectivité d'évolutions consistant à :

- faire évoluer leurs principes d'études de raccordement afin de prévoir, lorsque cela est intéressant pour la collectivité, l'étude de solutions de raccordement différentes de la solution de raccordement de référence. Ces solutions alternatives pourraient, contrairement à la solution de raccordement de référence, comporter des limitations de la puissance soutirée par les installations de consommation. Ces solutions seraient alors proposées comme des solutions différentes de l'opération de raccordement de référence, dont le choix reviendrait au consommateur ;
- dans un second temps, faire évoluer leurs principes d'études de raccordement afin de prendre en compte les possibilités de recours, à travers différents mécanismes, à différentes sources de flexibilité raccordées à leurs réseaux et, en particulier, celles que le demandeur de raccordement pourrait lui-même proposer ;

- déterminer et publier, dans leurs documentations techniques de référence, les critères objectifs selon lesquels de telles solutions seraient étudiées et proposées ;
- adapter leurs documentations techniques de référence, et notamment les modèles de contrats et conventions conclus avec les consommateurs, pour permettre la mise en œuvre de ces solutions de raccordement et prévoir les conditions d'accès au réseau correspondantes.

Ces études devraient examiner, notamment, le cas particulier du raccordement des infrastructures de recharge des véhicules électriques.

Recommandation n° 22

La CRE est favorable à une modification des dispositions de l'article L. 342-5 du code de l'énergie afin de clarifier la liste des installations soumises à des prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement. Une telle clarification devra également être envisagée concernant les autres dispositions du code de l'énergie éventuellement applicables aux installations de stockage.

Recommandation n° 23

La CRE propose que les dispositions réglementaires concernant les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement soient modifiées pour prendre en compte les caractéristiques spécifiques de certaines installations de stockage d'électricité susceptibles d'entraîner des difficultés en matière de qualité de l'alimentation et de sécurité du réseau. Les éventuelles différences de traitement instaurées entre installations devront résulter de critères objectifs et être en rapport direct avec les motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux et à la qualité de leur fonctionnement.

Recommandation n° 24

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'explicitier dans leur documentation technique de référence la manière dont les dispositions réglementaires en vigueur sont mises en œuvre pour une installation de stockage d'électricité.

En l'absence de dispositions réglementaires permettant la prise en compte des caractéristiques spécifiques des installations de stockage d'électricité, la CRE demande également aux gestionnaires de réseaux de distribution de définir des règles relatives aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement applicables à une installation de stockage d'électricité. Les éventuelles différences de traitement instaurées entre installations devront résulter de critères objectifs et être en rapport direct avec les motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux et à la qualité de leur fonctionnement.

Recommandation n° 25

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution de prendre en compte les installations de stockage d'électricité dans les procédures de traitement d'une demande de raccordement dans le respect des principes découlant de la délibération de la CRE du 25 avril 2013, afin d'assurer un traitement objectif, transparent et non discriminatoire de ces demandes.

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution de s'assurer que leurs procédures, leurs documents contractuels et leur documentation technique de référence facilitent l'accueil sur le réseau des installations de stockage d'électricité :

- en adaptant les formulaires de collecte de renseignements pour prévoir le raccordement d'installations de production associant des dispositifs de stockage. Les caractéristiques des dispositifs de stockage pourraient par exemple être précisées dans ces formulaires ;
- en adaptant les formulaires de collecte pour prévoir le cas du raccordement d'installations de stockage indépendantes ;
- en précisant les principes d'études applicables pour le raccordement des installations de stockage ;

- en veillant à ce que la terminologie adoptée dans les modèles et trames types des contrats, conventions et propositions techniques et financières de raccordement ne soit pas inadaptée aux installations de stockage et, le cas échéant, en procédant aux évolutions qui seraient nécessaires pour prendre en compte les caractéristiques spécifiques de ces installations.

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution de veiller à ce que les éventuelles différences de traitement instaurées entre installations au terme de ces adaptations résultent de critères objectifs et soient en rapport direct avec les motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux, et à la qualité de leur fonctionnement.

Recommandation n° 26

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'étudier les mécanismes qui permettraient la mobilisation efficace, dans un cadre objectif, transparent et non discriminatoire, des capacités de flexibilité des installations raccordées aux réseaux lorsque cela s'avère économiquement intéressant pour la gestion des réseaux publics de distribution et cohérent avec les dispositifs tarifaires.

Recommandation n° 27

La CRE est favorable à une plus grande harmonisation des standards en matière de comptage et de réseaux électriques intelligents. En ce sens, la CRE soutient le travail des instances internationales de normalisation et notamment celles des instances européennes au travers des mandats européens de normalisation M/441 sur le comptage et M/490 sur les réseaux électriques intelligents. Ils permettent en effet une harmonisation, au travers de normes européennes, des équipements et des pratiques de comptage et plus généralement des *Smart grids*.

Recommandation n° 28

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution :

- de définir les exigences minimales que doivent respecter les équipements de l'installation de l'utilisateur pour qu'ils soient à même de communiquer avec ceux du réseau de distribution ;
- de publier ces exigences, dans leurs documentations techniques de référence.

Les gestionnaires de réseaux de distribution s'attacheront à définir en priorité les modalités de communication avec les équipements *Smart grids* déjà déployés ou en cours de déploiement sur les réseaux qu'ils exploitent en décrivant les interfaces et les protocoles à mettre en œuvre.

