

Paris, le 30 janvier 2014

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

La CRE mène depuis plus de quatre ans une réflexion sur le développement des réseaux électriques intelligents (ou « *Smart grids* ») pour s'assurer, conformément aux missions qui lui sont confiées par la loi, du bon fonctionnement et du développement des réseaux électriques au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique.

Tout au long de sa démarche, elle a associé les différents acteurs des *Smart grids* en France : animation d'un site Internet et organisation de forums consacrés à ce thème, rencontre des collectivités territoriales en région et organisation d'ateliers de travail thématiques.

L'ensemble de ces travaux a permis de recueillir, d'évaluer et d'analyser les questions liées à l'évolution des réseaux électriques en basse tension sur six 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.

Ces travaux ainsi que les questions techniques, économiques et juridiques recensées par les acteurs lors de ces échanges ont été présentés dans le cadre de la consultation publique de la CRE sur le développement des réseaux intelligents, qui s'est déroulée du 4 novembre au 8 décembre 2013.

Cette consultation publique a recueilli quatre-vingt-trois contributions¹ : gestionnaires de réseaux, fournisseurs d'énergie, industriels et organisations associatives et syndicales. Avec vingt-deux réponses, la participation des collectivités territoriales et de leurs établissements publics (parmi lesquels les syndicats départementaux d'énergie) est très importante.

Ce document établit une synthèse des contributions reçues par la CRE.

¹ Voir la liste des répondants à l'annexe 7.1.

Introduction

Dans l'introduction de leur réponse à la consultation publique, EDF, RTE et GDF Suez ont souligné l'intérêt de la consultation publique sur les réseaux électriques intelligents lancée par la CRE. EDF a, également, salué la démarche entreprise par la CRE depuis 2010 en vue de préparer la définition du cadre juridique relatif aux évolutions attendues des réseaux électriques.

RTE et EDF soulignent la pertinence du moment choisi pour publier la consultation publique et recueillir l'avis des acteurs, dans la mesure où certains démonstrateurs donnent leurs premiers résultats et viennent alimenter les réflexions, et dans la mesure où ces expérimentations pourront, également, être le lieu de test des nouvelles dispositions techniques, économiques et juridiques choisies avant un déploiement généralisé des fonctionnalités de *Smart grids*.

Enfin, le Réseau Pure Avenir s'est félicité que les zones non interconnectées (ZNI) fassent l'objet d'une réflexion spécifique dans le cadre de la consultation publique.

1. – Présentation des réponses sur l'insertion des bornes de recharge des véhicules électriques au réseau électrique

1.1. – Selon les acteurs, le cadre actuel concernant les infrastructures de recharge doit évoluer

Cinquante-quatre acteurs ont apporté une contribution écrite sur cette thématique. Une grande majorité des acteurs (notamment les équipementiers, les sociétés de services énergétiques, les acteurs des télécoms et de l'informatique et les producteurs d'électricité d'origine renouvelable) indiquent que le cadre actuel concernant l'insertion des bornes de recharge des véhicules électriques au réseau public de distribution d'électricité ne convient pas et doit évoluer.

EDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD, comprenant l'ANROC, ELE, SICAE et UNELEG) précisent toutefois que le cadre actuel permet généralement l'insertion des dispositifs de charge des véhicules électriques dans le réseau électrique, sur l'espace privé comme sur l'espace public, grâce aux procédures standards de raccordement, d'accès au réseau public et de fourniture d'électricité.

Certains acteurs ont également rappelé le succès des démarches d'auto-partage tels qu'*Autolib* en région parisienne et *Autobleue* dans la métropole de Nice – Côte d'Azur.

1.2. – La question de la qualification juridique de l'activité de recharge reste ouverte : « *contrat de fourniture de service* » ou « *contrat de fourniture d'électricité* » ?

Pour rappel, l'activité de recharge d'un véhicule électrique ne reçoit pas de qualification juridique particulière. Elle pourrait ainsi être qualifiée de « *contrat de fourniture de service* » ou de « *contrat de fourniture d'électricité* », selon les conditions contractuelles de l'offre de recharge.

Dix-neuf acteurs se sont exprimés sur la qualification juridique de l'activité de recharge du véhicule électrique.

Six acteurs (parmi lesquels l'ADEME, la CNR, Steria, GDF Suez et Ericsson France) sont favorables au choix du fournisseur par l'utilisateur du véhicule électrique. L'activité de recharge serait alors considérée comme une activité de fourniture d'électricité ou comme l'association de deux services distincts : la fourniture d'électricité et une activité d'opérateur d'infrastructure de recharge proposant plusieurs services (mise à disposition d'une place de parking, système de réservation, gestion de la borne, services de

recharge influençant la durée du chargement, etc.). Les principaux avantages de la possibilité de choisir son fournisseur présentés dans les réponses à la consultation sont les suivants :

- une plus grande transparence des prix pour l'utilisateur : un prix construit par l'addition des coûts ;
- la responsabilisation de l'utilisateur quant à ses choix énergétiques : possibilité notamment de comparer le prix du combustible utilisé pour son véhicule et de bénéficier d'une offre de fourniture d'électricité d'origine renouvelable ;
- la possibilité pour l'utilisateur de confier l'optimisation énergétique de la charge de son véhicule à l'acteur de son choix.

