

Paris, le 4 novembre 2013

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) associe à sa réflexion sur le développement des réseaux électriques intelligents les acteurs des *Smart grids* en France. Durant l'année 2013, la CRE a ainsi organisé des ateliers techniques sur les différentes thématiques associées aux réseaux électriques intelligents et s'est entretenue avec de nombreuses collectivités territoriales sur l'articulation des compétences des différents acteurs en matière énergétique et sur l'évolution du cadre institutionnel.

Ces travaux ainsi que les questions techniques, économiques et juridiques recensées par les acteurs lors de ces échanges sont présentés dans la consultation publique. Elle vise à recueillir le point de vue et les interrogations de l'ensemble des parties prenantes sur ces différentes questions.

Afin de préparer la régulation de demain, la CRE se donne comme objectif de définir des orientations à destination des acteurs régulés et des recommandations à l'ensemble de la filière.

1. – Contexte et objet de la consultation publique

1.1. – La CRE, un acteur du développement des réseaux électriques intelligents

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. Les missions de la CRE la conduisent à accompagner l'évolution des réseaux électriques vers des réseaux électriques intelligents. Elle a, notamment, pour mission de veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux d'électricité¹ 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.

Bien que les compétences de la CRE ne soient pas de même nature sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité (production, transport, distribution, fourniture), elle souhaite inscrire ses décisions, avis et recommandations dans une vision transversale nourrie par des échanges avec l'ensemble des parties prenantes.

Les évolutions des réseaux électriques actuels vers des réseaux intelligents se feront progressivement, notamment, grâce au déploiement des technologies de l'information et de la communication (TIC) sur les

¹ Article L. 131-1 du code de l'énergie : « [...] la CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique [...] » et article L. 134-1, 1° « [...] la CRE précise les règles concernant les missions des GRT et GRD en matière d'exploitation et de développement des réseaux [...] ».

réseaux publics de distribution d'électricité en basse tension, qui constituent, à ce jour, le maillon de la chaîne électrique le moins équipé de technologies communicantes.

La CRE souhaite accompagner et soutenir l'effort d'innovation des gestionnaires de réseaux en leur donnant les moyens de mener à bien les projets nécessaires pour relever les défis posés par l'évolution des réseaux électriques, et en préparant l'adaptation du cadre de développement des projets de réseaux intelligents utiles pour la collectivité.

Des expérimentations sont, actuellement, en cours pour évaluer les problématiques techniques, économiques et juridiques rencontrées dans le cadre de ces évolutions. Les ateliers de travail organisés par la CRE et les entretiens qu'elle a menés avec les collectivités territoriales ont, notamment, permis aux différents acteurs de présenter un premier retour d'expérience de ces expérimentations.

1.2. – Les travaux de la CRE sur les *Smart grids*

Depuis quatre ans, la CRE mène une démarche d'information et de partage d'expertise sur les réseaux électriques intelligents. En janvier 2010, elle a organisé le premier colloque institutionnel dédié au sujet. À la suite de ce colloque, Philippe de Ladoucette, Président de la Commission de régulation de l'énergie et Jean-Marie Chevallier, professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine et directeur du Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières ont publié en octobre 2010 le livre « *L'électricité du futur : un défi mondial* ». La CRE anime, également, un site Internet dédié aux *Smart grids* (www.smartgrids-cre.fr), outil de diffusion et de promotion des travaux et expérimentations menés en France et dans le monde et elle organise des forums bimestriels, rendez-vous d'information et de débat autour des thématiques liées aux réseaux intelligents. Depuis 2010, la CRE a ainsi publié sur son site Internet treize dossiers sur des thématiques en lien avec les *Smart grids* (Véhicules électriques, Intégration des énergies renouvelables, *Super grids*, Modèles économiques, Stockage, etc.). Aujourd'hui, plus de 100 contributeurs différents (gestionnaires de réseaux, syndicats d'électricité, collectivités territoriales, industriels, opérateurs télécoms, etc.) participent régulièrement aux différentes rubriques. Le site Internet attire en moyenne 500 visiteurs par jour et 9 000 visiteurs uniques par mois. Plus de 1 800 personnes sont inscrites à la newsletter.

En 2012, deux ans après le lancement de la démarche *Smart grids*, la CRE a souhaité faire un point d'étape en recueillant auprès des principaux acteurs des *Smart grids* leurs attentes vis-à-vis de la CRE sur le sujet et leur vision du rôle que la CRE devrait ou pourrait être amenée à jouer dans ce domaine.

À la suite de ces entretiens, la CRE a publié, en janvier 2013, un programme de travail² afin de prolonger la réflexion et de renforcer ses actions sur le sujet des réseaux électriques intelligents. Dans ce programme de travail, le régulateur s'est fixé trois objectifs principaux :

- contribuer à la réflexion sur l'évolution du cadre institutionnel et de la gouvernance ;
- intégrer le sujet des *Smart grids* dans les activités de régulation, notamment, en travaillant sur les conditions de financement, sur les fonctionnalités et sur le suivi et l'accompagnement des expérimentations ;
- poursuivre le travail de communication et d'animation de la communauté *Smart grids*.

Ces trois axes de travail guident aujourd'hui le régulateur dans sa réflexion autour du développement des réseaux intelligents en basse tension (BT) pour s'assurer, conformément aux missions qui lui sont confiées, du bon fonctionnement et du développement des réseaux électriques au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique.

² Programme de travail de la CRE consultable sur le site : http://www.smartgrids-cre.fr/media/documents/edito/Communication_Programme_de_travail_Smart_grids.pdf

1.2.1. – Contribuer à la réflexion sur l'évolution du cadre institutionnel et de la gouvernance

À l'heure des réflexions sur la transition énergétique et sur la décentralisation, la CRE s'attache à contribuer à la réflexion sur, d'une part, l'articulation des compétences des différents acteurs en matière énergétique et, d'autre part, l'évolution du cadre institutionnel, notamment, en matière de réseaux électriques intelligents.

Ce travail a débuté par l'organisation, en octobre 2012, d'un colloque intitulé « *Énergies et territoires : une régulation, des régulations ?* », au cours duquel les acteurs du secteur de l'énergie et les collectivités territoriales ont pu partager leurs préoccupations et leurs attentes face à cette problématique nouvelle.

Ce travail s'est poursuivi tout au long de l'année 2013 par des entretiens et des échanges réguliers entre la CRE et de nombreuses collectivités territoriales – communes, départements et régions – et établissements publics de coopération intercommunale (EPCI)³ pour comprendre les évolutions en cours sur les sujets énergétiques au niveau local et leurs attentes vis-à-vis du régulateur.

Dans le prolongement de ces entretiens, la CRE réunit, également, des acteurs locaux lors de tables rondes régionales dédiées à la gouvernance de l'énergie et à l'évolution de la régulation. Les premières tables rondes « *Énergies et territoires : quelle régulation ?* » se sont déroulées en Île-de-France en mai 2013 et en région Provence-Alpes-Côte d'Azur en juin 2013. La prochaine aura lieu en Bretagne au mois de novembre 2013.

Dans le cadre du débat national sur la transition énergétique, la CRE a participé à différentes tables rondes régionales : 2^e Conférence régionale francilienne sur la transition énergétique – Transition énergétique & décentralisation – le 28 février 2013, 1^{ère} séance du groupe de travail Ville Intelligente de l'Association des maires des grandes villes de France – le 4 juin 2013, etc.

Ces multiples échanges ont permis à la CRE de débattre avec les collectivités territoriales, de dresser un état des lieux et de recenser les questions techniques, économiques et juridiques que les collectivités territoriales se posent aujourd'hui afin d'accélérer le déploiement des réseaux électriques intelligents.

1.2.2. – Intégrer le sujet des *Smart grids* dans les activités de régulation

La CRE a d'ores-et-déjà pris en compte la perspective de développement des réseaux électriques intelligents dans certaines de ses décisions. Ainsi, les prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), dont les recettes constituent l'essentiel des ressources des gestionnaires de réseaux, définiront un cadre de régulation propice à l'investissement et au développement de projets de recherche et développement (R&D)⁴.

La CRE s'intéresse, également, aux fonctionnalités techniques, à la normalisation des réseaux intelligents et au suivi des expérimentations. Dans ce cadre, elle souhaite approfondir son analyse des problématiques soulevées par les acteurs autour du développement des réseaux intelligents.

Pour associer plus étroitement l'ensemble des acteurs impliqués dans le développement des réseaux électriques intelligents (gestionnaires de réseaux, fournisseurs, producteurs, industriels, acteurs des technologies de l'information et de la communication, collectivités territoriales, syndicats d'énergie, ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, ministère du Redressement productif, centres de recherche, etc.) à ses réflexions autour du développement des réseaux électriques intelligents, la CRE a organisé des ateliers de travail collectifs sur plusieurs des thématiques centrales, à savoir :

³ Voir en Annexe 1, la liste des collectivités territoriales consultées.

⁴ Voir notamment le point 2.6.5 du présent document de consultation pour plus d'éléments.

- l'insertion des véhicules électriques aux réseaux électriques ;
- l'intégration des énergies renouvelables (EnR) aux réseaux électriques en basse tension ;
- le développement du stockage ;
- la gestion active de la demande ;
- et les spécificités des zones insulaires.

Parallèlement, la CRE a renforcé son suivi des projets de *Smart grids*. Dans ce cadre, elle organise des rencontres régulières avec les différents acteurs et porteurs de projets afin de se tenir informée des avancées des expérimentations. Elle rencontre, notamment, l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) concernant les expérimentations menées dans le cadre des Appels à manifestation d'intérêt (AMI) financés par les Investissements d'avenir.

Ces cinq ateliers, ainsi que 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, leurs premiers retours d'expérience et les différentes questions qu'ils ont d'ores-et-déjà identifiées et auxquelles ils souhaitent que les pouvoirs publics apportent des réponses pour faciliter le déploiement des *Smart grids*.