Recommandation n° 29

La CRE est favorable à une meilleure protection du signal CPL utilisé par les gestionnaires de réseaux de distribution notamment pour transmettre les signaux tarifaires. À cet effet, la CRE recommande une clarification des arrêtés relatifs aux prescriptions techniques auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement à un réseau public de distribution (du 23 avril 2008 et 17 mars 2003), étendant explicitement la notion de signaux tarifaires aux signaux CPL et impliquant une limitation du niveau d'émissions des installations raccordées aux réseaux publics de distribution.

Recommandation n° 30

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution de décrire, dans leur documentation technique de référence, les exigences en matière de protection du signal CPL, comme c'est le cas pour le signal tarifaire TCFM actuel (notamment le signal 175 Hz) en application de l'article 9 de l'arrêté du 17 mars 2003 et de l'article 3 de l'arrêté du 23 avril 2008.

Recommandation n° 31

La CRE est favorable à une meilleure protection du signal CPL vis-à-vis des perturbations électromagnétiques et recommande :

- l'introduction de dispositions réglementaires en vue de protéger les bandes de fréquence du CPL, comme le sont les fréquences radio dans le décret du 18 octobre 2006 ;
- l'élaboration d'une norme internationale relative aux niveaux de compatibilité définissant des niveaux maximum d'émission pour éviter les perturbations et des degrés d'immunité pour garantir sa robustesse, conformément aux travaux en cours au sein de la CEI.

Recommandation n° 32

La CRE demande au gestionnaire du réseau de transport de poursuivre, comme cela est notamment prévu par la délibération de la CRE du 28 novembre 2013, les travaux permettant à terme à l'ensemble des installations de participer aux mécanismes de réglage primaire et secondaire de la fréquence, sous réserve de leurs capacités techniques à répondre aux exigences de performance attendues.

Recommandation n° 33

La CRE demande au gestionnaire du réseau de transport de poursuivre, comme cela est notamment prévu par la délibération de la CRE du 16 octobre 2013, les travaux permettant à terme à un plus grand nombre d'installations de participer aux mécanismes de réglage tertiaire de la fréquence, sous réserve de leurs capacités techniques à répondre aux exigences de performance attendues.

Recommandation n° 34

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'étudier, en concertation avec l'ensemble des acteurs concernés, les conditions dans lesquelles les installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution pourraient contribuer à la maîtrise des échanges de puissance réactive à l'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution. Ces études devront également permettre de définir des modalités de participation permettant d'améliorer l'efficacité globale du système électrique.

Ces études constitueront un travail distinct :

- des réflexions déjà amorcées sur les évolutions possibles des règles existantes encadrant les échanges de puissance réactive à l'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution ;
- et des incitations applicables aux transits de puissance réactive à l'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution. La CRE demande au gestionnaire du réseau de transport et aux gestionnaires des réseaux de distribution de se coordonner pour mener à bien ces travaux, en concertation avec les parties prenantes concernées.

Recommandation n° 35

La CRE est favorable à une évolution législative, comme cela a été fait pour l'effacement, pour définir les modalités économiques permettant de mettre à disposition du système la flexibilité offerte par des modulations temporaires à la hausse de la consommation. Cette modification permettra ainsi de compléter le cadre législatif relatif à la flexibilité de la consommation.

Recommandation n° 36

La CRE demande au gestionnaire du réseau de transport d'étudier, pour les situations ne nécessitant pas de renforcement du cadre législatif et réglementaire, les éventuelles évolutions nécessaires pour que la flexibilité apportée par les modulations de la consommation puisse être mise à disposition du système électrique à travers les différents mécanismes (par exemple certains sites télé-relevés sur le mécanisme d'ajustement).

Recommandation n° 37

La CRE est favorable à ce que les retours d'expérience des démonstrateurs, au travers d'analyses coûts-bénéfices sur l'ensemble de la chaîne de valeur, permettent de préciser les premiers résultats des études

menées ces dernières années sur les services apportés par les installations de stockage d'énergie. Elle recommande également que ces études s'intéressent à la répartition de la valeur entre les différents acteurs et envisagent les mécanismes permettant de valoriser ces services lorsqu'ils se révèlent avantageux pour la collectivité.

Recommandation n° 38

La CRE demande au gestionnaire du réseau de transport de réaliser, avec les autres gestionnaires de réseau de transport européens, une évaluation préliminaire, afin que soit estimé le risque lié à la diminution progressive d'inertie sur la zone d'Europe continentale (CE) et que soient identifiés les mécanismes permettant d'y faire face à l'échelle de chaque pays ou de la zone synchrone CE.

Recommandation n° 39

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'engager, dès l'adoption définitive du code de réseau européen sur le raccordement des producteurs, une concertation afin que soient précisées les perspectives d'évolution des modalités de déclenchement des protections de découplage à moyen et à long terme, à laquelle le gestionnaire du réseau de transport devra être associé. La possibilité de généraliser une obligation de statisme aux installations de production décentralisées devra, en particulier, faire l'objet d'une analyse détaillée.