Dix acteurs (parmi lesquels Bouygues (comprenant Bouygues Énergies et Services, Bouygues Immobilier et Bouygues SA), EDF, les ELD, Embix, le Gimélec et le Groupe Cahors) sont favorables à un service global où le choix du fournisseur serait fait par l'opérateur de la borne de recharge. Ces acteurs parlent d'« *itinérance du service de recharge* » qui permet à l'utilisateur de charger son véhicule auprès de n'importe quel dispositif accessible au public sans avoir le choix de son fournisseur. Les principaux avantages de cette option évoqués par ces acteurs sont détaillés, ci-dessous :

- une plus grande simplicité de mise en œuvre et des coûts de fonctionnement plus faibles avec l'inscription dans le schéma classique de distribution et fourniture d'énergie (l'opérateur de recharge dispose d'un point de livraison sur le réseau public de distribution) et la fourniture d'un service global à l'utilisateur incluant la fourniture d'électricité, le stationnement et d'éventuelles options comme la rapidité de la recharge ;
- la possibilité d'optimiser la gestion de l'énergie par l'opérateur des bornes de recharge et de bénéficier du foisonnement des différentes recharges.

Trois acteurs expriment des réserves sur la qualification de « *contrat de fourniture d'électricité* ». Schneider Electric rappelle que la « *revente d'énergie ne suffit pas à viabiliser le système et que cette énergie doit faire partie d'un service plus large offert* ». RTE indique, notamment pour que la recharge reste compatible avec le modèle actuel de responsable d'équilibre, qu'il « *semble préférable (quelle que soit l'organisation retenue entre les différents acteurs de la recharge d'un VE, entre le conducteur, l'exploitant de la borne et le fournisseur si différents pour ces derniers), que ne soit considérée d'un point de vue des gestionnaires de réseau que le point de livraison classique derrière lequel se situe le réseau privé et les bornes de recharge* ». Le SIPPEREC rappelle que les fournisseurs d'électricité ont des contraintes propres (autorisation administrative pour exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente prévue à l'article L. 333-1 du code de l'énergie et mécanisme de capacité) et s'interroge sur la facturation du coût de l'acheminement de l'électricité (à l'utilisateur ou à l'opérateur de la borne ?) et sur l'intervention du gestionnaire de réseau public d'électricité dans la gestion des bornes compte tenu du principe de séparation juridique entre la distribution et la fourniture d'électricité.

La CNR et Bouygues soulignent que le choix de la qualification juridique de la recharge aura des impacts sur les dispositifs à déployer : un compteur d'électricité conforme à la directive 2004/22/CE du 31 mars 2004 sur les Instruments de Mesure (MID) dans le cas de la facturation de la fourniture d'énergie ou un simple dispositif de mesure dans le cas de la facturation d'un service.

Pour EDF, le cas de la recharge du véhicule électrique ne peut être comparé à celui d'une locomotive (la locomotive embarque un système de comptage à son bord), cette dernière soutirant de l'électricité du réseau tout en se déplaçant ; ce qui n'est pas le cas du véhicule électrique.

Dans le cas particulier des bornes individuelles, situées chez le client (hors cas de copropriété), la prestation de fourniture d'électricité devrait relever exclusivement de son fournisseur, selon EDF et GDF Suez.

1.3. – Des solutions pour piloter la recharge des véhicules électriques

1.3.1. – L'importance du pilotage du moment de la recharge et du niveau de puissance appelée

L'ensemble des acteurs qui s'expriment sur ce sujet souligne l'importance du moment de la recharge et du niveau de puissance appelée en matière notamment d'impact sur les réseaux électriques et d'émission de gaz à effet de serre. En particulier, plusieurs acteurs effectuent, dans leur réponse à la consultation publique, des rappels liminaires :

- l'ADEME rappelle que l'étude² qu'elle a mené conjointement avec la Direction générale de la compétitivité, de l'industrie et des services (DGCIS) et l'Association Technique Énergie Environnement (ATEE) montre que pilotage de la recharge permettrait d'éviter 100 à 300 M€/an à l'horizon 2030 en fonction des scénarios de mix électrique retenus (RTE médian, RTE nouveau mix et ADEME 2030) ;
- Schneider Electric fait remarquer que le « *cadre [actuel] n'impose aucune contrainte en matière de pilotabilité des charges, les choix individuels sur le déploiement pourraient conduire à constituer un parc de moyens de recharge non pilotables* » ;
- le SIPPEREC précise que « *si le développement des bornes de recharges pour véhicules électriques entraîne un impact négatif sur la pointe de consommation et par voie de conséquences, la mobilisation d'outils de production d'électricité carbonée, le développement du véhicule électrique devient contre-productif au regard de l'objectif poursuivi, à savoir la réduction des gaz à effet de serre* ».

En ce sens, sept acteurs se sont exprimés sur le type de recharge à privilégier et les appels de puissance engendrés :

- pour six acteurs parmi lesquels l'ADEME, le CLER, Embix, le Groupe La Poste et Greenovia, la recharge lente à 3 kW doit être privilégiée ;
- pour quatre acteurs parmi lesquels l'ADEME, Schneider Electric et le Groupe Cahors, la recharge accélérée (jusqu'à 22 kW) voire la recharge rapide (à partir de 44 kW) peuvent également être très intéressantes si elles sont pilotables, c'est-à-dire que le moment de la recharge et l'appel de puissance peuvent être modulés. Schneider Electric et le Groupe Cahors observent qu'avec l'augmentation de la capacité des batteries, des charges plus rapides deviendront une nécessité. Le Groupe Cahors ajoute que si la charge lente est le seul moyen de recharge, le marché potentiel du véhicule électrique se retrouve limité : le véhicule électrique est alors perçu comme un second véhicule ou un véhicule d'auto-partage. Enfin trois acteurs dont l'ADEME et le Groupe Cahors expliquent l'intérêt de dispositifs de stockage stationnaire au niveau des bornes de recharge pour limiter les impacts des charges rapides sur le réseau électrique.