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

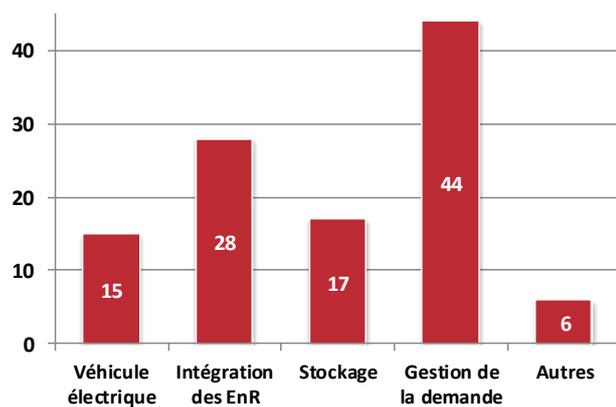
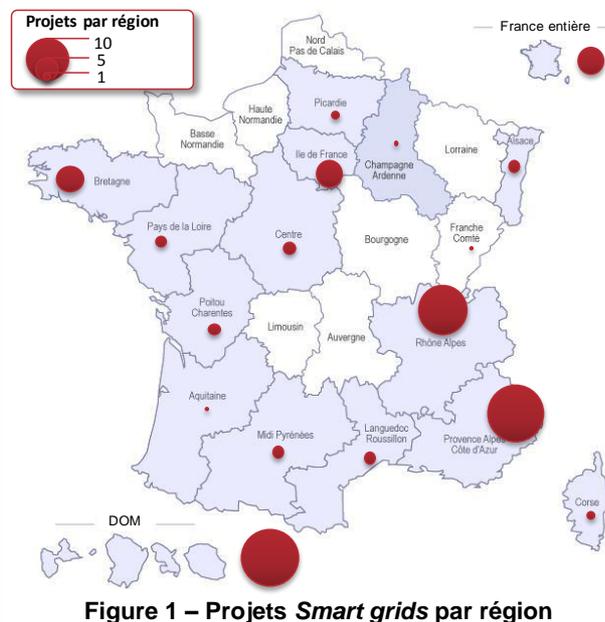


Figure 2 – Nombre de projets par fonctionnalité

NB : certains projets testent plusieurs fonctionnalités

1.2.3. – Poursuivre le travail de communication et d'animation de la communauté *Smart grids*

Le site Internet et les mini-forums *Smart grids* de la CRE doivent permettre une meilleure information sur l'état de l'art et sur l'état d'avancement des projets *Smart grids*. Cette diffusion de l'information a, notamment, pour objectif de susciter la réflexion et de partager l'expertise des parties prenantes afin d'approfondir la question du déploiement des réseaux électriques intelligents.

1.3. – La consultation publique a pour objectif de partager les problématiques identifiées par les acteurs des *Smart grids* lors des travaux menés par la CRE

Les travaux et rencontres évoqués précédemment ont permis à la CRE de recenser les diverses questions techniques, économiques et juridiques identifiées à ce jour par les différents acteurs – gestionnaires de réseaux, producteurs, fournisseurs, industriels, collectivités territoriales et acteurs des technologies de l'information et de la communication – quant au développement des réseaux électriques intelligents en basse tension.

La CRE invite les acteurs qui le souhaitent à partager leurs points de vue sur ces questions et, le cas échéant, à faire part de leurs propres interrogations si celles-ci n'ont pas été identifiées. Toutes remarques d'ordre général ou sur des points spécifiques sont les bienvenues.

2. – Présentation des travaux menés

Ce chapitre présente les différentes problématiques identifiées par les acteurs du développement des réseaux électriques intelligents durant les travaux menés par la CRE sur le sujet depuis le lancement de sa démarche *Smart grids*. Ainsi, il ne reflète en aucun cas le résultat d'analyses approfondies de la CRE et ne préjuge en rien des évolutions techniques, économiques ou juridiques à venir relatives au déploiement des réseaux électriques intelligents.

Les problématiques sont regroupées en 6 thèmes :

1. l'insertion de la recharge des véhicules électriques aux réseaux électriques ;
2. l'intégration des énergies renouvelables aux réseaux électriques en basse tension ;
3. les services que pourraient apporter le stockage d'électricité et les modèles d'affaires associés ;
4. la gestion active de la demande ;
5. les spécificités des zones insulaires ;
6. les problématiques communes aux différents thèmes abordés.

2.1. – Sur l'insertion des bornes de recharge des véhicules électriques au réseau électrique

Dans le cadre du Plan national⁵, la France s'est fixé l'objectif ambitieux d'atteindre deux millions de véhicules électriques en 2020. Leur recharge aura un impact sur la gestion et la configuration du réseau aux échelons local et national. L'intégration des bornes de recharge au réseau est, donc, une des clés de réussite du développement des véhicules électriques, mais pose encore de nombreuses questions technologiques, juridiques et techniques.

⁵ Le Plan national pour le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables a été lancé le 1^{er} octobre 2009. La présentation de ses avancées, le 13 avril 2010, a fait l'objet d'une communication sur les projections de déploiement des véhicules et des bornes de recharge. Dossier de presse consultable sur le site : http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Dossier_de_presse-final-2.pdf

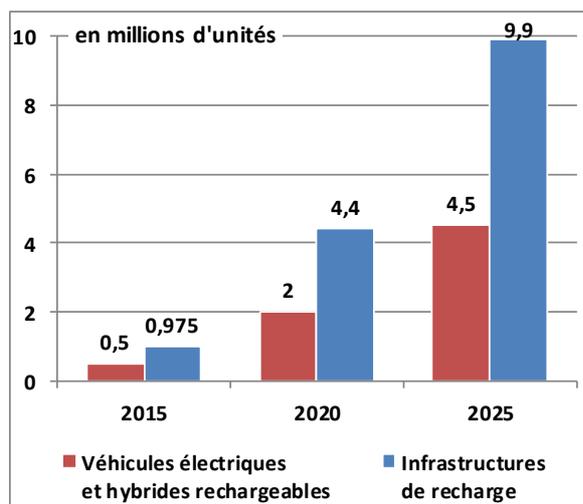


Figure 3 – Parc de VE et VHR et infrastructures de recharge (Source : MEEDDM – Avril 2010)

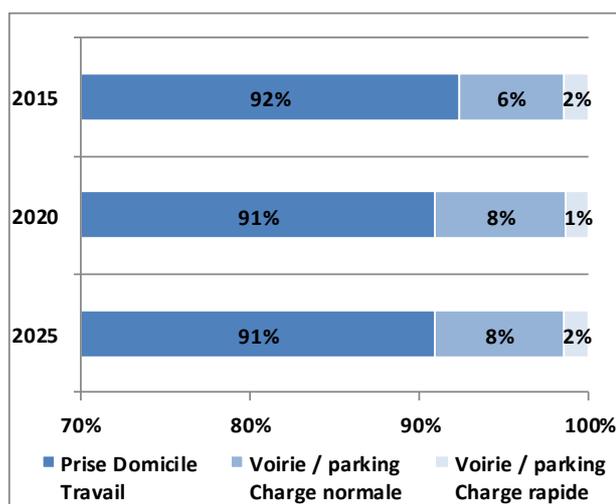


Figure 4 – Répartition des infrastructures de recharge (Source : MEEDDM – Avril 2010)

2.1.1. – Le développement du véhicule électrique aura des impacts sur la gestion du réseau électrique

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. Une modélisation de la charge a été réalisée par les gestionnaires de réseaux à partir des statistiques d'usage des véhicules électriques, du type de recharge des batteries (lent, semi-rapide, rapide) et des caractéristiques des véhicules (capacité de la batterie, autonomie, technologie hybride *versus* 100 % électrique). Elle permet de définir des courbes de charge « naturelle » des véhicules électriques, sans gestion particulière de la recharge. Ces courbes de charge indiquent très nettement que le nouvel usage du véhicule électrique vient s'ajouter aux autres usages, souvent pendant les heures de forte consommation, et induit un accroissement notable de la consommation électrique à la pointe⁶.

Les premiers chiffres avancés par les gestionnaires de réseaux sont les suivants :

- à l'échelon national : une augmentation de la pointe nationale de + 0 à + 11 % (avec une hypothèse de 2 millions de véhicules électriques au niveau national en 2020) ;
- à l'échelon du poste source (HTB/HTA) : une augmentation de la puissance de soutirage maximale atteinte de + 0 à + 25 % (sur la base d'une hypothèse de 300 à 3 000 véhicules électriques se rechargeant sur un poste source) ;
- à l'échelon du poste de distribution (HTA/BT) : une augmentation de la puissance de soutirage maximale atteinte d'un poste de distribution publique de + 0 à + 100 % (sur la base d'une hypothèse de 0 à 100 véhicules électriques se rechargeant sur un poste HTA/BT).

⁶ Comme indiqué dans la consultation publique de la CRE du 6 mars 2012, le dimensionnement des réseaux publics de distribution est fondé, notamment, sur les prévisions de pointes de consommation au niveau local. Ces pointes locales de consommation ne sont pas toujours synchrones avec la pointe de consommation au niveau national. Les documents relatifs à cette consultation 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>

L'appel de puissance lié à la recharge des véhicules électriques pourrait, donc 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.

Par ailleurs, dans le cadre de l'atelier consacré à l'insertion des véhicules électriques, un besoin de visibilité a été exprimé par des gestionnaires de réseaux pour anticiper les besoins de raccordement et les investissements de renforcement de réseaux. Mettant en avant le fait que la localisation des bornes de recharge est cruciale pour minimiser le coût de leur raccordement, ERDF a estimé une fourchette de coût des installations des bornes de recharge pour le gestionnaire du réseau intérieur (qui paie les coûts du branchement et de l'extension du raccordement) et pour le gestionnaire du réseau public (qui supporte les coûts de renforcement) :

Types d'installation de recharge	Fourchette de coût de raccordement	Fourchette de coût de renforcement
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 1 – Coût de raccordement des bornes de recharges (Source : ERDF)

2.1.2. – Les services et fonctionnalités sont en phase d'expérimentation

2.1.2.a. – Les premiers retours d'expérience sur le besoin des utilisateurs

La recharge lente (3 kW) semble en première analyse suffisante : 95 % des recharges s'effectuent au domicile ou sur le lieu de travail. En effet, dans ces deux cas, le véhicule est immobilisé pendant une période suffisamment longue pour recharger complètement la batterie. En outre, la distance moyenne parcourue par véhicule étant de 30 kilomètres par jour et inférieure à 60 kilomètres pour 80 % des utilisateurs, la batterie n'est pas complètement déchargée lorsque la recharge débute et 2 heures en moyenne suffisent pour recharger complètement la batterie, avec une recharge lente à 3 kW.

La recharge rapide (22 et 44 kW) ou semi-rapide (6 et 12 kW) semble néanmoins indispensable pour déclencher l'acte d'achat de véhicule électrique par les usagers de par leur fonction de « réassurance » (sécurité en cas de besoin non planifié ou de dépannage) et répondre à certains besoins spécifiques tels qu'une recharge pendant la durée d'un repas ou encore pendant que l'utilisateur fait ses courses dans un centre commercial. Les études réalisées montrent que la présence de bornes de recharge disponibles dans des lieux publics est une condition indispensable à la décision d'achat d'un véhicule électrique ou hybride rechargeable.

2.1.2.b. – Des questions se posent pour faciliter le déploiement des bornes de recharge sur la voie publique ...

D'ici à la fin de l'année 2013, environ 8 000 bornes de recharge devraient être déployées sur la voie publique⁷. Bien qu'en forte augmentation depuis deux ans, ce chiffre est, selon les constructeurs automobiles, trop faible pour accélérer suffisamment le déploiement du véhicule électrique en France.