Recommandation n° 40

La CRE est favorable à l'adoption de différents seuils de pénétration des EnR qui dépendraient des caractéristiques du système électrique de la zone concernée et de l'installation de production d'EnR dans son ensemble (incluant les éventuels dispositifs de stockage d'énergie électrique et systèmes de prévision associés à l'installation de production ou dont dispose le gestionnaire de réseaux), ceci en adéquation avec les éventuelles dispositions réglementaires qui pourraient définir les objectifs stratégiques en matière d'énergie par zone géographique pertinente, en lieu et place du seuil unique de pénétration des EnR de 30 % prévu par l'arrêté du 23 avril 2008 dans les zones non-interconnectées au réseau métropolitain continental. La CRE est favorable à ce que les seuils de pénétration des EnR, ainsi que les caractéristiques des dispositifs (stockage d'électricité, systèmes de prévision, etc.) permettant d'y déroger, soient définis, non pas dans la réglementation, mais dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseaux, après concertation avec les utilisateurs et suivant la procédure définie par la CRE dans sa délibération du 7 avril 2004. Une modification des articles 22 et 22 *bis* de l'arrêté du 23 avril 2008 serait pour cela nécessaire.

Ces évolutions doivent permettre d'intégrer davantage d'EnR dans chaque territoire insulaire dans le respect des règles de sûreté des systèmes électriques insulaires.

Recommandation n° 41

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux insulaires Électricité de France – Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI) et Electricité de Mayotte (EDM) de définir les critères de sûreté et de mettre à jour leur documentation technique de référence. Dès l'adoption de la recommandation précédente nécessitant une modification de l'arrêté du 23 avril 2008, ces gestionnaires de réseaux pourraient également définir les seuils de pénétration des EnR.

5.2. – Demandes de la CRE

La CRE demande pour le 1^{er} novembre 2014 :

- au gestionnaire du réseau de transport (RTE) de présenter une feuille de route de mise en œuvre des recommandations n° 32, 33, 34, 36 et 38 ;

- aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients de présenter une feuille de route de mise en œuvre des recommandations n° 3, 7, 12, 13, 15, 17, 19, 20, 21, 24, 25, 26, 28, 30, 34 et 39 ;
- au gestionnaire des réseaux insulaires Électricité de France – Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI) de présenter une feuille de route de mise en œuvre des recommandations n° 3, 7, 12, 13, 17, 19, 20, 21, 24, 25, 26, 28, 30 et 41.

Ces feuilles de route devront comprendre un calendrier incluant les études techniques et économiques à mener pour évaluer les coûts et les bénéfices de ces évolutions pour la collectivité, les jalons de mise en œuvre, et les points d'avancement avec la CRE envisagés.

Fait à Paris, le 12 juin 2014

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le président,

Philippe de LADOUCETTE

6. – Annexes

Annexe 1 – Listes des acteurs rencontrés

Dans le cadre de sa démarche énergies et territoires, la CRE s'est entretenue avec les représentants de nombreuses collectivités territoriales et les acteurs locaux impliqués dans des initiatives *Smart grids* :

- AMORCE
- Agence locale de l'énergie et du climat de Rennes
- Brest métropole océane (29)
- Chambre de commerce et d'industrie de Nice-Côte d'Azur
- CLER – Réseau pour la transition énergétique
- Communauté d'agglomération Pôle Azur Provence (06)
- Communauté de communes du Val d'Ille (35)
- Communauté urbaine de Dunkerque (59)
- Communauté urbaine de Lyon – Grand Lyon (69)
- Conseil général de Seine-Saint-Denis (93)
- Conseil général des Alpes-Maritimes (06)
- Conseil général des Yvelines (78)
- Conseil régional de Bretagne
- Conseil régional de Rhône-Alpes
- Conseil régional Provence-Alpes-Côte d'azur
- Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) Bretagne
- Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) PACA
- Établissement Public d'Aménagement (EPA) de la Plaine du Var
- Établissement public d'aménagement Bordeaux Euratlantique
- Établissement public d'aménagement de Marne-la-Vallée
- Établissement public d'aménagement de Paris-Saclay
- Île d'Houat (56)
- La Calade, Cabinet de conseil aux collectivités territoriales
- Mairie de Paris (75)
- Mairie du Cannet (06)
- Métropole Nice Côte d'Azur (06)
- Nantes Métropole Communauté urbaine (44)
- Rennes Métropole (35)
- Syndicat départemental d'énergies du Morbihan (56)
- Syndicat intercommunal d'énergies du département de la Loire (42)
- Ville d'Issy-les-Moulineaux (92)
- Ville de Courbevoie (92)
- Ville de Grasse (06)
- Ville de Grenoble (38)
- Ville de la Croix-Valmer (83)
- Ville de Lambesc (13)
- Ville de Lille (59)
- Ville de Loos-en-Gohelle (62)
- Ville de Rennes (35)

La CRE a mené au cours de l'année 2013 des ateliers sur les fonctionnalités des réseaux électriques intelligents en basse tension. Ces ateliers ont été l'occasion de partager l'avancée des réflexions sur les thèmes de l'insertion des véhicules électriques au réseau, de l'intégration des énergies renouvelables en basse tension, les services que pourrait apporter le stockage, la gestion active de la demande, les spécificités des zones insulaires et les modèles d'affaires des *Smart grids*. Les acteurs, ci-dessous, ont participé aux ateliers :

- Accenture
- Actility
- Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME)
- AGNES
- Alstom Grid
- Areva
- Atos
- Bouygues Energy et Services
- BPL Global
- Capénergies
- Clean Horizon Consulting

- Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
- Delta Dore
- Direct Energie
- E-CUBE Strategy Consultants
- Électricité de France Direction Recherche et Développement (EDF R&D)
- Électricité de France Direction Commerce (EDF Commerce)
- Électricité de France Direction des Systèmes Energétiques Insulaires (EDF SEI)
- Électricité de Mayotte (EDM)
- EMBIX
- Électricité Réseau Distribution France (ERDF)
- Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR)
- GDF Suez
- GDF Suez Cofely
- Groupement des industries de l'équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés (Gimélec)
- IBM
- Ijenko
- Institut National Polytechnique de Grenoble (INP G2Elab)
- Itron
- Legrand
- Ministère de l'économie et des finances
- Ministère chargé de l'énergie
- Nexans
- Orange
- Renault
- Réseau de Transport d'Électricité (RTE)
- Saft
- Schneider Electric
- Société d'Électricité Régionales des Cantons de Lassigny et limitrophes (SER Lassigny)
- Société française du radiotéléphone (SFR)
- Sorégies Réseaux de Distribution (SRD),
- Teneo
- Total
- Union Française de l'Électricité (UFE)
- Veolia
- Conseil général des Yvelines

La CRE a, également, rencontré les acteurs suivants, impliqués dans le développement des *Smart grids* en France :

- Capgemini
- Chambre de commerce et d'industrie (CCI) Nice Côte d'Azur
- Citelum
- Compagnie Nationale du Rhône (CNR)
- Edelcom
- ENERPLAN
- ITEMS International
- Niji
- Siemens
- Sun'R Smart Energy

La consultation publique organisée du 4 novembre 2013 au 8 décembre de la CRE sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension a recueilli 83 réponses. La CRE a reçu une contribution écrite des acteurs suivants :

- Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME)
- Alren
- Alstom Grid
- Altie
- Amorce
- Apis Mellifera
- Association Nationale Robin des Toits
- Bouygues Énergies et Services (BES)
- Bouygues Immobilier
- Bouygues SA
- Brest Métropole Océane
- Comité de Liaison Énergies Renouvelables (CLER)
- Compagnie Nationale du Rhône (CNR)
- Confédération Française de l'Encadrement CGC (CFE – CGC Énergies)
- E.ON
- Électricité de France (EDF)
- Entreprises Locales de Distribution (ELD) :
 - o Association Nationale Régie Services Publics Organismes Constitués (ANROC)

- o Syndicat Professionnel des Entreprises Locales d'Énergie (ELE)
- o Fédération Nationale des Sociétés d'Intérêt Collectif Agricole d'Électricité (FNSICAÉ)
- o Union Nationale des Entreprises Locales d'Électricité et de Gaz (UNELEG)
- Embix
- Enerplan
- Ericsson France
- Ethic Wear
- Fédération Départementale d'Électricité de l'Yonne (FDEY)
- Fédération Nationale des Mines et de l'Énergie CGT (FNME – CGT)
- Gaz Réseau Distribution France (GrDF)
- GDF Suez
- GDF Suez Énergie Services (Cofely)
- Gimélec
- Greenovia
- Groupe Cahors
- Groupe La Poste
- Groupe Quadran
- Hespul
- ID4CAR
- Itron
- M. Jean CUEUGNIET – CGEIET
- M. Jean LUCAS
- Legrand
- M&R Énergies
- Meteolien Scoparl
- Mouvement National de Lutte pour l'Environnement
- Niji
- Okwind
- Orange
- Pôle Énergie Bretagne (PEBreizh) :
 - o Syndicat Départemental d'Énergies du Morbihan (SDEM)
 - o Syndicat Départemental d'Énergies du Finistère (SDEF)
 - o Syndicat Départemental d'Énergies d'Ille-et-Vilaine (SDE35)
 - o Syndicat Départemental d'Énergies des Côtes d'Armor (SDE22)
- Réseau Pure Avenir
- Renault
- Reuniwatt
- Réseau de Transport d'Électricité (RTE)
- Schneider Electric
- Syndicat des Énergies Renouvelables (SER)
- Syndicat des Entreprises de génie électrique et Climatique (SERCE)
- Syndicat Intercommunal de Gestion des Énergies de la Région Lyonnaise (SIGERLy)
- Syndicat Intercommunal de la Périphérie de Paris pour l'Électricité et les Réseaux de Communication (SIPPEREC)
- Socomec
- Solucom
- Steria
- Storengy
- Sun'R Smart Energy
- Syndicat Départemental d'Énergie de Saône-et-Loire (SyDESL)
- Syndicat Intercommunal d'Électricité de Côte d'Or (SICECO)
- Syndicat Intercommunal d'Énergies, d'Équipement et d'Environnement de la Nièvre (SIEEEN)
- Total Énergies Nouvelles
- Union des Syndicats d'énergies de Rhône-Alpes (USÉRA) :
 - o Syndicat Intercommunal d'énergie et de e-communication de l'Ain (SIEA)
 - o Syndicat Départemental d'Énergies de l'Ardèche (SDE07)
 - o Syndicat Départemental d'Énergies de la Drôme (SDED)
 - o Syndicat des Énergies du Département de l'Isère (SEDI)
 - o Syndicat Intercommunal d'Énergies du département de la Loire (SIEL)
 - o Syndicat Départemental d'Énergies du Rhône (SYDER)
 - o Syndicat Intercommunal de Gestion des Énergies de la Région Lyonnaise (SIGERLy)
 - o Syndicat Départemental d'Énergie de Savoie (SDS)
 - o Syndicat des Énergies et de l'Aménagement numérique de la Haute-Savoie (SYANE)
- Veolia Environnement
- Ville de Lyon

À leur demande, la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) et Électricité Réseau Distribution France (ERDF) ont été auditionnés par le collège de la CRE.

Les sociétés Voltalis et Colombus Consulting et la Confédération Française de l'Encadrement CGC (CFE – CGC Énergies) ont été, à leur demande, reçus par les services de la CRE.