Plusieurs acteurs apportent des précisions sur les services que le pilotage de la recharge peut apporter :

- pour sept acteurs (dont Apis Mellifera, le Gimélec, ID4CAR, Schneider Electric, le Groupe Cahors, Cofely et RTE), le véhicule peut être vu comme un moyen de stockage capable d'apporter des services à l'ensemble de la chaîne de valeur (solutions « *Vehicule to home* » et « *Vehicule to grid* » notamment). RTE estime en particulier que le véhicule électrique peut également « *permettre des services de soutien au réseau, comme le suivi de charge (gestion de la*

² Étude sur le potentiel du stockage d'énergies à horizon 2030 lancée conjointement par l'ADEME, l'ATEE et la DGCIS, publiée le 5 novembre 2013 <http://ademe.typepad.fr/presse/2013/11/etude-stockage-energies.html>

recharge), mais également des services système, comme le contrôle de fréquence ou de tension » et évoque une complexité dans la valorisation des services système en raison du modèle de propriété véhicule/batterie (location en fonction d'un nombre de kilomètre) ;

- pour la CNR, Cofely, le Groupe Cahors, ID4CAR, le Groupe Quadran et le SIGERLy, la flexibilité apportée par le pilotage de la charge et le caractère décentralisé des véhicules peuvent permettre d'optimiser les moyens de productions renouvelables ;
- le Groupe Quadran et le SIGERLy estiment également que les batteries des véhicules électriques peuvent être utilisées comme moyen de stockage stationnaire, quand leurs performances ne sont plus suffisantes pour être utilisées dans les véhicules électriques (seconde vie de la batterie).

Pour trois acteurs (dont RTE et Schneider Electric), des dispositions spécifiques liées à l'optimisation des recharges doivent être mises en place dès à présent pour éviter qu'un nombre trop important de bornes de recharge non pilotable ne se constitue.

1.3.2. – Le besoin d'interopérabilité et de dispositifs communicants est mis en avant par les acteurs

Un grand nombre d'acteurs (dix-huit, dont Embix, EDF, les ELD, Ericsson France, le Gimélec, le Groupe Cahors, ID4CAR, Itron, M. Jean CUEUGNIET – CGEJET, Legrand, PEBreizh, le Groupe Quadran, RTE, Schneider Electric, le SIGERLy, l'USéRA et Veolia Environnement) mentionnent dans leur réponse à la consultation publique le besoin d'interopérabilité entre les différents systèmes afin de faciliter le développement du véhicule électrique.

Concernant la standardisation des bornes de recharge, trois acteurs (dont EDF, le Gimélec, Schneider Electric) rappellent que la directive européenne³ sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants de substitution permettra de standardiser les prises. Dans l'attente de cette directive, ces acteurs considèrent que l'innovation ne doit pas être bloquée. PEBreizh, M. Jean CUEUGNIET – CGEJET, ID4CAR, l'USéRA, Ericsson France et Veolia Environnement appellent à une interopérabilité des prises et des systèmes de paiement et d'accès sur l'ensemble du territoire ou *a minima* entre territoires voisins.

Parmi les solutions envisagées :

- EDF est favorable à l'« accélération de l'avènement d'un référentiel IEC-ISO⁴ pour le développement du véhicule électrique » ;
- Ericsson France rappelle les travaux en cours dans le cadre du mandat M/468⁵ ;
- Schneider Electric fait valoir les bornes « de type Mode 3 » afin de rendre les charges pilotables ;
- Embix propose d'utiliser un label « EV Ready »⁶ pour les infrastructures accessibles au public (dans les espaces privés et publics).

Pour Embix, EDF, les ELD et Schneider Electric et M. Jean CUEUGNIET – CGEJET, il est nécessaire que les dispositifs de charge soient communicants et compatibles avec les compteurs communicants, en particulier avec le compteur *Linky* dans le cas des consommateurs résidentiels et professionnels. Pour

³ 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>

⁴ Mandat de normalisation adressé au CEN, au CENELEC et à l'ETSI concernant la recharge des véhicules électriques http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/2010_06_04_mandate_m468_en.pdf

⁵ Travaux sur les normes et les standards effectués au niveau international par la Commission électrotechnique internationale

⁶ « EV Ready » est un label européen visant à certifier que les différents matériels, qui rentrent en compte dans la recharge d'un véhicule électrique, sont compatibles et sécurisés.

faciliter l'intégration des bornes de recharge au réseau, Ericsson France propose l'installation d'un compteur intelligent dans la borne.

Pour Itron, le Groupe Quadran et les ELD, les systèmes de télécommandes centralisées à fréquence musicale (TCFM) utilisés aujourd'hui sur les réseaux électriques, notamment pour transmettre les signaux heures pleines / heures creuses pourraient être utilisés plus largement pour piloter les bornes de recharge. Pour l'USÉRA, les réseaux de fibre optique déployés par les autorités organisatrices de la distribution de l'électricité (AODE) peuvent, également, servir de support pour le pilotage des bornes et la gestion du parc (supervision, gestion des données, télé-opérations sur les bornes etc.).

Pour RTE, l'« *interopérabilité évoquée doit aussi s'accompagner de moyens efficaces d'observabilité en temps réel, de comptage, voire de détection de la nature de l'équipement (pour en connaître la technologie et les capacités intrinsèques) et le profil de charge programmé à la borne. L'encadrement de ces recommandations techniques mériterait d'être réalisé avant le déploiement massif des bornes* ».