Pour faciliter le déploiement de bornes sur la voie publique, certains porteurs de projets *Smart grids* proposent d'utiliser le réseau d'éclairage public. Les bornes de recharges sont alors directement fixées sur le candélabre. En utilisant un réseau qui parcourt toute la ville, cette expérimentation vise à réduire les travaux de génie civil nécessaires à l'installation des bornes de recharge sur la voie publique. Certains

⁷ Objectif gouvernemental rappelé en mai 2013 par le Ministre du redressement productif.

acteurs ont fait part de leur inquiétude en cas de déploiement généralisé de ce type de dispositif et ont exprimé un besoin d'études techniques et économiques approfondies.

2.1.2.c. – ... et dans les immeubles collectifs

La recharge du véhicule s'effectuant majoritairement sur le lieu de travail ou au domicile de l'utilisateur, 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 2011⁸, pris en application de l'article 57 de la loi « 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 neuf 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 hybrides⁹.

En ce qui concerne les immeubles collectifs, tout locataire ou propriétaire résident 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 »¹⁰ qui doit intégrer un système de mesure permettant une facturation individuelle des consommations. Cette obligation réglementaire conduit ainsi la personne concernée à devoir commander à ses frais une prestation de comptage en décompte¹¹.

2.1.2.d. – Le pilotage de la recharge : un moyen pour limiter les impacts sur le système électrique

L'articulation entre le réseau public de distribution et le réseau intérieur de l'habitation est présentée comme critique par les acteurs intéressés pour limiter l'impact de la recharge des véhicules électriques sur le système électrique et, donc, les coûts associés au développement de ce nouvel usage de l'électricité. Une interaction en temps réel est nécessaire pour maîtriser les scénarios extrêmes et pouvoir :

- moduler l'instant de recharge ;
- moduler la puissance de recharge.

Le choix du moment de la recharge ainsi que de la puissance de recharge utilisée doit prendre en compte l'ensemble des contraintes engendrées sur le système électrique. Ces contraintes portent, notamment, sur le dimensionnement du réseau intérieur, sur le dimensionnement du réseau public de distribution et sur l'équilibre entre production et consommation d'électricité. Il semble, donc, important que l'utilisateur

⁸ Décret n° 2011-873 du 25 juillet 2011, 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.

⁹ Article R. 136-1 du code de la construction et de l'habitation (application différé au 1^{er} janvier 2015).

¹⁰ Article R. 111-14-2 du code de la construction et de l'habitation.

¹¹ 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 comptage de la consommation, ainsi que les calculs 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 BT ≤ 36kVA est de 546,24 € TTC. Catalogue des prestations d'ERDF consultable sur le site :

http://www.erdfdistribution.fr/medias/Catalogue_prestation/ERDF-NOI-CF_32E.pdf

soit sensibilisé à ces contraintes, ce qui suppose notamment qu'il réagisse, directement ou *via* l'asservissement de ses équipements, aux signaux tarifaires et aux signaux prix qui lui sont transmis.

L'ensemble des acteurs s'accorde pour promouvoir la recharge du véhicule électrique à partir d'une borne de recharge pilotable. Ce pilotage permettrait d'automatiser la recharge en fonction des signaux reçus. Il pourrait aussi assurer un pilotage fin au sein d'une plage temporelle où les signaux sont identiques, afin d'éviter le déclenchement simultané de nombreuses bornes de recharge.

Différents types d'acteurs pourraient proposer de prendre en charge le pilotage de bornes de recharge. Chacun individuellement pourrait avoir intérêt à maîtriser cette fonction pour inciter l'utilisateur à moduler la recharge en fonction de ses propres contraintes. Ainsi, un fournisseur d'énergie a intérêt à minimiser l'appel de puissance au moment où les prix de marché sont les plus élevés. Le gestionnaire du réseau public de distribution a quant à lui intérêt à minimiser les pointes d'utilisation des réseaux au niveau local. Enfin, le gestionnaire du réseau privé a intérêt à limiter la puissance appelée par l'ensemble du réseau intérieur.

Ceci peut induire une concurrence entre ces acteurs pour inciter l'utilisateur à moduler l'instant et la puissance de sa recharge, que ce soit par la définition des signaux utilisés pour le pilotage ou par le pilotage lui-même.

Par ailleurs, de nombreux acteurs ont, également, soulevé la question de la valorisation de la flexibilité du système de recharge des véhicules électriques. En effet, cette utilisation de l'électricité ne procure pas une utilité instantanée (à l'instar des ballons d'eau chaude par exemple) et offre, en outre, la possibilité d'utiliser la batterie du véhicule comme moyen de stockage stationnaire. Selon ces acteurs, cette flexibilité pourrait être valorisée pour gérer l'équilibre entre production et consommation au niveau de chaque « *poche de réseau* ». Ce besoin de flexibilité met en évidence l'intérêt de mutualiser les fonctionnalités *Smart grids* (intégration des bornes de recharge, intégration des EnR, gestion active de la demande, *etc.*) en vue d'une optimisation globale. Plusieurs exemples ont ainsi été mis en avant par les acteurs pour valoriser cette flexibilité :

- maximiser l'utilisation des énergies renouvelables en profitant des périodes d'excédent pour recharger le véhicule ;
- moduler la puissance de recharge en fonction de la consommation locale. Cette question s'inscrit dans la problématique plus large de la gestion active de la demande, présentée dans le chapitre 2.4 ;
- utiliser le stockage stationnaire (notamment *via* la seconde vie de la batterie) pour compenser les appels de puissance provoqués par la charge rapide ;
- et de façon plus large, utiliser cette capacité de stockage pour résoudre les moments de forte contrainte que peut connaître le système électrique (capacité d'injection à la pointe, fourniture de services système, *etc.*).

La valorisation de la flexibilité pose des questions de gouvernance concernant le pilotage, analogues à celles soulevées précédemment pour l'optimisation du moment et de la puissance de recharge.

Enfin, devant la multiplicité des éléments interconnectés (réseau de distribution, réseau intérieur, borne de recharge, véhicule électrique, équipement de gestion de flotte, *etc.*), la question de l'interopérabilité demeure prégnante. Cette interopérabilité des modes de recharge et des équipements techniques de pilotage de la charge est présentée par les acteurs comme un prérequis au développement d'une gestion active de la recharge des véhicules électriques.

L'interopérabilité de la recharge est déjà effective pour les modes de recharge les plus utilisés. La proposition de directive européenne¹² sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants de substitution prévoit que les points de recharge en courant alternatif pour véhicules électriques soient équipés, à des fins d'interopérabilité, de connecteurs de type 2, tels que décrits dans la norme EN 62196-2¹³. Certaines normes concernant les points de recharge en courant continu et les recharges sans cordon restent à définir pour que l'interopérabilité soit complète.

2.1.3. – Le cadre juridique concernant les infrastructures de recharge est à définir

L'activité de recharge ne reçoit pas de qualification juridique particulière, mais est néanmoins abordée par les dispositions spécifiques de l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales. L'activité de recharge pourrait être alternativement qualifiée de « *contrat de fourniture de service* » ou de « *contrat de fourniture d'électricité* », étant entendu que le choix de la qualification dépendrait des conditions contractuelles de l'offre de recharge.

Qualifier la recharge de véhicule de « *contrat de fourniture d'électricité* » obligerait le prestataire de recharge à être titulaire d'une autorisation administrative, conformément aux dispositions du code de l'énergie.

Par ailleurs, la recharge du véhicule électrique interroge sur la possibilité pour l'utilisateur d'exercer sa liberté de choix du fournisseur indépendamment de l'infrastructure de recharge utilisée, étant entendu que cette liberté s'exerce par site de consommation¹⁴.

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

Dans le cadre actuel, le déploiement des bornes de recharges sur la voie publique ne relève pas des missions du gestionnaire de réseaux. Les bornes de recharges sont considérées comme des éléments « *aval compteur* » connectés à un réseau intérieur lui-même raccordé au réseau de distribution par un point de livraison classique. *A contrario*, dans certains pays, comme en Italie, le gestionnaire de réseaux de distribution peut jouer le rôle d'opérateur de la borne de recharge. Des dispositions spécifiques, telles que la fourniture par le gestionnaire du réseau de distribution d'une plate-forme permettant le développement d'offres de services de mobilité par des acteurs privés, sont alors mises en place. En effet, la possibilité pour les gestionnaires de réseaux, qui ont le monopole de l'activité de distribution publique sur leur zone de desserte, d'opérer des bornes de recharge en parallèle d'autres opérateurs pose *a priori* des questions de nature concurrentielle.

¹² Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants de substitution, 24 janvier 2013. Document consultable sur le site :

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2013:0018:FIN:FR:PDF>

¹³ NF EN 62196-2 de septembre 2012, relative aux fiches, socles de prise de courant, prises mobiles et socles de connecteurs de véhicule - Charge conductive des véhicules électriques – Partie 2 : exigences dimensionnelles de compatibilité et d'interchangeabilité pour les appareils à broches et alvéoles pour courant alternatif.

¹⁴ 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 cour d'appel de Paris a estimé, dans un arrêt en date du 28 novembre 2012 (n° 11/16370) qu'une locomotive constituait un site de consommation au sens de l'article L. 337-9 du code de l'énergie, « *étant révélé que ces dispositions ne distinguent pas selon que le site soit mobile ou non* ». En l'espèce, les juges avaient souligné le fait que chaque locomotive était équipée d'un système de comptage autonome, avait sa consommation propre et était un lieu de consommation individualisé.

Question n° 1 :

Que pensez-vous du cadre actuel ? Les dispositions actuelles vous semblent-elles suffisantes ? Estimez-vous que l'introduction de nouvelles dispositions spécifiques à la recharge de véhicules électriques soit nécessaire ? Si oui, avez-vous des suggestions ?

Question n° 2 :

Pour faciliter le déploiement des bornes de recharge sur la voie publique, quels modèles de gestion des bornes de recharge vous semblent devoir être privilégiés ? Le cas échéant, quelles dispositions nouvelles proposeriez-vous ? Quel serait le rôle des différents acteurs ?

Question n° 3 :

Selon vous, quelle(s) solution(s) faut-il envisager pour que le choix du moment où la recharge du véhicule a lieu prenne en compte les contraintes induites pour le système électrique ? Quelle serait selon vous la meilleure manière d'organiser le pilotage du système de recharge des véhicules électriques ?

2.2. – Sur l'intégration des énergies renouvelables au réseau électrique en basse tension

La Programmation pluriannuelle des investissements (PPI), qui s'inscrit dans l'objectif du Grenelle de l'environnement et de l'adoption du Paquet européen énergie climat de décembre 2008, prévoit pour l'horizon 2020, pour l'énergie radiative du soleil une puissance totale installée de 5 400 MW et pour l'énergie éolienne une puissance totale installée de 25 000 MW. À la fin du mois de juin 2013, près de 4 200 MW de production photovoltaïque étaient raccordés aux réseaux électriques français (France métropolitaine et Outre-mer) dont près de de la moitié en basse tension.