Annexe 2 – La liste des Informations commercialement sensibles (ICS)

Le code de l'énergie consacre une section spécifique à la confidentialité des informations sensibles détenues par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution. Les articles L. 111-72 et L. 111-73 du code de l'énergie disposent ainsi que les gestionnaires de réseaux préservent la « confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination ». La liste de ces informations est définie par deux décrets :

- le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 modifié, relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité ;
- le décret n° 2004-183 du 18 février 2004, relatif à la confidentialité des informations détenues par les opérateurs exploitant des ouvrages de transport, de distribution ou de stockage de gaz naturel ou des installations de gaz naturel liquéfié.

En électricité (décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 modifié), les informations protégées par la loi sont les suivantes :

- les dispositions des contrats et protocoles d'accès aux réseaux publics de transport ou de distribution, ainsi que les informations échangées en vue de leur préparation et de leur application, relatives :
 - . à l'identité des parties à un contrat de fourniture ;
 - . aux prix de transaction de l'électricité ;
 - . aux données financières relatives à l'équilibre des transactions ;
 - . aux caractéristiques de la production, de la fourniture ou de la consommation ;
 - . à la durée des contrats et protocoles d'accès ou de fourniture ;
 - . aux conditions techniques et financières de raccordement ;
 - . aux pénalités et sanctions contractuelles.
- les programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation mentionnés à l'article L. 321-9 du code de l'énergie ;
- les propositions d'ajustement des programmes d'appel mentionnés à l'article L. 321-10 du code de l'énergie ;
- les modifications apportées par le gestionnaire du réseau public de transport à ces programmes d'appel en application des articles L. 321-10 et L. 321-11 du code de l'énergie ;
- toutes informations échangées entre les gestionnaires des réseaux concernés et les utilisateurs de ces réseaux en vue de l'établissement et de la mise en œuvre de ces programmes ;
- les dispositions des contrats et protocoles d'achat d'électricité conclus par le gestionnaire du réseau public de transport mentionnés à l'article L. 321-12 du code de l'énergie, ainsi que les informations échangées en vue de leur préparation et de leur application, relatives :
 - . au prix de transaction de l'électricité ;
 - . aux données financières relatives à l'équilibre des transactions ;
 - . aux caractéristiques de la production ou de la fourniture ;
 - . à la durée des contrats et protocoles d'achat ;
 - . aux pénalités et sanctions contractuelles.

- les informations relatives aux puissances enregistrées, aux volumes d'énergie consommée ou produite ainsi qu'à la qualité de l'électricité, issues des comptages mentionnés aux articles L. 321-14 et L. 322-8, 7° du code de l'énergie ou issues de toutes autres mesures physiques effectuées par les gestionnaires des réseaux concernés sur les ouvrages de raccordement et les installations d'un utilisateur de ces réseaux ;
- les niveaux des écarts constatés par rapport aux programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation, ainsi que les montants des compensations financières demandées ou attribuées par le gestionnaire du réseau public de transport aux utilisateurs concernés (article L. 321-14 du code de l'énergie).

En gaz (décret n° 2004-183 du 18 février 2004), les informations protégées par la loi sont les suivantes :

- les dispositions des contrats et protocoles ayant pour objet :
 - . l'accès aux ouvrages ou installations (y compris celles fournissant des services auxiliaires) ;
 - . l'utilisation des stockages ;
 - . le transit ;
 - . les achats conclus en vue de l'équilibrage des réseaux.
- les informations échangées pour la préparation et l'application de ces contrats et protocoles relatives a :
 - . l'identité des parties ;
 - . le prix des prestations ;
 - . les caractéristiques de la fourniture ;
 - . la durée des contrats et protocoles ;
 - . les conditions d'évolution ou de reconduction des contrats et protocoles ;
 - . les pénalités et sanctions contractuelles.
- les informations relatives aux quantités livrées issues des comptages, des mesures de pression en aval du poste de livraison, des mesures de débit, ou de toutes autres mesures physiques effectuées par l'opérateur gazier sur les ouvrages de raccordement ou les installations d'un utilisateur de ces ouvrages ou installations.

Par ailleurs, pour permettre aux collectivités territoriales d'élaborer et d'évaluer les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et les plans climat-énergie territoriaux, l'article 1^{er} du décret n° 2011-1554 du 16 novembre 2011¹⁰¹ définit, limitativement, les données permettant d'élaborer et d'évaluer les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et les plans climat-énergie territoriaux :

¹⁰¹ Décret n° 2011-1554 du 16 novembre 2011, relatif aux données permettant d'élaborer et d'évaluer les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et les plans climat-énergie territoriaux.

Informations transmises aux autorités concédantes de la distribution publique d'électricité et de gaz et transmises au service statistique du ministère chargé de l'énergie	Informations mises à disposition des collectivités territoriales et transmises aux autorités concédantes de la distribution publique d'électricité et de gaz	Informations communiquées au service statistique du ministère chargé de l'énergie et mises à disposition des collectivités territoriales
Pour les organismes de distribution d'électricité		
Consommations totales, par commune et par domaine de tension	Présentation du territoire desservi	Consommation du plus important point de livraison, par commune et par domaine de tension
Nombre de points de livraison	Mode de gestion du service et du ou des contrats de concession	
Somme des puissances de raccordement des unités de production, par filière et par commune	Enjeux de la distribution du gaz et de l'électricité	
Pour les organismes de distribution de gaz		
Quantités totales de gaz consommées, par commune et par option tarifaire	Présentation du territoire desservi	Consommation du plus important point de livraison, par commune et par option tarifaire
Nombre de points de livraison	Mode de gestion du service et du ou des contrats de concession	Plus importante quantité de gaz injectée, par commune
Somme des quantités de gaz injectées, par commune	Enjeux de la distribution du gaz et de l'électricité	