1.3.3. – De nombreux acteurs estiment que la tarification et le prix de l'électricité peuvent apporter des solutions pour piloter la recharge des véhicules électriques

Les avantages de la tarification et des prix de l'électricité à différenciation temporelle sont présentés par treize acteurs (dont le CLER, ID4CAR, Itron, le Groupe La Poste, Greenovia, RTE, Solucom, Steria, les ELD, le Groupe Quadran, le SYGERLy et Veolia Environnement) :

- l'exemple de l'asservissement du ballon d'eau chaude sanitaire (ECS) par le signal prix prenant en compte les contraintes réseau est rappelé par les ELD, le Groupe La Poste, Greenovia, le Groupe Quadran et le SYGERLy ;
- pour Veolia Environnement, la recharge au domicile pourrait être préprogrammée pour ne fonctionner uniquement en « *Heures Creuses* » (période définie dans le TURPE) avec une dérogation manuelle possible ;
- plusieurs acteurs demandent d'aller plus loin dans la différenciation temporelle : en particulier, le CLER propose des tarifs dynamiques, Steria propose une tarification incitative en fonction de plages horaires définies par le responsable d'équilibre et le gestionnaire de réseaux de distribution. Schneider Electric évoque, également, des « *incitations tarifaires de la responsabilité du responsable d'équilibre, dont un fournisseur d'électricité pourrait faire usage dans la limite contractuelle* » et la « *création d'un profil de charge adapté* ».

Pour EDF, la facturation de la charge d'un véhicule électrique doit pouvoir tenir compte des signaux de prix envoyés par le fournisseur d'électricité.

Le SIPPEREC considère que « *compte tenu des caractéristiques de consommation spécifiques des infrastructures de charge des véhicules électriques [...] il pourrait être opportun de créer une catégorie de tarif réglementé de vente d'électricité consacrée à l'alimentation des bornes de recharge des véhicules électriques, comparable à celui existant pour l'éclairage public* ».

L'USÉRA propose une tarification adaptée aux contraintes du réseau et aux différents types de recharge (lente, accélérée ou rapide) avec une éventuelle intégration d'une position de délestage pour anticiper les surcharges du réseau.

L'USÉRA, Schneider Electric, PEBreizh et Embix évoquent, également, l'intérêt, dans certaines conditions, de signaux techniques de délestage pilotés par les gestionnaires de réseaux de distribution. Pour EMBIX, ces ordres transmis par les gestionnaires de réseaux de distribution et s'appuyant sur les informations de comptage des infrastructures de recharge doivent correspondre à des situations d'urgence et pouvoir être auditer.

Plusieurs acteurs proposent des évolutions des Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) :

- des évolutions afin d'apporter, selon le Gimélec « *une meilleure couverture des investissements en système d'information, automatismes et comptage* » ;
- l'ADEME et Amorce proposent une tarification de la puissance plus progressive (avec des abonnements en puissance très élevés pour les bornes de recharge rapide) pour inciter au déploiement de bornes rapides avec stockage stationnaire ou pour inciter au délestage et à l'optimisation par le consommateur domestique ;
- deux acteurs (dont le Gimélec) sont favorables, à la « *mise en œuvre d'une tarification différenciée pour de nouveaux usages par les acteurs du marché (charge du véhicule électrique, services de stockage et de fourniture de réserve, services de fourniture d'énergie à partir d'énergie renouvelables produites localement en période de forte consommation, etc.)* ».

1.3.4. – Des évolutions des modalités de raccordement sont évoquées par certains acteurs

Plusieurs acteurs (dont le Gimélec, l'ADEME et Amorce) évoquent des évolutions des modalités de raccordement pour faciliter l'intégration des bornes de recharge au réseau électrique.

Le Gimélec propose une évolution des contrats de raccordement au réseau public de distribution d'électricité avec la mise en place de modèles intégrant la possibilité pour le gestionnaire de réseaux de distribution d'opérer des coupures ou des modulations du service en fonction de contraintes du réseau, au travers de services définis à l'avance (exemple : garantie d'un accès non contraint pendant 97 % du temps). Le Gimélec demande, également, une publication par le gestionnaire de réseaux de distribution de tarifs et de délais de raccordement cartographiés et différenciés, anticipant la mise en œuvre des meilleures solutions techniques de raccordement, afin que les investisseurs puissent décider de la géographie des implantations de manière rationnelle. Le CLER évoque, également, l'intérêt d'un service de cartographie des zones les plus favorables d'un point de vue réseau au déploiement de bornes de recharges. Ce service serait fourni par les gestionnaires de réseaux de distribution. Le Gimélec considère qu'il est nécessaire d'inciter l'opérateur de réseau à mettre en place des interfaces visant à partager dynamiquement avec les autres acteurs les capacités disponibles et les contraintes de réseaux existantes ou futur.

Amorce propose de prendre en compte dans les études de renforcement liés au déploiement de bornes de recharge des « *solutions de déconnexion de la charge du véhicule sur seuil de tension réseau. Le délestage sur seuil de tension permet en effet de s'assurer de ne pas engendrer de contraintes de tension par ce nouvel usage et apporter ainsi des économies substantielles en investissements de renforcement du réseau [...] Pour plus d'efficacité, il pourra être couplé à un délestage d'autres usages comme le ballon électrique par exemple. Les usagers recourant à ces solutions bénéficieraient d'avantages tarifaires incitatifs* ».

Afin d'inciter au déploiement de bornes rapides avec stockage stationnaire, l'ADEME propose des tarifs de raccordement très élevés pour les puissances élevées.

Pour GDF Suez, les travaux sur les réseaux (branchements et renforcements) liés à l'arrivée de bornes de recharge doivent obéir aux mêmes règles que les autres raccordements.