Depuis 10 ans, le réseau électrique a ainsi vu un développement rapide des installations de production en basse tension. 99 % des moyens de production raccordés aux réseaux électriques en basse tension sont des installations photovoltaïques. 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.

2.2.1. – Le développement rapide des installations photovoltaïques sur le réseau électrique en basse tension implique une nouvelle gestion des réseaux électriques

L'arrivée de cette nouvelle production génère, aujourd'hui, des coûts de renforcement de réseaux en basse et moyenne tension. Les technologies *Smart grids* ouvrent de nouvelles perspectives pour limiter les besoins de renforcements, contribuant ainsi à la baisse des coûts pour les consommateurs.

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 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'électricité¹⁵. Cette étude a montré que, en l'état actuel de la technologie, les coûts qui pourraient être supportés par ERDF pourraient être compris entre 402 M€ et à 1 284 M€ selon le scénario envisagé¹⁶.

Par ailleurs, 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 réseaux* » 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 puissance.

La planification du développement des réseaux de distribution à moyen et long terme est sensible à l'implantation géographique des installations de production, qui doit pouvoir être anticipée.

L'exploitation des réseaux de distribution, à plus court terme, implique des besoins de prévision de la production photovoltaïque pour anticiper les décisions d'exploitation, afin d'assurer à court terme le réglage de la tension et à plus long terme le choix de la date de réalisation des travaux de maintenance.

Enfin, l'utilisation de matériels aux capacités avancées est susceptible de rendre certains services annexes, pour atteindre des objectifs tels que la réduction des pertes ou l'atténuation des perturbations de la qualité de la tension, notamment originaires des installations de production (harmoniques, déséquilibres de tension, etc.).

2.2.2. – Des technologies *Smart grids* pourraient faciliter l'intégration des énergies renouvelables au réseau

2.2.2.a. – L'utilité des solutions *Smart grids* est plus forte dans les zones les plus contraintes

Selon les acteurs, le développement des réseaux intelligents pourra apporter des solutions complémentaires au renforcement des réseaux dans les zones en contrainte. Plusieurs solutions ont, notamment, été mises en avant pour faciliter l'intégration des moyens de production intermittents au réseau en BT.

Selon ERDF, le coût moyen annualisé du renforcement par kilowatt installé varie d'un facteur 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 HTB en période de faible consommation, aboutissant à des nouveaux modes d'exploitation des réseaux. La dynamique d'insertion des énergies renouvelables en basse tension constitue, donc, un élément clé pour déterminer le positionnement des technologies *Smart grids*, en complément des solutions classiques de renforcement des réseaux.

Ainsi, la dimension géographique est un critère décisif pour déterminer l'utilité des technologies *Smart grids* et les zones de déploiement privilégiées.

¹⁵ Les documents relatifs à cette consultation 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>

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

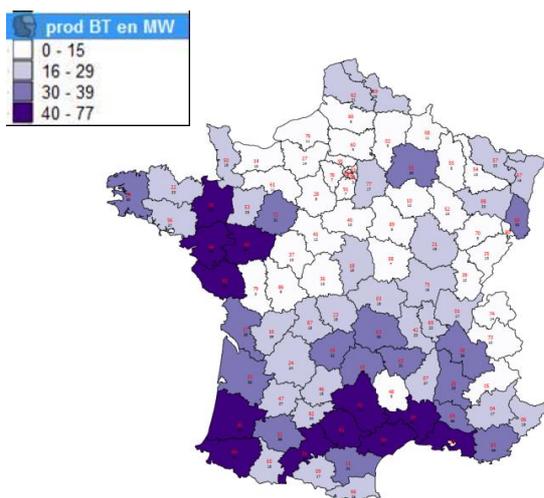


Figure 5 – Production installée en BT par département (Source : ERDF)

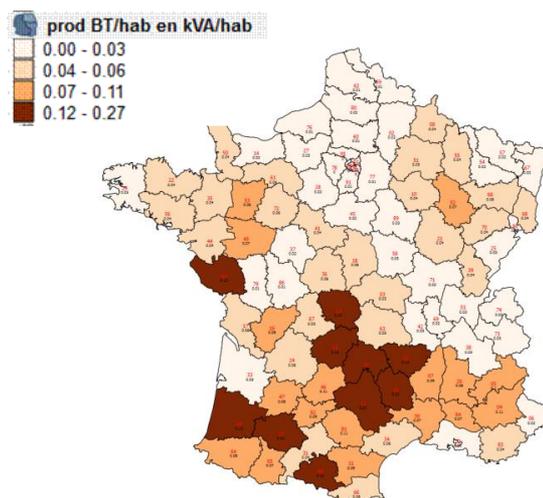


Figure 6 – Production installée en BT par département par habitant (Source : ERDF)

2.2.2.b. – Des équipements intelligents au niveau des installations de production permettraient un réglage dynamique de la tension

Le contrôle des installations raccordées au réseau en basse tension permis par les technologies *Smart grids* pourrait faciliter le maintien de l'équilibre entre production et consommation, et contribuer ainsi à renforcer la robustesse du système électrique, y compris avec des niveaux élevés de production intermittente.

Au niveau des installations photovoltaïques, des onduleurs¹⁷ sont utilisés pour raccorder les installations photovoltaïques au réseau de distribution. Ils permettent de délivrer des tensions et des courants alternatifs compatibles avec le réseau de distribution à partir d'une source d'énergie électrique continue produite par les panneaux photovoltaïques. Selon les acteurs interrogés, leurs performances techniques pourraient apporter des solutions pour intégrer massivement les installations photovoltaïques au réseau à moindre coût. Ils pourraient en particulier rendre les services suivants :

- participation au réglage de la tension : les onduleurs permettent une régulation auto-adaptative. L'onduleur contribue à maintenir la tension à l'intérieur d'une plage autorisée, en agissant sur la puissance active injectée sur le réseau et sur la puissance réactive échangée avec lui ;
- réduction des déséquilibres de tension entre les phases : les onduleurs, grâce à un système de contrôle intelligent, permettent de réduire le taux de déséquilibre entre les phases et ainsi les pertes électriques ;
- réduction des harmoniques de courant et de tension grâce aux fonctions de filtrage actif des onduleurs ;
- réduction des déconnexions non désirées des installations photovoltaïques en cas de creux de tension, grâce à l'utilisation d'un onduleur avec un gabarit de creux de tension adapté.

¹⁷ Dispositifs d'électronique de puissance.

2.2.2.c. – Le déploiement de technologies de l'information et de la communication permettra une plus grande modulation de la consommation

Grâce aux nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC), l'utilisateur « consommateur / producteur » pourrait participer, encore plus activement, au développement des énergies renouvelables et permettre de réduire les coûts d'intégration des énergies renouvelables au réseau en basse tension. Les acteurs rencontrés ont mis en avant les bénéfices potentiels de la modulation de la consommation à la hausse et à la baisse en fonction de la production locale et plus spécifiquement de l'autoconsommation de l'énergie produite.

Selon les acteurs, ces solutions sont d'ores-et-déjà techniquement possibles mais aujourd'hui peu encouragées : il est actuellement plus intéressant de bénéficier du dispositif d'obligation d'achat de l'électricité que d'auto-consommer. Certains acteurs estiment que le développement de l'autoconsommation permettrait de minimiser les pertes et de réduire les déséquilibres locaux entre production et consommation. Les gestionnaires de réseaux de distribution ont, quant à eux, rappelé que l'ensemble des impacts sur le réseau du développement de l'autoconsommation reste à préciser. Les problématiques liées au développement de l'autoconsommation sont souvent présentées par les acteurs en lien avec la question du développement des moyens de stockage d'électricité. Cette problématique est, donc, exposée au point 2.3.3.

Actuellement, les gestionnaires de réseaux de distribution fixent localement les « heures creuses » tarifaires au sein de plages temporelles définies nationalement (le nombre total d'« heures creuses » durant un jour ouvré étant de 8 heures). Ces plages d'heures creuses, identiques pour les tarifs réglementés de vente dits « Bleus » et le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dans le domaine de tension en BT, sont définies de 12 heures à 17 heures et de 20 heures à 8 heures. Certains acteurs ont soulevé la question de l'élargissement des plages d'heures creuses tarifaires actuelles pour que les gestionnaires de réseaux puissent mieux prendre en compte, dans la fixation des « heures creuses », l'impact de la production d'énergie photovoltaïque sur les réseaux à une échelle locale.

2.2.2.d. – Le développement des technologies de l'information et de la communication sur les réseaux rend possible l'optimisation de la gestion du réseau à une échelle locale

Les réseaux électriques disposent déjà d'intelligence dans les postes sources avec des équipements tels que les contrôles commandes numériques, les régulateurs en charge et les équipements de compensation (notamment, les gradins de condensateurs) utilisés pour le réglage de la tension. De nouvelles briques se développent : un ensemble de capteurs sur le réseau, des composants pour les postes de distribution HTA/BT et les réseaux en basse tension (régulateur en charge et compensateur statique de nouvelle génération), des fonctions avancées de conduite du réseau qui permettent d'analyser et de traiter les informations (prévisions, estimateur d'état, etc.), de réaliser des effacements et d'améliorer la gestion de la tension et de la puissance réactive.

Dans les démonstrateurs tels que *Nice Grid* et *IPERD* dans la Vienne, le système de gestion d'énergie local (*Energy Management System – EMS*) joue un rôle essentiel pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables raccordées au réseau de distribution : il permet d'optimiser à l'échelle d'un territoire la gestion du réseau en pilotant les différents équipements communicants déployés sur les réseaux.

2.2.3. – La capacité de développement de nouveaux services permettrait de faciliter l'intégration des énergies renouvelables

Le cadre juridique concernant le raccordement au réseau de distribution, l'accès au réseau des énergies renouvelables et leur exploitation a régulièrement évolué ces dernières années. Les acteurs s'interrogent aujourd'hui sur une évolution de ce cadre en vue d'une exploitation des capacités des équipements

déployés au niveau des installations photovoltaïques. La réglementation actuelle¹⁸ prévoit, notamment, que :

- « les installations de production raccordées en basse tension ne doivent pas absorber de puissance réactive » même si, comme indiqué au point 2.2.2.b, selon les acteurs interrogés, leurs performances techniques le permettent ;
- « toute installation de production raccordée au réseau public de distribution d'électricité HTA doit pouvoir fournir ou absorber, au point de livraison, [des] puissances réactives minimales » qui dépendent de la tension au point de livraison.

De même, les contrats et conventions conclus entre les producteurs et les gestionnaires de réseaux de distribution n'offrent pas la possibilité de valoriser les capacités des installations à limiter la production de l'installation si la tension est supérieure au seuil de + 10 % par rapport à la tension nominale (dispositif auto-adaptatif ou piloté à distance par les gestionnaires du réseau de distribution).