Annexe 3 – L'accès aux données énergétiques

Extrait de la synthèse des travaux du débat national sur la transition énergétique de la France présentée par le Conseil national du débat, le 18 juillet 2013

Enjeu n° 12 : Renforcer les compétences des territoires pour favoriser la décentralisation de la mise en œuvre de la transition énergétique

- Assurer une obligation de service de gestion et de communication des données de consommation portant sur l'électricité, le gaz et la chaleur, en particulier au profit des collectivités concernées et des autorités concédantes.
- Permettre la communication locale des données sur les consommations énergétiques aux collectivités, notamment les autorités organisatrices de la distribution, dans le cadre d'une mission de service public des gestionnaires de réseaux de distribution, intégrant la prise en compte des coûts dans les tarifs, les délais de développement technique, et les droits de conservation et de collecte des informations.
 - . L'accès à des données sur les consommations énergétiques devra être assuré a minima à la maille IRIS¹⁰² et dans un délai compatible avec la révision des PCET.

¹⁰² Découpage du territoire en mailles de taille homogène dits « Îlots Regroupés pour l'Information Statistique ».

- S'agissant des informations financières et patrimoniales par concession, d'autres acteurs rappellent que l'organisation nationale centralisée des opérateurs ne s'appuie pas sur la maille de la concession et répartit un grand nombre de charges avec des clés de répartition qui rendent très difficile l'identification de données financières précises par concession.
- Mettre en place une base commune nationale sur les données de la distribution.

Annexe 4 – Dispositions auxquelles pourrait être soumise l'activité de recharge de véhicules électriques

En s'appuyant sur l'article L. 121-87 du code de la consommation, l'offre de recharge de véhicules électriques précise, dans des termes clairs et compréhensibles, les informations suivantes :

- 1° L'identité du prestataire, l'adresse de son siège social et son numéro d'inscription au registre du commerce et des sociétés ou tout document équivalent pour les sociétés situées hors de France et pour les opérateurs qui ne sont pas inscrits au registre du commerce et des sociétés ;
- 2° Le numéro de téléphone et, le cas échéant, l'adresse électronique du prestataire ;
- 3° La description des produits et des services proposés ;
- 4° Les prix de ces produits et services à la date de l'offre ainsi que, le cas échéant, les conditions d'évolution de ces prix ;
- 5° La durée du contrat et ses conditions de renouvellement ;
- 6° La durée de validité de l'offre ;
- 7° Le délai prévisionnel de fourniture de l'énergie ;
- 8° Les modalités de facturation et les modes de paiement proposés, notamment par le biais d'Internet ;
- 9° L'existence du droit de rétractation prévu aux articles L. 121-21 et L. 121-21-1 du présent code ;
- 10° Les conditions et modalités de résiliation du contrat ;
- 11° Les modes de règlement amiable et contentieux des litiges.

L'activité de recharge de véhicules électriques pourrait également être soumise aux dispositions ci-dessous (déclinaison du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004¹⁰³)

I. – Les distributeurs mentionnés à l'article L. 121-5 du code de l'énergie, les producteurs qui vendent de l'électricité aux consommateurs éligibles, les négociants au sens du présent décret et les opérateurs de bornes de recharge, sont tenus d'informer les consommateurs finals, éligibles ou non, sur l'origine de l'électricité fournie, dans les conditions prévues ci-après.

À cet effet, ils indiquent, sur les factures d'électricité ou dans un document joint et dans les documents promotionnels relatifs à l'électricité adressés aux consommateurs finals :

- 1° Les différentes sources d'énergie primaire utilisées pour produire l'électricité qu'ils ont commercialisée au cours de l'année qui précède ;

¹⁰³ Décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 modifié, relatif à l'exercice de l'activité d'achat d'électricité pour revente aux clients éligibles et aux obligations des fournisseurs relatives à l'information des consommateurs d'électricité.

2° La contribution de chaque source d'énergie primaire à leur offre globale d'électricité au cours de l'année précédente ;

3° La référence des publications dans lesquelles les consommateurs peuvent trouver les informations relatives à la quantité de dioxyde de carbone ou de déchets radioactifs générée par la production d'un kilowattheure à partir de la totalité des sources d'énergie primaire utilisées par l'opérateur. Cette disposition n'entraîne pas l'obligation de fournir ces indications à la suite de demandes individuelles.

Annexe 5 – Coûts de gestion, de comptage et de soutirage des différentes solutions d'installations des bornes de recharge de véhicules électriques dans les immeubles collectifs

Les hypothèses ci-dessous ont été utilisées pour les simulations des différentes solutions de raccordement des bornes de recharge de véhicules électriques dans les immeubles collectifs :

Nombre de bornes de recharge raccordées	5
Puissance de recharge de chaque borne	3 kVA
Consommation électrique moyenne pour chaque borne de recharge	6 kWh/jour
Gestion mensuelle pour la copropriété en cas de recours à un service de pilotage des recharges	30 € HT ¹⁰⁴
Foisonnement de la puissance appelée en cas de pilotage des recharges	50 % : la puissance appelée maximale est de 7,5 kVA pour 5 bornes de 3 kVA