Pour le SIPPEREC, l'« *installation de bornes de recharge de 3 kW ou de 22 kW (< 36 kW) ne peut justifier à elle seule le renforcement du réseau, compte tenu du faible appel de puissance (équivalent à un usager du tarif bleu). Dans le cas où le renforcement du réseau est à réaliser, il signifie que le réseau électrique*

est exploité dans un état de saturation préexistant qui met à mal les installations existantes et induit des chutes de tension chez les usagers. Le renforcement du réseau est donc à mener dans le cadre de la bonne gestion du réseau indépendamment du raccordement des bornes de recharge ».

1.3.5. – Les acteurs en aval du compteur ont un rôle clé dans l’insertion des bornes de recharge au réseau

Selon un grand nombre d’acteurs, les opérateurs de bornes de recharges / gestionnaires du réseau privé situé en aval du compteur peuvent faciliter l’insertion des bornes de recharge au réseau.

Pour treize acteurs (dont l’ADEME, Amorce, Bouygues, le CLER, EDF, les ELD, Ericsson France, le Groupe La Poste, Legrand, PEBreizh, Schneider Electric et Veolia Environnement), les opérateurs de bornes de recharge doivent proposer des solutions pour piloter les recharges des véhicules électriques : des modalités de contractualisation facilement compréhensibles pour l’utilisateur (par exemple : mode forcé pour recharge immédiate et mode automatique / optimisé pour une recharge différée), des systèmes de gestion d’énergie des bornes / grappes de bornes de charge afin d’équilibrer et de répartir la charge multi-véhicules, prenant en compte les besoins des utilisateurs, les signaux des fournisseurs et des gestionnaires de réseau (signaux temps réels et ou prévisionnels) et s’interfaçant avec les éventuels gestionnaires d’énergie locaux tel que le système de gestion technique du bâtiment (GTB).

Outre les incitations tarifaires et la recherche d’optimisation du raccordement et du dimensionnement du réseau privé, certains acteurs s’interrogent sur les dispositifs supplémentaires à mettre en place pour favoriser le développement de telles solutions :

- l’ADEME évoque notamment l’obligation de pilotage en fonction des contraintes du réseau ;
- Schneider Electric et Veolia Environnement proposent que les aides financières ne concernent que les infrastructures de recharge pilotables ;
- Solucom et Steria estiment que l’information des usagers constitue un facteur essentiel de succès du pilotage des bornes de recharges *via* par exemple des solutions proposant sur Internet, un *smartphone* ou encore une tablette, un affichage clair et précis sur l’état de la batterie, le planning de charge et le coût pour l’usager.

1.3.6. – Des propositions des acteurs en matière de gouvernance du pilotage des recharges

Devant les nombreux intérêts que semble présenter le pilotage des bornes de recharges (pour la gestion du système électrique, pour la gestion des réseaux publics de distribution, pour les fournisseurs, pour l’optimisation du réseau privé, pour l’optimisation de la production d’EnR, etc.), plusieurs propositions sont effectuées par les acteurs en matière de gouvernance du pilotage des recharges des véhicules électriques :

- les syndicats d’énergie (PEBreizh, le SIGERLy et le SIPPAREC) proposent que la gouvernance soit confiée à un seul acteur ou tout du moins qu’un acteur joue le rôle de coordinateur dans l’« *objectif d’intérêt général* ». Pour PEBreizh, cet « *acteur pourrait être à une échelle départementale l’AODE au moyen d’un contrat de gestion tenant compte des spécificités locales* ». Pour le SIGERLY, le rôle de « *responsable coordonnateur [...] pourrait être dévolu aux AODE eu égard à leur statut d’autorité organisatrice de la distribution d’électricité* ». Pour le SIPPAREC, le « *pilotage de ces infrastructures doit demeurer dans le champ du service de la distribution publique d’électricité. Cela nécessite donc de revoir les composantes de la mission de service public de la distribution d’électricité telles qu’elles sont définies à l’article L. 322-8 du code*

de l'énergie, ainsi que le périmètre des concessions dans le cadre desquelles cette activité est exploitée » ;

- dix acteurs (dont la CNR, Ericsson France, le Groupe Quadran, RTE, Schneider Electric, Solucom, Steria et GDF Suez) proposent des approches avec un fonctionnement selon une logique de marché. Dans ces approches proposées, les acteurs privilégient des systèmes de pilotage mettant en relation les différents acteurs concernés (gestionnaires de réseaux, producteurs, fournisseurs, clients finals, etc.) et prenant en compte les enjeux nationaux et locaux. Pour cinq acteurs (dont GDF Suez, le Groupe Quadran, RTE et Solucom) le recours à des acteurs tiers, pour valoriser un gisement de flexibilité plus grand, doit être envisagé. RTE souhaite notamment que ce nouvel usage et ces acteurs « s'intègrent dans l'architecture de marché actuelle et future, et que la spécificité de la mobilité électrique ne distorde pas les mécanismes existants et futurs ». Schneider Electric propose une évolution du cadre actuel pour confier une compétence de « coordinateur technique au distributeur [...] en parallèle des opérations de marché » afin de garantir localement la stabilité du réseau (maintien de la tension notamment). Dans leurs propositions, Steria et Ericsson France évoquent, également, l'intérêt de la décentralisation de l'intelligence et les logiques de boucle énergétique locale ;
- Amorce souligne l'importance de définir un compromis entre le lissage de la pointe nationale et l'optimisation technico-économique du réseau local et propose de réaliser en amont une « analyse prenant en compte les coûts et contraintes éventuelles de renforcements locaux et la valeur nationale de l'effacement permettra d'arbitrer zone par zone [...] entre une solution de délestage « local » sur seuil de tension réseau pour éviter un renforcement ou une solution de délestage « extérieur » pour participer à l'effort national de réduction des pointes de production, ou une combinaison des deux ». Une fois cette priorité entre national et local définie, le délestage est activé selon le choix de l'utilisateur (mode optimisé, mode forcé, etc.).