La question de la valorisation de ces services apportés au système électrique fait débat. Certains acteurs estiment que les bénéfices apportés par ces évolutions sont déjà inclus dans le coût évité de raccordement pour ces installations de production. D'autres souhaitent qu'ils fassent l'objet d'une rémunération spécifique.

Question n° 4 :

Que pensez-vous du cadre actuel ? Estimez-vous que l'introduction de nouvelles dispositions visant à faciliter l'intégration des énergies renouvelables en basse tension soit nécessaire ? Si oui, avez-vous des suggestions ? Quels seraient, selon vous, les avantages et les inconvénients des suggestions avancées par les acteurs et rappelées précédemment ? Certaines vous semblent-elles prioritaires ?

2.3. – Sur les services que pourraient apporter le stockage d'électricité et les modèles d'affaires associés

2.3.1. – Des services attendus sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité

De nouvelles technologies de stockage sont aujourd'hui testées dans de nombreux démonstrateurs : stockage stationnaire au niveau des différents nœuds du réseau et au niveau des bâtiments, stockage mobile à travers les véhicules électriques, stockage associant réseaux électriques et gaziers par l'injection d'hydrogène issu de l'électrolyse, etc. Les projections pour 2020 du marché mondial du stockage font état d'un développement compris entre 16 et 35 milliards de dollars correspondant à de nouvelles capacités installées de 7 à 14 GW par an¹⁹.

Les équipements de stockage peuvent rendre des services sur l'ensemble de la chaîne de valeur du système électrique. 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 répartis sur toute la chaîne : production conventionnelle et renouvelable, réseau de transport, réseaux de distribution et consommation.

¹⁸ Article 9 et 10 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.

¹⁹ Source : DGEC, L'industrie des énergies décarbonées en 2010, Stockage de l'énergie, page 6.

PRODUCTION	TRANSPORT	DISTRIBUTION	CONSOMMATION
Reprise de production (<i>Black start</i>)	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 (<i>n-1</i>)	Qualité du courant
PRODUCTION RENOUELABLE	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 2 – Services apportés par le stockage (Source : EDF, Feuille de route EASE-EERA)

Pour évaluer les services rendus par les technologies de stockage, de nombreux projets de démonstrateurs ont été lancés sur l'ensemble du territoire français, le budget consacré au stockage dans les démonstrateurs étant estimé à 90 millions d'euros. Les acteurs manifestent un intérêt particulier pour les services que pourraient apporter les batteries : sur les 17 démonstrateurs *Smart grids* associant des dispositifs de stockage, 11 expérimentations associent des batteries, d'une puissance de quelques kilowatts à deux mégawatts, positionnées chez les clients ou aux différents nœuds du réseau.

Les retours d'expérience sur la capacité des technologies de stockage à répondre, en conditions réelles, aux différents besoins du système électrique ne seront connus qu'à partir de 2014. Le grand nombre de services potentiellement rendus par le stockage soulève, dès à présent, des questions sur leur complémentarité, l'intérêt de les mutualiser et les conditions de leur valorisation.

2.3.2. – Les services rendus par le stockage dépendent de leur positionnement sur les réseaux électriques

Comme tout nouvel utilisateur, l'insertion de technologies de stockage, qui peuvent apporter des services au système électrique, peut engendrer des coûts pour le gestionnaire de réseaux de distribution. Ces coûts sont fonction des caractéristiques techniques et géographiques du projet (puissance de raccordement, dispositif de stockage installé sur un site producteur et/ou consommateur ou non, etc.).

Aucun chiffrage précis de l'impact des dispositifs de stockage sur les réseaux publics de distribution d'électricité n'a été pour l'heure avancé par les acteurs. Cependant, les acteurs mettent en avant deux facteurs susceptibles d'avoir une influence sur l'équilibre financier de leur projet : la définition du point de raccordement et la localisation géographique du dispositif.

Les acteurs ont soulevé la question de la définition du point de raccordement optimal des dispositifs de stockage sur le réseau. De nombreuses solutions sont envisageables, le schéma ci-dessous présente 8 points de raccordements génériques en aval du poste source.

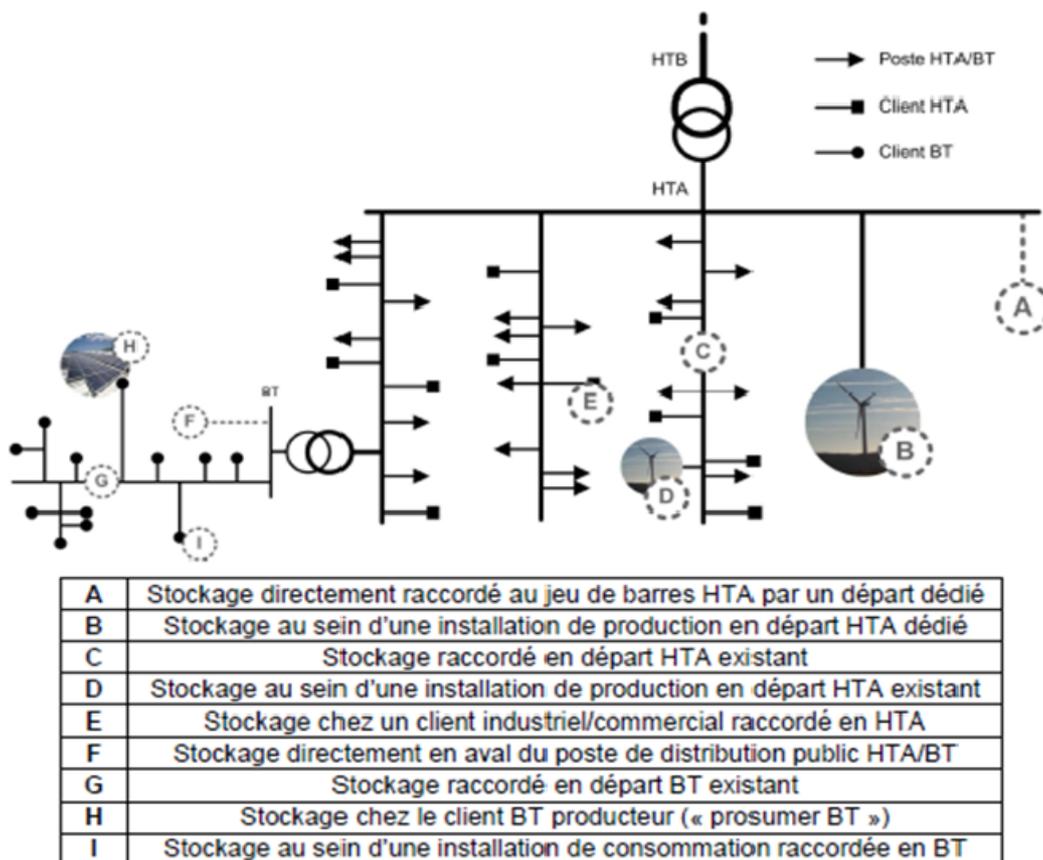


Figure 7 – Points de raccordements génériques du stockage distribué (Source : ERDF)

Pour permettre le développement en France d'un marché transparent et non-discriminatoire sur lequel pourraient être valorisés les services rendus par les technologies de stockage, les porteurs de projets de stockage expriment, également, un besoin de mise à disposition d'un certain nombre d'informations au profit de l'ensemble des acteurs. En particulier, certains acteurs considèrent que l'introduction d'une distinction entre zones peu contraintes et zones plus contraintes, où le développement de technologies de stockage pourrait apporter des services utiles, constitue un premier élément indispensable.

2.3.3. – Les acteurs estiment que certaines évolutions pourraient simplifier leur modèle d'affaires

Du fait de leur prix encore élevé, les technologies de stockage restent aujourd'hui difficilement compétitives par rapport aux technologies conventionnelles (moyens de production et renforcement du réseau) et aux solutions de flexibilité de la demande. Des ruptures sont cependant envisageables à moyen terme grâce aux travaux de recherche et développement sur les batteries, les volants d'inertie et le stockage thermique, mais aussi grâce à l'avancée des réflexions sur de nouvelles règles de marché.

Les technologies de stockage peuvent fournir différents services, dont certains sont valorisables uniquement dans un cadre régulé tandis que d'autres peuvent être valorisés sur des marchés. Cette situation constitue un facteur de complexité pour l'élaboration d'un modèle économique du stockage. En particulier certains acteurs considèrent que la valorisation de plusieurs services par un seul acteur peut s'avérer impossible pour des raisons réglementaires.

Le contexte réglementaire dans lequel s'inscrivent les services rendus par les technologies de stockage est présenté par ces acteurs comme un élément central pour permettre l'émergence de modèles

économiques du stockage. En ce sens, la directive européenne relative à l'efficacité énergétique (n° 2012/27/UE du 25 octobre 2012) dispose dans son annexe XI alinéa 2 que la « *régulation et la tarification du réseau n'empêchent pas les gestionnaires de réseau ou les fournisseurs d'énergie de fournir des services de système dans le cadre des mesures d'effacement de consommation, de la gestion de la demande et de la production distribuée sur les marchés organisés de l'électricité, notamment [...] le **stockage de l'énergie** ».*

Les acteurs s'interrogent sur la mise en place de mécanismes qui permettraient aux solutions de stockage d'apporter des services au système électrique et sur leur rationalité économique sous-jacente. Des questions sont ainsi soulevées sur le cadre dans lequel s'inscrit le développement des technologies de stockage :

- un certain nombre d'acteurs considèrent que le développement du stockage est difficilement possible dans le cadre juridique actuel, où un moyen de stockage est considéré comme un consommateur lorsqu'il soutire de l'électricité sur le réseau et un producteur lorsqu'il en injecte. Ils considèrent qu'il est nécessaire d'envisager un cadre juridique spécifique (prescriptions techniques particulières, tarifs et conditions d'accès au réseau, cadre contractuel et, notamment, convention de raccordement, convention d'exploitation, contrat d'accès, contrat d'achat, contrat de fourniture) ;
- certains acteurs estiment, également, que le développement du stockage pourrait être facilité par des mécanismes de subventions. En particulier, certains se posent aujourd'hui la question de la mise en place de mécanismes similaires aux appels d'offre en faveur des énergies renouvelables permettant de définir *ex ante* les quantités de stockage bénéficiant de ce soutien financier.

De nombreux acteurs ont, également, soulevé le besoin de donner aux utilisateurs « *consommateurs / producteurs* » les moyens de développer l'autoconsommation pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables :

- des moyens techniques pour permettre l'« *autoconsommation connectée* », c'est-à-dire liée au réseau électrique, en définissant les modes opératoires et les schémas d'articulation possibles entre la production photovoltaïque, l'autoconsommation, le compteur et éventuellement un dispositif de stockage ;
- des mécanismes financiers permettant de rémunérer, voire de subventionner, l'énergie produite autoconsommée ;
- et de la visibilité sur les possibilités de valorisation de la flexibilité apportée par cette solution, en particulier si l'autoconsommation est considérée à une échelle plus large que celle de l'habitation individuelle (à l'échelle d'un bâtiment, de l'îlot, du quartier, voire de la ville).