Tableau 12 – Hypothèses générales prises concernant les installations et l'utilisation des bornes de recharge

Composante annuelle de gestion		
a ₁ (€/an)	CARD	Contrat unique
BT > 36 kVA	348,84	55,92
BT ≤ 36 kVA	34,80	9,00

Tableau 13 – Composante annuelle de gestion en euros hors taxe (tarifs au 01/01/2014)

Composante annuelle de comptage (€/an)	
18 kVA < P ≤ 36 kVA	22,92
P ≤ 18 kVA	19,08

Tableau 14 – Composante annuelle de comptage en euros hors taxe (tarifs au 01/01/2014)

Composante annuelle des soutirages BT ≤ 36 kVA MU DT (Moyenne utilisation avec différenciation temporelle)		
Puissance souscrite P	a ₂ (€/kVA/an)	d ₂ Heures creuses (c€/kWh)
P ≤ 9 kVA	4,32	2,44
9 kVA < P ≤ 18 kVA	7,32	2,19
18 kVA < P	14,04	1,84

Composante annuelle des soutirages BT > 36 kVA MU (Moyenne utilisation)		
a ₂ (€/kVA/an)	Heures creuses hiver (c€/kWh)	Heures creuses été (c€/kWh)
12,00	3,11	1,64

Tableau 15 – Composante annuelle de soutirage hors taxe (tarifs au 01/01/2014)

¹⁰⁴ Soit 72 € par an et par borne de recharge (= 30 € x 12 mois / 5 bornes).

Les tableaux ci-dessous présentent une synthèse des coûts de gestion, de comptage et de soutirage des différentes solutions d'installations des bornes de recharge de véhicules électriques dans les immeubles collectifs :

- Solution 1 : Raccordement de l'infrastructure de recharge sur le réseau de l'immeuble et mise en place d'un système de mesure permettant une facturation individuelle des consommations
- Solution 2 : Raccordement de l'infrastructure de recharge sur le réseau de l'immeuble et mise en place d'un système de mesure privé (au niveau du pilotage ou au niveau des bornes de recharge) opéré par le syndic ou par un opérateur tiers
- Solution 3 : Raccordement de l'infrastructure de recharge au réseau public de distribution et mise en place d'un système de mesure privé (au niveau du pilotage ou au niveau des bornes de recharge) opéré par le syndic ou par un opérateur tiers
- Solution 4 : Raccordement de l'infrastructure de recharge directement au réseau public de distribution

Pour cette simulation, l'utilisateur choisit une option tarifaire moyenne utilisation avec différenciation temporelle (la recharge s'effectue la nuit pendant les périodes d'heures creuses) et le pilotage des recharges n'est réalisé que dans les solutions 2 et 3.

Différents coûts en € HT par an	Solution 1		Solution 2		Solution 3 BT ≤ 36 kVA	Solution 4 BT ≤ 36 kVA
	BT ≤ 36 kVA	BT > 36 kVA	BT ≤ 36 kVA	BT > 36 kVA		
Composante de gestion	5,16	58,58	-	-	9,00	9,00
Composante de comptage	19,08	19,08	-	-	19,08	19,08
Soutirage - Part fixe	42,12	36,00	21,06	18,00	6,48	12,96
Soutirage - Part variable	40,30	49,33	40,30	49,33	53,44	53,44
Gestion du service de pilotage	-	-	72,00	72,00	72,00	-
Sous-total	106,66	162,99	133,36	139,33	160,00	94,48
Prestation de décompte (hébergeur disposant d'un service de comptage à index)	464,03	575,34	-	-	-	-
Prestation de décompte (hébergeur disposant d'un service de comptage à courbe de charge)	128,26	227,26	-	-	-	-

Tableau 16 – Synthèse des coûts annuels de gestion, de comptage et de soutirage des différentes solutions d'installations des bornes de recharge de véhicules électriques dans les immeubles collectifs, en euros hors taxe

Annexe 6 – Exemples de raccordement d’installations de stockage

Annexe 6.1 – Dispositif de stockage raccordé directement au réseau

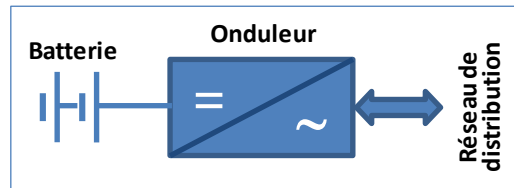


Figure 16 – Dispositif de stockage raccordé directement au réseau

Annexe 6.2 – Installation de production équipée d'un dispositif de stockage

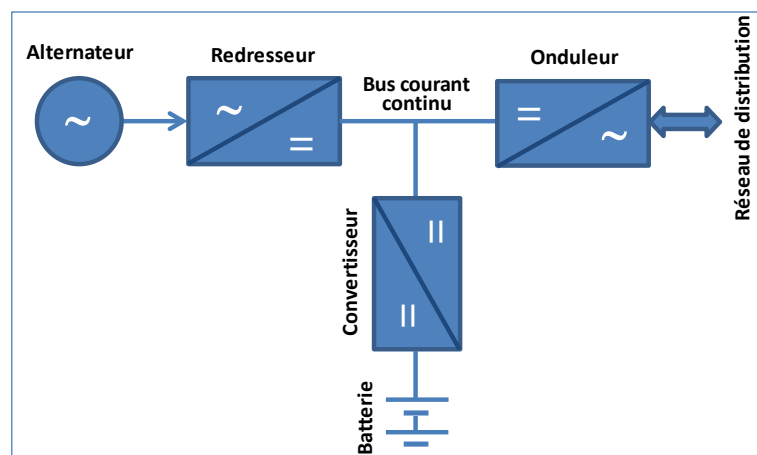


Figure 17 – Installation de production de type alternateur équipée d'un dispositif de stockage