1.4. – Les modalités de déploiement des bornes de recharge sont une problématique à traiter

1.4.1. – Le rôle des acteurs concernant le déploiement des bornes de recharge accessibles au public pourrait être précisé

En préambule, les syndicats d'énergies des régions Bourgogne et Bretagne rappellent la nécessité « de ne pas porter préjudice aux réseaux urbains de transports publics et de circulations douces afin de ne pas créer de transfert de ces modes prioritaires sur une mobilité automobile classique »⁷. Le Mouvement national de lutte pour l'environnement reprend également cette idée.

L'installation des bornes de recharge sur le domaine public peut permettre de limiter les impacts sur le réseau. Quinze acteurs (dont Amorce, la FNME-CGT, le CLER, Bouygues, Embix, le Groupe Cahors, PEBreizh et les syndicats de la région Bourgogne) estiment que la capacité disponible sur les réseaux publics de distribution est un paramètre important à prendre en compte pour définir l'emplacement des bornes de recharge.

Pour faciliter le déploiement des bornes de recharge accessibles au public, un grand nombre d'acteurs estiment que les rôles des acteurs pourraient être précisés et que les déploiements des bornes de recharges sur les territoires doivent faire l'objet de concertation entre les différents acteurs du territoire :

⁷ Rapport du sous-groupe de travail « Législation et réglementation ».

- un plan de déploiement concerté entre le gestionnaire de réseaux de distribution, l'autorité organisatrice de la distribution et les collectivités en charge de l'aménagement du territoire et réalisant un Plan climat énergie territoire (PCET) permettrait, selon Amorce, de prendre en compte les différentes contraintes (réseau, aménagement, localisation de la production renouvelable). La CFE-CGC Energies est également favorable à un déploiement concerté pour des raisons de cohérence et de sûreté du système électrique. La FNME-CGT estime que, pour « *minimiser l'impact de ces installations et en limiter le coût, seul le distributeur est en mesure de mener les études ad hoc et de déterminer les emplacements et volumes pertinents* » ;
- les syndicats d'énergies (PEBreizh, le SIPPAREC, les syndicats de la région Bourgogne, l'USÉRA et le SIGERLy) jouent un rôle important dans le déploiement des bornes de recharge. Ils rappellent leur compétence d'organisation du service public portant installation et entretien des infrastructures de recharge nécessaires au déploiement des véhicules électriques sous réserve de carence en ce domaine de l'initiative privée⁸. PEBreizh et le SIGERLy proposent que les AODE joue un rôle de coordinateur local ou de conseil leur permettant d'émettre un avis sur les plans de déploiement de bornes de recharge publiques et privées et de formuler des propositions visant à limiter les coûts de raccordement et de renforcement des réseaux. Pour le SIPPAREC, les « *dispositions de l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales devraient être adaptées pour distinguer, au sein de la gestion des bornes de recharge, ce qui relève du pilotage de ces infrastructures – à ce titre compris dans le champ du service de la distribution publique d'électricité, de ce qui demeure dans le service que peut proposer soit un opérateur privé, soit une commune en cas de carence de l'initiative privée (la création, l'alimentation en électricité de la borne, etc.)* » ;
- selon Bouygues, Embix, le Groupe Cahors et Steria, le déploiement de bornes de recharge sur la voie publique est du ressort de la collectivité territoriale, en particulier pour les bornes de recharge lente. L'installation et la gestion de ces bornes doivent pouvoir être transférées à un établissement public ou une société privée sous un mode à définir (délégation de service public, marché public, partenariat public / privé, etc.) ;
- Greenovia et Schneider Electric émettent le besoin de coordonner les différentes initiatives locales en matière de déploiement de bornes de recharge pour, notamment, rationaliser les spécifications des bornes accessibles au public ;
- pour GDF Suez et Ericsson France, les bornes de recharge doivent être développées et opérées par des acteurs selon une logique de marché, avec l'appui financier éventuel des collectivités publiques. GDF Suez précise que le coût d'exploitation des bornes doit être supporté par les utilisateurs de l'énergie prélevée sur les bornes. L'installation de bornes sur le domaine public devrait, à ce titre, faire l'objet d'appels d'offres de la part des collectivités locales, par lots conséquents et pour une durée de concession suffisante (par exemple dix ans) afin de permettre la viabilité des investissements ;
- le rôle du gestionnaire de réseaux de distribution pose, également, des questions pour les industriels. Il semble important, pour Itron, que le gestionnaire de réseaux de distribution ait la maîtrise du déploiement, en lien avec la collectivité concédante, pour en assurer sa cohérence. Pour deux acteurs (dont le Gimélec), le déploiement des bornes de recharge ne paraît pas nécessairement être de la responsabilité des gestionnaires de réseau de distribution.

⁸ Article 57 de la loi n° 2010 788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite « *Loi Grenelle* ».

Plusieurs acteurs estiment qu'un contexte incitatif est nécessaire pour faciliter le déploiement de bornes de recharge accessibles au public en particulier pour les stations-services (position d'Embix), pour les solutions de charge rapide sur les principales liaisons intercités (position d'EDF), pour garantir un déploiement cohérent au niveau d'un territoire régional (position de Veolia Environnement) et pour créer un réseau de stations d'échange de batteries à condition qu'un standard physique de batterie pour tous les véhicules électriques soit défini (position d'Apis Mellifera et de l'USéRA). Solucom fait l'analogie avec le déploiement des antennes relais par les opérateurs de téléphonie mobile et partage le besoin d'incitations pour assurer un déploiement homogène.

Pour Cofely, le « *déploiement de bornes de recharge sur la voie publique ne paraît ni raisonnable (risques de dégradation, contraintes d'utilisation), ni souhaitable (gestion de l'espace public, esthétique des rues)* ».