Certains acteurs ont ainsi mis en avant le cas de certains pays qui ont choisi de mettre en place des dispositifs spécifiques au stockage :

- en Italie, le gestionnaire du réseau de transport a la possibilité d'investir dans les actifs de stockage en tant que soutien au réseau ;
- aux États-Unis, un système de rémunération de la rapidité de réponse des installations qui participent au réglage de la fréquence, appelé rémunération de la distance (*mileage*), offre une rémunération supplémentaire aux technologies de stockage dont le temps de réaction est très court ;
- en Allemagne, les dispositifs de stockage bénéficient de nombreuses exemptions, dont l'exemption de tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité et d'une subvention sur le prix de l'électricité fourni par les dispositifs de stockage, en particulier s'il est utilisé pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables.

Ces exemples font cependant l'objet de critiques par d'autres acteurs, qui considèrent notamment que les spécificités de chaque marché (état des réseaux et du mix électrique, différences règlementaires, règles des mécanismes de marché, etc.) rendent difficile une transposition directe de ces modèles au marché français.

Question n° 5 :

Que pensez-vous du cadre actuel ? Estimez-vous que l'introduction de dispositions spécifiques pour permettre le développement des services fournis par les technologies de stockage soit nécessaire ? Si oui, pour quelles finalités et de quelle manière ? Comment assurer une concurrence loyale sur les marchés de fourniture de ces services ?

Question n° 6 :

Des évolutions vous semblent-elles nécessaires pour permettre la valorisation, dans un cadre transparent et non-discriminatoire, des services apportés par le stockage ? Si oui, lesquelles ? Vous semble-t-il nécessaire de prendre en compte d'une manière ou d'une autre la zone de valorisation de ces services ? Si oui, de quelle manière ? Le cas échéant, comment ces zones seraient-elles déterminées (zone géographique, point de raccordement, etc.) ?

2.4. – Sur la gestion active de la demande

2.4.1. – Un marché en émergence

Le secteur du bâtiment tertiaire semble être le plus propice au développement à court terme de solutions de gestion active de la demande. Des retours sur investissement relativement courts (3 à 5 ans) et un potentiel de flexibilité important sont mis en avant par les acteurs, en particulier pour les sites déjà équipés de systèmes de Gestion technique de bâtiment (GTB) que l'on peut facilement connecter avec ces nouvelles solutions.

Les consommateurs résidentiels seraient de plus en plus ouverts à l'arrivée de services d'efficacité énergétique active et des offres, provenant d'une grande variété d'acteurs (fournisseurs d'énergie, opérateurs de télécommunication, acteurs du commerce de détail, etc.), émergent. Des premières tendances de marché se dégagent : les interfaces *web* et mobiles sont préférées aux afficheurs déportés et l'adoption des appareils électriques communicants dans la maison (« *smart appliances* ») devrait s'accélérer avec le déploiement des technologies communicantes sur les réseaux de distribution.

Près de la moitié des démonstrateurs *Smart grids* identifiés sur le territoire français ont pour objectifs de tester les fonctionnalités des technologies et les besoins des utilisateurs pour une gestion active de la demande. Leurs principaux résultats sont attendus en 2014 et 2015.

2.4.2. – Une offre variée de solutions d'automatisation semble nécessaire pour le développement d'une gestion active de la demande

Les premiers retours d'expérience et les perspectives de déploiement de compteurs communicants soulèvent de premières questions sur la définition des offres et le recrutement de volontaires pour participer aux démonstrateurs. Le déploiement de nombreux équipements communicants au domicile de l'utilisateur (compteurs d'électricité, de gaz, d'eau, voire de chaleur communicants ; appareils du domicile connectés comme la télévision, les appareils électroménager, ou la *box* Internet, etc.) pose les questions

de la communication entre ces équipements, de la restitution d'informations facilement compréhensibles par l'utilisateur, de l'automatisation des solutions de gestion de la demande et de la sécurité et de la confidentialité des données échangées (cette dernière problématique est développée au chapitre 2.6.3).

En permettant la définition d'offres de fourniture d'énergie plus variées²⁰, les compteurs communicants permettront de valoriser plus précisément les efforts de report ou d'anticipation de la consommation de l'utilisateur.

Les systèmes de comptage offriront, également, des fonctionnalités qui permettront de favoriser le développement de services pour les utilisateurs : contacts secs pour asservir les équipements en aval compteur, capacité de stockage des index de consommation et des courbes de charge, télé-information client pour transmettre par voie filaire ou radio les données sauvegardées, possibilité d'envoi de minimessages, etc.

Les retours d'expérience internationaux montrent que l'automatisation des dispositifs de gestion active de la demande est un prérequis à leur développement (modèle du « *set and forget* »²¹) et que des incitations financières facilitent leur acceptabilité par le client.

2.4.3. – Des outils de flexibilité pour la gestion des réseaux et du système électrique

Les signaux favorisant la gestion active de la demande existe depuis longtemps avec notamment les tarifs *Heures Pleines/Heures Creuses* (HP/HC), *Effacement Jour de Pointe* (EJP) ou *Tempo*. L'asservissement de l'eau chaude sanitaire (ECS) avec le signal d'« *heures creuses* » est une réalité depuis plusieurs décennies.

La gestion active de la demande prend, aujourd'hui, une dimension nouvelle dans un contexte, notamment :

- de développement des moyens de production intermittents ;
- d'importance toujours plus grande des problématiques de pointe de consommation ;
- de plus grande maturité des nouvelles technologies communicantes ;
- de multiplication des leviers de flexibilité disponibles (consommateur, agrégateur, producteur).

Certains gestionnaires de réseaux de distribution considèrent qu'ils doivent être des acteurs clés dans le développement des outils de flexibilité. Avec le déploiement progressif des équipements communicants sur les réseaux, les gestionnaires de réseaux de distribution souhaitent, notamment, jouer un rôle dans la fourniture d'informations aux utilisateurs. Afin de contribuer au bon fonctionnement des marchés, de faciliter le développement de l'innovation et des solutions de flexibilité et d'assurer leur mission de sécurité du réseau, ces gestionnaires de réseaux de distribution souhaitent, également, jouer un rôle de « *facilitateur de marché* », impliqué dans les différentes phases des mécanismes de marché permettant la valorisation des flexibilités sur les réseaux publics de distribution.

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 et de commande d'éclairage publique, et les solutions de diffusion d'ordre par courant porteur en ligne (« *broadcast CPL* ») depuis les concentrateurs situés dans les postes de transformation publics. Il

²⁰ Alors que les compteurs actuels sur le réseau BT ≤ 36 kVA permettent seulement de faire la distinction entre les « *heures pleines* » et les « *heures creuses* », le compteur *Linky* permettra aux fournisseurs d'utiliser jusqu'à 10 plages temporelles et au TURPE de distinguer jusqu'à 4 plages temporelles.

²¹ Caractéristique qui s'applique aux logiciels ou aux matériels. Une fois qu'ils sont paramétrés, les logiciels et matériels « *set and forget* » fonctionnent seuls, sans intervention extérieure.

convient de s'interroger sur une éventuelle utilisation technique plus importante de ces moyens et leur éventuelle insertion dans les mécanismes de marché.

Les contraintes sur les réseaux 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 pour éviter leur apparition. Dans ce contexte, selon certains gestionnaires de réseaux de distribution, la valeur créée par la prise en compte de la localisation des flexibilités de la demande pour la gestion locale des réseaux reste relativement faible. D'autres acteurs s'interrogent sur une plus grande prise en compte des possibilités offertes par cette flexibilité dans la gestion des contraintes afin de permettre d'éventuels reports de renforcements de réseaux.

2.4.4. – Un cadre juridique en construction

Au niveau européen, les notions d'efficacité énergétique et de système de gestion de l'énergie sont définies par les directives n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009²² et n° 2012/27/UE du 25 octobre 2012²³. En France, des mécanismes permettant de valoriser les effacements sont en préparation (mécanisme de capacité²⁴ et valorisation des effacements sur les marchés²⁵). Une consultation publique a, notamment, été menée par la CRE sur les principes structurant le projet de proposition de décret relatif à la valorisation des effacements de consommation d'électricité sur les marchés de l'électricité et le mécanisme d'ajustement²⁶.

Des questions subsistent concernant une valorisation plus large des gisements de flexibilité. Certains acteurs ont, notamment, appelé à une valorisation plus large des gisements de flexibilité en prenant en compte la possibilité de stimuler la consommation, c'est-à-dire de déplacer la consommation à un moment plus favorable pour le système électrique : lors des périodes de prix très faibles (voire négatifs) sur les marchés de gros reflétant une abondance de production non flexible, ou encore en cas d'ajustements à la baisse demandé par le gestionnaire du réseau de transport sur le mécanisme d'ajustement, en cas d'excédent d'énergie anticipé.

Question n° 7 :

Que pensez-vous du cadre actuel ? Estimez-vous que l'introduction de nouvelles dispositions soit nécessaire ? Si oui, avez-vous des suggestions ?

²² 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.

²³ 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.

²⁴ Prévu par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010, relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) et le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012, relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité.

²⁵ La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013, visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes, a introduit de nouveaux articles dans le code de l'énergie relatifs à la valorisation des effacements sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement.

²⁶ Le document de consultation ainsi que les études associées sont consultable sur le site : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/principes-structurant-le-projet-de-proposition-de-decret-relatif-a-la-valorisation-des-effacements-de-consommation-d-electricite-sur-les-marches-de-l-electricite-et-le-mecanisme-d-ajustement>

2.5. – Sur les spécificités des zones non interconnectées (ZNI)

2.5.1. – Des territoires propices aux expérimentations *Smart grids*

Dans le domaine de l'énergie, les systèmes électriques insulaires présentent des particularités qui font des territoires non interconnectés des laboratoires d'expérimentation des technologies *Smart grids* et des modèles économiques associés. Ils sont, notamment, caractérisés par :

- l'augmentation de la consommation d'électricité sous l'effet de la croissance de la population et de l'économie ;
- leur faible (Corse) voire non interconnexion électrique (La Réunion, Guadeloupe, Martinique, Mayotte, etc.) qui rend nécessaire l'équilibrage sur des zones où le foisonnement en termes de production et de consommation est limité ;
- un mix énergétique différent de la France métropolitaine continentale avec un potentiel important de développement de la production issue des énergies renouvelables qui est déjà très exploité dans certaines îles, et une dépendance énergétique forte à l'égard des énergies fossiles ;
- des coûts de production élevés, notamment dus à leur isolement.

Ces caractéristiques donnent ainsi à la plupart des services que pourraient apporter les *Smart grids* une utilité plus grande dans les territoires des ZNI.