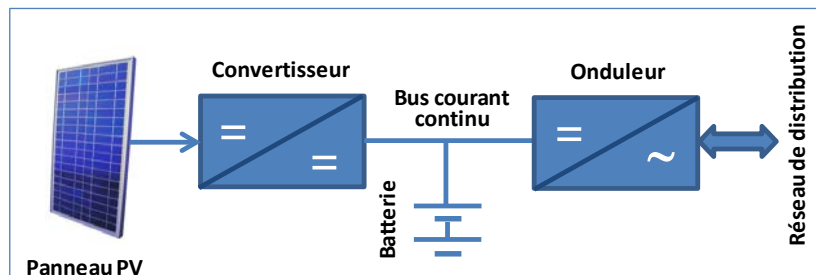


Figure 18 – Installation de production de type photovoltaïque équipée d'un dispositif de stockage

Annexe 6.3 – Installation de consommation équipée d'un dispositif de stockage

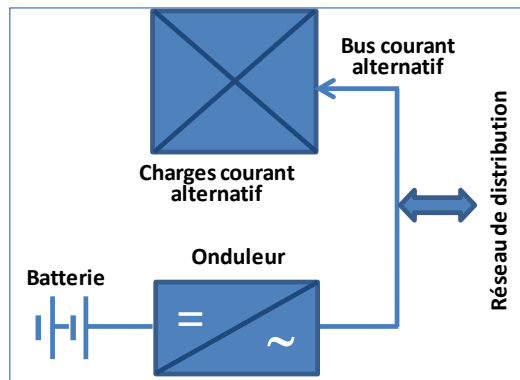


Figure 19 – Installation de consommation équipée d'un dispositif de stockage

Annexe 6.4 – Installation hybride

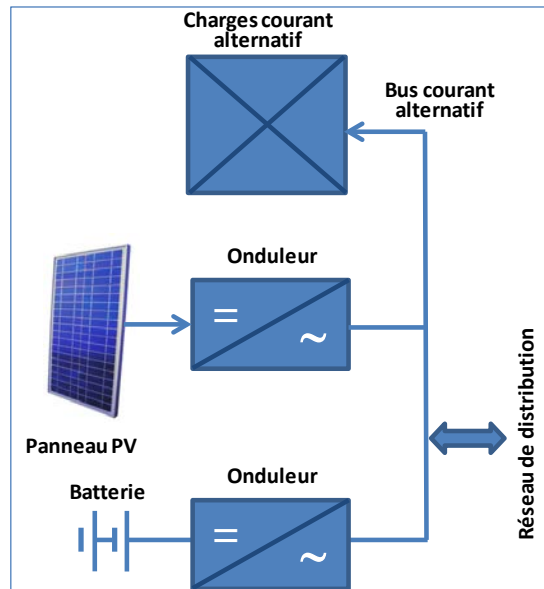


Figure 20 – Installation de consommation avec production et stockage

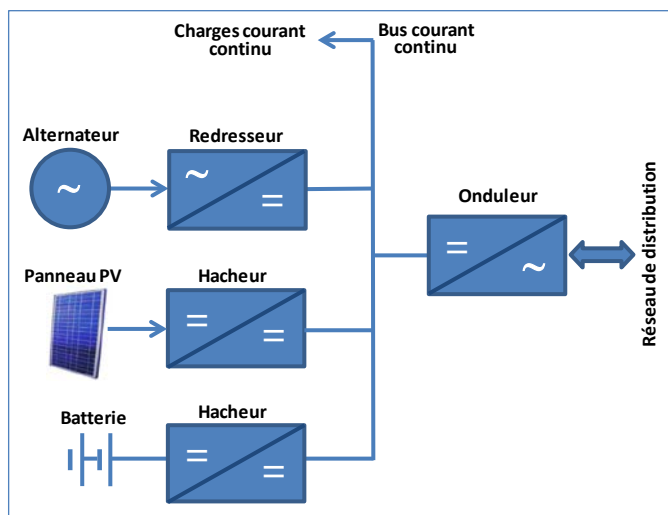


Figure 21 – Installations de production hybride équipées d'un dispositif de stockage avec un bus à courant continu

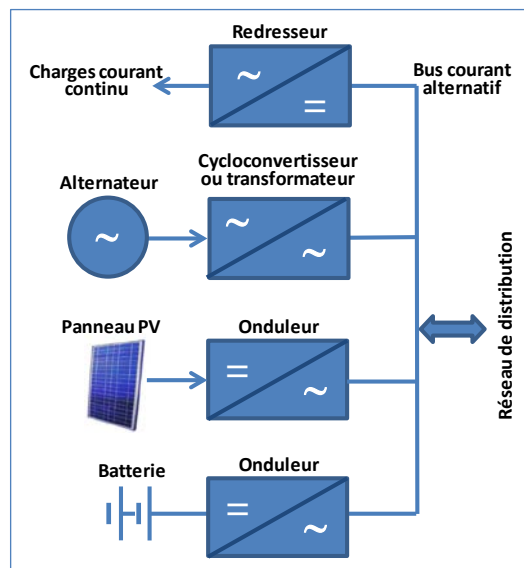


Figure 22 – Installations de production hybride équipées d'un dispositif de stockage avec un bus à courant alternatif