Bouygues, Ericsson France et le SIGERLy proposent d'étudier des solutions de recharge lente à partir des candélabres des villes sans toutefois proposer une généralisation massive. Pour EDF, cette proposition est à écarter : « *les installations d'éclairage public bénéficient de conditions spécifiques pour leur fourniture d'électricité reflétant leur profil de consommation très particulier ; le profil de charge de véhicules électriques étant radicalement différent, ces conditions particulières ne sauraient leur être appliquées* ».

1.4.2. – Des adaptations du cadre actuel sont à envisager pour faciliter le déploiement des bornes de recharge dans les immeubles collectifs

Quatre acteurs (dont Legrand, Schneider Electric et Veolia Environnement) estiment qu'une aide financière à l'installation des bornes dans les immeubles collectifs est nécessaire sous un format à définir (prime, fiscalité, certificat d'économie d'énergie, etc.).

Selon EDF et Steria, des adaptations au cadre actuel de mesure des consommations doivent être envisagées. En particulier, il ne paraît pas approprié de créer des points de livraison spécifiques pour chaque borne de recharge et le syndicat de copropriété pourrait être amené à jouer un rôle dans l'affectation des montants en utilisant une clé de répartition fondée sur les informations fournies par chaque dispositif de charge. EDF précise toutefois que la solution retenue doit être susceptible d'évoluer avec le déploiement des compteurs communicants.

Enfin, Schneider Electric estime que « *permettre à un propriétaire de monétiser l'accès à son point de charge constituerait un soutien additionnel* ».

2. – Présentation des réponses sur l'intégration des énergies renouvelables au réseau électrique en basse tension

Hespul rappelle que la puissance photovoltaïque installée en France reste assez faible (3,5 GW raccordés aux réseaux de distribution à fin septembre 2013, dont 2,2 GW raccordés en basse tension), en comparaison avec l'Allemagne où 34 GW sont installés au total (septembre 2013). GDF Suez rejoint ce constat et estime que les « *contraintes et coûts supportés par les producteurs doivent évoluer de manière progressive et proportionnée aux enjeux pour le réseau* » et indique, par ailleurs, qu'une distinction par région pourrait être envisagée afin d'éviter que les contraintes qui s'appliquent soient celles de la région où le réseau est le plus en contrainte.

En termes de méthode, Enerplan considère que l'identification des besoins doit venir des gestionnaires de réseaux, les solutions technologiques pouvant venir par la suite des constructeurs et des producteurs. Le Réseau Pure Avenir estime que la réflexion sur l'intégration des énergies renouvelables (EnR) doit être menée à une échelle inférieure au réseau public de transport en HTB, élargissant ainsi la réflexion qui

peut être menée par exemple dans le cadre de l'élaboration des schémas régionaux de raccordement au réseau des EnR.

Le CLER préconise de ne pas généraliser les technologies *Smart grids* dans tous contextes, mais plutôt de les développer progressivement là où cela est le plus pertinent (territoires en contraintes ou ceux qui font l'objet de politiques volontaristes de développement des EnR et de la maîtrise de la demande en énergie), en favorisant les expérimentations.

2.1. – Les principes régissant le plan de tension et la réalisation des études de raccordement pourraient évoluer avec l'arrivée des technologies *Smart grids*

Le SER, Hespul et le Groupe Quadran considèrent que les principes régissant le plan de tension (en particulier les principes mis en place en 2011) doivent évoluer. Ces dispositions (hypothèses d'étude, réglage des prises des transformateurs, sections des câbles décroissantes le long des départs) visent actuellement à limiter les chutes de tension pour l'alimentation des consommateurs et ne permettent pas toujours d'intégrer la production décentralisée au meilleur coût global en optimisant l'utilisation des réseaux existants.

Hespul indique en particulier que les sections de câbles pourraient être constantes et non décroissantes le long des départs (sans surcoût majeur) et l'utilisation des prises hautes des transformateurs de distribution HTA/BT évitée. Le SER évoque la nécessité de faire évoluer les paliers techniques (sections des câbles utilisés, puissance des transformateurs, *etc.*) des gestionnaires de réseaux de distribution pour les adapter à l'intégration de la production. Hespul et le SIPPAREC estiment que le raccordement de la production photovoltaïque lors de la création d'une nouvelle zone d'habitation pourrait être anticipé, en dimensionnant le réseau à l'optimum global, sous des hypothèses raisonnables d'arrivée de la production.

Les ELD, Amorce, l'USÉRA, les syndicats de la région Bourgogne et PEBreizh considèrent que la possibilité de limiter contractuellement de façon ponctuelle l'injection des onduleurs, associée à des études prévisionnelles adaptées, pourrait permettre d'arbitrer efficacement entre le coût des renforcements de réseau et celui de l'énergie non produite du fait des limitations. Les ELD estiment que la mise en œuvre de ces limitations pourrait être valorisée pour le producteur par la baisse de ses coûts de raccordement.

2.2. – L'utilisation des capacités constructives des installations de production en basse tension permettrait de limiter les coûts d'intégration des EnR

Neuf acteurs (dont le SER, Hespul, le CLER, PEBreizh, EDF, Schneider Electric, Socomec et Steria) estiment que l'utilisation des capacités techniques évoluées des installations de production (capacités de fourniture d'énergie réactive, tenue aux creux de tension, *etc.*) doit être incitée et pourrait être mise à profit pour faciliter la gestion des réseaux. L'ADEME souligne que la plupart des onduleurs photovoltaïques ont déjà la capacité de fournir ou d'absorber du réactif pour correspondre aux besoins du marché allemand. Ainsi l'ADEME considère qu'il ne semble pas complexe de promouvoir cette fonctionnalité pour les installations photovoltaïques raccordées sur le réseau en BT en France.