Ces spécificités nécessitent une gestion particulière du système électrique et du service public de l'électricité. Les modalités d'ouverture du marché européen de l'énergie ont ainsi été adaptées aux réalités géographiques, économiques et sociales des systèmes énergétiques îliens, en particulier s'agissant de l'obligation de séparation des activités. En effet, les opérateurs locaux peuvent être à la fois gestionnaires de réseaux, producteurs et fournisseurs d'électricité.

Il convient, par ailleurs, de souligner que les surcoûts de production engendrés dans les ZNI, sont compensés par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE).

2.5.2. – Des démonstrateurs *Smart grids* qui apportent des premières réponses techniques

D'après les acteurs rencontrés, les technologies *Smart grids* permettront de répondre aux besoins du gestionnaire de réseaux des ZNI de manière plus significative encore que sur le territoire métropolitain continental. Les principales expérimentations menées sont similaires à celles évoquées dans les chapitres précédents :

- la surveillance et la quantification de l'intermittence de la production et du foisonnement à la maille du territoire ;
- le développement d'outils de prévisions de la production : des prévisions à *J+1* et infra-journalières ;
- l'utilisation du stockage aux différents nœuds du réseau ;
- des solutions de gestion active de la demande. Dans certains systèmes insulaires, les gisements de valeurs semblent plus faibles chez les clients résidentiels en raison de leur faible consommation moyenne et de la part, relativement, importante des utilisateurs qui bénéficient du tarif de première nécessité ;
- des systèmes de pilotage de l'ensemble des équipements connectés au réseau pour optimiser la gestion du réseau.

Chaque territoire possède des spécificités qui impliquent des différences dans les performances attendues des outils d'information et de communication (temps de réponses, « fraîcheur » des informations, etc.). Par exemple, dans les systèmes insulaires ne disposant pas de moyens de production rapide, les technologies *Smart grids* ont pour objectif de répondre à un besoin de réserve primaire. Les temps de réponse attendus des technologies *Smart grids* sont alors de l'ordre de la seconde et le pas de temps pour les systèmes de prévision est d'environ 30 minutes.

2.5.3. – Des retours d'expériences économiques sont prévus pour 2014

Les démonstrateurs *Smart grids* mis en place dans les systèmes électriques insulaires français n'ont pas encore fait l'objet de retours d'expérience complets sur le plan économique, même si les premières études semblent indiquer des promesses de gains pour la collectivité en permettant, notamment, une réduction de la CSPE. Les résultats des démonstrateurs en termes économiques sont attendus à partir de 2014.

À Mayotte par exemple, le développement des énergies renouvelables, qui a entraîné un passage progressif de 10 à 12 % puis de 12 à 15 % de réserve primaire, s'est traduit par un surcoût annuel de CSPE de respectivement 263 k€ et 625 k€²⁷.

Concernant le stockage, certains acteurs s'interrogent, également, sur les gains supplémentaires apportés par un pilotage centralisé des technologies de stockage. Certaines études évoquent une réduction potentielle de 50 % du dimensionnement des dispositifs de stockage. Les gains potentiels pour les territoires insulaires n'ont cependant pas encore été chiffrés.

2.5.4. – Un cadre juridique spécifique

Afin d'assurer la sécurité de l'alimentation électrique des réseaux insulaires, l'arrêté ministériel du 23 avril 2008²⁸ fixe le seuil maximal d'énergies intermittentes, au-delà duquel les installations de production doivent être déconnectées, à 30 % de la puissance appelée sur le réseau. Certains acteurs ont émis le souhait de revoir ce seuil de déconnexion, qui devrait être fixé, selon eux, en fonction des caractéristiques de réglage de la fréquence et de la tension des installations de production intermittentes. La CRE avait d'ailleurs émis une recommandation en ce sens dans sa délibération du 23 janvier 2013²⁹.

Dans les ZNI, des appels d'offres spécifiques³⁰ permettent de fixer *ex ante* les caractéristiques des installations de production et les puissances cibles de production éolienne et solaires qui bénéficieront du dispositif. Un appel d'offres portant sur des installations éoliennes équipées d'un système de prévision de la production et d'un équipement de stockage d'énergie électrique a été lancé par le gouvernement fin 2010 et organisé par la CRE. À l'issue de ce processus d'appel d'offre, neuf projets ont été retenus en février 2012. En 2011, un appel d'offres portant sur les installations photovoltaïques de puissance supérieure à 250 kWc a été, également, lancé par le gouvernement. Il comporte un lot spécifique dédié aux centrales solaires au sol ou sur bâtiment situées en Corse ou dans les départements d'outre-mer (DOM), et intégrant des dispositifs de stockage de l'énergie produite.

²⁷ Le taux de réserve primaire est passé de 12 % en 2010 à 15 % en 2015.

²⁸ 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 (notamment l'article 22).

²⁹ 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.

³⁰ Les appels d'offres organisés par la CRE sont consultables sur le site : <http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres>

En outre, le code de l'énergie a été modifié par la loi rectificative des finances pour 2012³¹ concernant la couverture par la CSPE des coûts d'exploitation des technologies de stockage dans la limite des surcoûts de production qu'elles contribuent à éviter.

Enfin, il convient de rappeler que l'alinéa 3 de l'article 73 de la Constitution prévoit que les départements et régions d'outre-mer (DROM), à l'exception de La Réunion, peuvent être habilités à fixer eux-mêmes les règles applicables sur leur territoire. À ce titre, le conseil régional de la Guadeloupe a été habilité à fixer des règles spécifiques en matière de maîtrise de la demande d'énergie, de réglementation thermique pour la construction de bâtiments et de développement des énergies renouvelables.

Le rôle grandissant des collectivités d'outre-mer en matière d'énergie et d'expérimentation *Smart grids* aura, nécessairement, un impact sur les débats relatifs à la transition énergétique et à la gouvernance locale.

Question n° 8 :

Que pensez-vous du cadre actuel ? Les dispositions actuelles vous semblent-elles suffisantes ? Estimez-vous que l'introduction de nouvelles dispositions spécifiques aux zones insulaires soit nécessaire ? Si oui, avez-vous des suggestions ? Dans quelle mesure pensez-vous que ces dispositions pourraient faire l'objet d'une adaptation sur le territoire métropolitain continental ?

2.6. – Sur des problématiques communes aux différents thèmes abordés

Des problématiques communes aux thèmes développés précédemment ont été présentées par les acteurs :

- l'articulation entre la gestion globale du système et la gestion à des mailles locales ;
- le rôle des collectivités dans le développement des *Smart grids* ;
- la gestion des nouvelles données collectées grâce aux technologies *Smart grids* ;
- l'interopérabilité et la pérennité des technologies déployées ;
- l'incitation à l'innovation.

Ces problématiques sont détaillées dans les chapitres, ci-dessous.

2.6.1. – L'articulation entre la gestion à une maille locale et la gestion globale du système électrique devient clé

On constate aujourd'hui un développement d'initiatives locales visant à optimiser la gestion de l'électricité à une maille locale. Ces initiatives se développent dans un cadre juridique national où s'applique une péréquation géographique des tarifs (TURPE et TRV) conforme au principe d'égalité prévu à l'article L. 121-1 du code de l'énergie. Cette péréquation permet d'assurer l'équilibre économique de la distribution d'électricité entre les différents territoires et, notamment, entre zones rurales et zones urbaines. Par ailleurs, il faut noter que les réseaux locaux (hors ZNI) expérimentant les technologies *Smart grids* sont connectés au sein d'un réseau plus large : cela leur permet de renforcer la sécurité d'approvisionnement et de maîtriser les coûts de production et les coûts de réseaux en profitant du foisonnement des différents parcs de production et des différents profils de consommation.

La nécessité de mieux valoriser les possibilités d'optimisation à une échelle locale est souvent mise en avant par les acteurs. Ainsi, les collectivités locales rencontrées souhaitent que les choix faits dans le cadre de la transition énergétique tiennent compte des spécificités énergétiques locales. *A contrario*,

³¹ Article 60 de la loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012.

l'optimisation globale – à une échelle nationale voire européenne – du système électrique ne peut résulter de la seule addition de situations optimisées localement. Il existe, en effet, une certaine dualité des enjeux nationaux et locaux, certains services pouvant constituer une solution valable au niveau local mais pas au niveau national.

Par ailleurs, une meilleure prise en compte de l'échelle locale peut aller de pair avec le développement d'incitations géographiquement différenciées, pour valoriser certains comportements ou certains services en fonction de leur utilité locale. Une telle différenciation peut cependant sembler contraire à une lecture rigide du principe de péréquation.

Question n° 9 :

Que pensez-vous du cadre actuel ? Le cas échéant, les évolutions que vous avez proposées en réponse aux questions précédentes vous semblent-elles nécessiter de modifier l'articulation actuelle entre la prise en compte des contraintes locales et des contraintes globales du système électrique ? Si oui, lesquelles ?

2.6.2. – Les collectivités territoriales jouent un rôle croissant dans le développement des *Smart grids*

On constate aujourd'hui une implication croissante des collectivités territoriales dans le développement des réseaux électriques intelligents, en raison, notamment, de la transversalité de leurs compétences en matière d'urbanisme, de logement ou encore de mobilité et de leur proximité avec les consommateurs.

Les collectivités consultées souhaitent être porteuses de projets *Smart grids*, dans la mesure où ces projets constituent une réelle opportunité de développement du territoire (nouveaux quartiers durables et performants énergétiquement, développement d'emplois dans les nouvelles technologies, etc.). Selon ces dernières, le développement d'initiatives *Smart grids* sur leur territoire peut s'avérer difficile en raison du périmètre de compétences qui leur est attribué. Celui-ci varie fortement en fonction de l'échelon considéré (communal, départemental, régional, etc.). En particulier, les compétences en matière de développement de projets *Smart grids* sont souvent communales alors que les logiques d'aménagement territorial peuvent être portées à des échelons différents en fonction des sujets (bornes de recharge des véhicules électriques, aménagement d'éco-quartiers, etc.). Certains des acteurs locaux rencontrés demandent ainsi que soit définie une gouvernance claire en matière d'énergie dans les territoires pour que la mise en œuvre des politiques locales soit facilitée.

2.6.3. – De nouvelles données disponibles sur les réseaux qu'il convient de collecter, d'analyser et de transmettre aux acteurs habilités

Avec le déploiement des technologies *Smart grids*, un très grand nombre de données est collecté sur les réseaux en basse et moyenne tension : des données patrimoniales réseau, des données techniques (capacité disponible, conduite du réseau, etc.), des données de mesure de la qualité d'alimentation (coupures, variation de la fréquence, variation de la tension, puissance réactive, etc.) et des données de consommation (au niveau du consommateur final, mais, également, consommation agrégée aux différents nœuds du réseau). Le nombre et la variété des données collectées deviennent encore plus grands si l'on élargit le périmètre à d'autres fluides (réseau de gaz, de chaleur et d'eau notamment) en se plaçant à une maille locale (un quartier ou une ville) où une gestion optimisée et coordonnée pourrait, selon certains acteurs, faire sens. En matière de systèmes de comptage communicants en électricité et en gaz, l'étude

menée par ERDF et GrDF a montré qu'il n'existait pas de gains à la mutualisation de leur système de relève dans le contexte actuel³².

Les collectivités territoriales consultées ont posé la question du statut de ces données. Elles souhaiteraient pouvoir en disposer afin de réaliser un état initial de la situation énergétique de leur territoire (niveau de consommation, volume de production, état des réseaux, etc.) et ainsi éclairer leurs décisions en matière de projets énergétiques, urbanistiques, etc.

Jusqu'à présent, les données collectées étaient essentiellement des données de comptage en vue de la facturation de l'utilisateur. Dans la mesure où les dispositifs de comptage pour l'électricité et le gaz sont intégrés aux domaines concédés aux gestionnaires de réseaux, cela faisait naturellement de ces derniers les garants de la chaîne de collecte et de diffusion des données, ces dernières étant considérées comme des informations commercialement sensibles (ICS) et appartenant aux utilisateurs. Maintenant que d'autres données (données patrimoniales réseau, données technique, données de qualimétrie, données de consommation aux différents nœuds du réseau) sont collectées, se pose la question de l'évolution de ce schéma tout en gardant à l'esprit, un objectif de protection et d'efficacité vis-à-vis de l'utilisateur final. Plus précisément, les questions suivantes sont régulièrement posées par différents acteurs :

- Quels seraient les avantages et les inconvénients apportés par une gestion multi-énergies voire multi-fluides ?
- Quel serait le niveau optimal de décentralisation du traitement des données collectées ?

Pour répondre à ces nouveaux enjeux, la Commission européenne a missionné, en 2012, un groupe d'experts sur la question de la gestion des données collectées sur le réseau électrique. Trois modèles de gestion des données sont ainsi définis dans le rapport publié en janvier 2013³³ : un modèle où le gestionnaire du réseau de distribution joue un rôle central de « *facilitateur de marché* », un modèle où ce rôle est joué par un acteur tiers et un troisième modèle qui repose sur une gestion décentralisée des données. Certains pays européens ont mis en œuvre de nouvelles architectures de gestion des données pour permettre l'apparition de nouveaux services, en portant une attention particulière aux problématiques de sécurité, de qualité et de confidentialité des données traitées.

Convaincue de l'importance de ces problématiques, la CRE, en tant que représentant du Conseil européen des régulateurs d'énergie (CEER), participe activement aux travaux européens sur la sécurité et la confidentialité des données.

Question n° 10 :

Quel dispositif préconisez-vous afin de garantir la sécurité et la confidentialité des données tout en permettant le développement de nouveaux services à valeur ajoutée pour l'ensemble des utilisateurs de réseaux ?

³² GrDF et ERDF ont réalisé une étude technico-économique des synergies possibles des projets de comptage communicant gaz et électricité avec l'appui du consultant Roland Berger. La synthèse de l'étude est disponible sur le site : www.gtc2007.com

³³ *Expert Group 3 - Regulatory Recommendations for Smart grids Deployment* consultable sur le site : http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group3_first_year_report.pdf

Question n° 11 :

Quel dispositif préconisez-vous en matière de gestion des nouvelles données collectées avec le déploiement des technologies *Smart grids* ? En particulier, quel cadre proposez-vous pour garantir la qualité des données et leur diffusion aux acteurs sous réserve que ces derniers disposent des éventuelles habilitations nécessaires (gestionnaires de réseaux, collectivités locales, fournisseurs d'énergie ou de nouveaux services, etc.) ?

2.6.4. – Concernant l'interopérabilité et la pérennité des technologies *Smart grids*

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.

L'interopérabilité des matériels sera possible grâce au développement et à l'adoption par tous les acteurs de normes que ce soit à l'échelle nationale et, plus encore, à l'échelle internationale. Les acteurs s'accordent sur le fait que l'interopérabilité des matériels est une condition, absolument, nécessaire au développement des réseaux intelligents. En ce sens, de nombreux travaux de normalisation des réseaux électriques intelligents ont été lancés dans le monde³⁴. La Commission européenne a publié, fin 2012, un premier recueil des standards³⁵ relatifs aux technologies *Smart grids* et a reconduit le mandat M/490³⁶ confié aux organismes de normalisation CEN, CENELEC et ETSI.

Cette capacité d'interaction devra se perpétuer dans le temps, entre équipements et logiciels de générations différentes, pour permettre le développement de nouveaux usages. Certains acteurs s'interrogent sur la pérennité des technologies de communication fondées sur l'utilisation du Courant porteur en ligne (CPL).

Le réseau électrique en moyenne tension, basse tension et en aval compteur est, en effet, utilisé dans de nombreux démonstrateurs *Smart grids* pour porter des informations. En Europe, la bande de fréquence dite CENELEC-A entre 9 et 95 kHz est réservée pour la distribution d'électricité. Cependant, les différents équipements électriques connectés ou à proximité de ces réseaux émettent des perturbations qui peuvent atténuer ou parasiter les courants porteurs en ligne.

Concernant les perturbations causées par le raccordement de nouvelles installations de production au réseau public de distribution d'électricité, la réglementation française 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* »³⁷ soient identifiées et qu'une solution de raccordement soit proposée par le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur la base

³⁴ Les travaux de normalisation des réseaux électriques intelligents dans le monde sur consultable sur le site : <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=normalisation-monde>

³⁵ Ce recueil composé de 4 documents est disponible sur le site de la *Task force Smart grids* de la Commission européenne consultable sur le site : http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm

³⁶ *Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment* consultable sur le site :

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

³⁷ 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. Une réglementation similaire³⁸ existe également pour le raccordement des sites de consommation.

Question n° 12 :

Que pensez-vous du cadre actuel ? Les dispositions actuelles vous semblent-elles suffisantes ? Estimez-vous nécessaire l'introduction de nouvelles dispositions permettant de garantir l'interopérabilité et la pérennité des solutions envisagées ? Si oui, avez-vous des suggestions ?

2.6.5. – En matière d'incitation à l'innovation

Une grande partie des dépenses réalisées par les gestionnaires de réseaux dans les démonstrateurs de réseaux électriques intelligents est couverte par les Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 4) introduiront un dispositif destiné à donner à 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. Le document de consultation publique de la CRE du 6 novembre 2012 décrit le dispositif envisagé pour la période TURPE 4³⁹.

Des financements complémentaires proviennent de programmes d'incitation à l'innovation, tels que le programme des Investissements d'avenir confié à l'ADEME depuis 2010 ou encore les Programmes-cadre pour la recherche et le développement technologique de l'Union européenne. Les appels à projet lancés dans le cadre de ces programmes facilitent le lancement de projets innovants et le rapprochement d'acteurs aux expertises complémentaires (gestionnaires de réseaux, équipementiers, acteurs des télécoms et de l'informatique, centres de recherche, collectivités territoriales, etc.).

Certains porteurs de projets font part de leur souhait de bénéficier, dans des zones limitées, d'un cadre juridique expérimental afin de pouvoir tester les technologies *Smart grids* et de préparer les dispositifs cibles (technologies et cadre juridique). Certains acteurs ont, par exemple, émis l'idée de mettre en place, à titre expérimental, dans une zone préalablement définie et pour une durée limitée, des incitations (tarif d'autoconsommation, subvention aux énergies renouvelables inférieure aux tarifs d'achat) qui permettraient de tester une sortie du dispositif d'obligation d'achat. Selon ces acteurs, un dispositif de type appel d'offres serait adapté.

Question n° 13 :

Que pensez-vous du cadre dans lequel les projets de recherche, de développement et de démonstration relatifs aux technologies *Smart grids* sont menés ? Estimez-vous nécessaire l'introduction de nouvelles dispositions ? Si oui, avez-vous des suggestions ?

³⁸ Article 9 de l'arrêté du 17 mars 2003 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

³⁹ Consultation publique de la CRE du 6 novembre 2012 sur les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité consultable sur le site :

<http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/quatriemes-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite>

3. – Contributions

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 8 décembre 2013 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dare.cp1@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « *Documents / Consultations publiques* » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction de l'accès aux réseaux électriques (téléphone : +33 (0)1 44 50 41 02, télécopie : 01 44 50 41 96) ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Une synthèse des contributions sera publiée par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi.

Nous vous remercions de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que **la confidentialité et / ou l'anonymat des informations soient garantis.**

4. – Prochaines étapes

À la suite de cette consultation publique, la CRE publiera une synthèse des contributions.

5. – Annexe

5.1. – Acteurs rencontrés

Les acteurs ci-dessous ont été rencontrés :

- Collectivités et représentants des collectivités : Ville de Lambesc (13), Ville de Courbevoie (92), Mairie de Paris (75), Mairie du Cannet (06), Rennes Métropole – Ville de Rennes (35), Communauté d'agglomération Pôle Azur Provence (06), Ville de Grasse (06), Brest métropole océane / Ville de Brest (29), Nantes Métropole Communauté urbaine (44), Métropole Nice Côte d'Azur (06), Communauté urbaine de Dunkerque (59), Conseil général de Seine-Saint-Denis (93), Conseil général des Alpes-Maritimes (06), Conseil général des Yvelines (78), Conseil régional Provence Alpes Côte d'azur, Conseil régional Bretagne, AMORCE, Agence locale de l'énergie et du climat de Rennes;
- Autres acteurs : ABB, Accenture, Actility, Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME), AGNES, Alstom Grid, Areva, Atos, Bouygues Energy et Services, Bouygues Telecom, BPL Global, Capénergies, Capgemini, Chambre de commerce et d'industrie (CCI) Nice Côte d'Azur, Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA), Clean Horizon Consulting, Compagnie Nationale du Rhône (CNR), Delta Dore, Direct Energie, Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) PACA, Electricité de France Direction Recherche et Développement (EDF R&D), Electricité de France Direction Commerce (EDF Commerce), Electricité de France Direction des Systèmes Energétiques Insulaires (EDF SEI), Electricité de Mayotte (EDM), EMBIX, Electricité Réseau Distribution France (ERDF), Établissement public d'aménagement Bordeaux Euratlantique, Etablissement Public d'Aménagement (EPA) de la Plaine du Var, 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), ITEMS International, Itron, La Calade , Legrand, Ministère de l'économie et des finances, Ministère chargé de l'énergie, Nexans, Niji, Orange, Renault, Réseau de Transport d'Electricité (RTE), Saft, Schneider Electric, Société d'Electricité Régionales des Cantons de Lassigny et limitrophes (SER Lassigny), Société française du radiotéléphone (SFR), Sorégies Réseaux de Distribution (SRD), Sun'R Smart Energy, Tenerrdis, Toshiba, Total, Union Française de l'Electricité (UFE), Veolia.