Amorce estime que les onduleurs pourraient également contribuer au soutien de la tension en cas de tension basse.

RTE indique que la participation au réglage de la tension en BT, vue du réseau public de transport, peut effectivement contribuer à aider au maintien de la tension, mais nécessite une bonne coordination entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution car il y a un risque d'interaction entre les différents dispositifs de régulation qui pourrait avoir un impact sur la stabilité de la tension.

Hespul et Socomec considèrent que l'utilisation des capacités existantes des installations de production pourrait être valorisée par une baisse des coûts de raccordement. Alors qu'Hespul estime qu'elle ne nécessiterait dès lors pas de rémunération complémentaire, Enerplan considère que la mise à disposition de ces capacités pourrait faire l'objet d'une compensation pour le producteur.

Au-delà des capacités existantes, Hespul, Enerplan, Schneider Electric et Steria estiment que les actions ayant un coût pour le producteur (baisse de la puissance active injectée, réglage de tension avancé, etc.) doivent être compensées si elles ne sont pas valorisées suffisamment par une baisse des coûts de raccordement.

RTE souligne le fait que la contribution des installations de production décentralisée à la sûreté du système a augmenté grâce à des modifications récentes ou prévues, comme l'élargissement des plages de fréquence pour les protections de découplage et le statisme en fréquence haute dans les projets de codes de réseaux européens. RTE considère que certains points restent néanmoins à consolider, comme la reconnexion automatique après un découplage dû à une excursion en dehors de la plage de fréquence, ou encore la déconnexion des équipements existant sur critère de fréquence et l'analyse de l'impact sur le plan de délestage.

RTE considère qu'il conviendrait que les caractéristiques des installations de production soient connues, vérifiées, enregistrées et mises à disposition des gestionnaires de réseaux.

Enfin, EDF estime que les installations de production d'EnR dont le développement devient significatif devront être progressivement intégrées à la participation au réglage de la fréquence et de la tension, avec les mêmes obligations que les autres installations de production.

La CNR, E.ON, GDF Suez et EDF estiment qu'un marché local de services (système et autres besoins du réseau), ouverts à tout opérateur local pouvant les offrir, pourrait être mis en place, si cela permettait de réduire les coûts de gestion du réseau et de limiter les montants d'investissements à réaliser.

2.3. – Les modalités financières de participation des producteurs d'EnR aux coûts de réseaux divisent les acteurs

Le SER et Hespul estiment que les règles de partage des coûts de raccordement entre les producteurs et les gestionnaires de réseaux devront être revues. Ils indiquent que leurs dernières évolutions (la suppression de la réfaction en 2010 et la mise en œuvre des schémas régionaux de raccordement au réseau des EnR) ont entraîné une augmentation importante des coûts de raccordement à la charge des producteurs et considèrent que cela grève les perspectives de développement d'installations de production d'EnR.

Hespul et GDF Suez considèrent que le coût des ouvrages doit être mutualisé entre tous les utilisateurs des ouvrages concernés, producteurs et consommateurs. GDF Suez estime que l'« *évolution des coûts imposés aux investissements renouvelables en HTA doit respecter le principe des shallow costs* », c'est-à-dire que seuls les coûts des ouvrages spécifiques à l'installation de production devraient être facturés au producteur, dans un souci d'égalité de traitement vis-à-vis des installations de production centralisée « *qui ont elles, bénéficié de la construction d'un réseau adapté à leurs besoins, à la charge des consommateurs* ». PEBreizh indique qu'un coût forfaitaire du raccordement pourrait permettre de déclencher les investissements dans la production.

Le SIPPAREC estime que les « *investissements réalisés lors de raccordement au réseau de distribution des productions EnR qui [...] relèvent (sauf dans les cas de raccordement d'unités de production de très forte puissance) principalement d'investissement de renouvellement, actuellement financés à 100 % par les producteurs (et donc via la CSPE par les consommateurs d'énergie) soient financés par le tarif puisque ces mêmes usagers ont constitué via le tarif d'acheminement des provisions pour financer ce même renouvellement* ». Le SIPPAREC souhaiterait également que des devis de raccordement plus détaillés soient mis en place, pour pouvoir effectuer une analyse des devis adressés aux producteurs.

À l'inverse, EDF et les ELD estiment que la réglementation et la régulation doivent favoriser le développement des installations qui ont le plus faible impact sur les coûts de réseau, ce qui peut être obtenu en répercutant aux producteurs l'intégralité des coûts des investissements de réseaux que leur insertion occasionne, notamment *via* la facturation de leur raccordement.

Les syndicats de la région Bourgogne considère qu'une nouvelle approche globale de la contribution financière des producteurs au système électrique doit être mise en œuvre, pour expliciter les services qu'ils lui rendent et les services qu'ils en reçoivent, notamment l'instauration d'un timbre d'injection pour contribuer aux coûts d'exploitation du réseau de distribution et une réfaction sur les coûts de raccordement.

GDF Suez estime qu'il faudrait « *affranchir la production décentralisée des timbres d'injection (TURPE)* » et propose que les coûts supportés par les producteurs, quel que soit leur niveau de tension, se limitent « *aux coûts de raccordement ou éventuellement une part fixe du TURPE qui couvre la souscription de capacité d'injection [...] et qui donnerait droit pour chaque site à une gratuité des volumes soutirés pour toutes les puissances prélevées inférieures à ce niveau de puissance souscrite pour la production* ».

2.4. – Une implication des producteurs d'EnR dans la gestion de l'équilibre du réseau est proposée par certains acteurs

Deux acteurs parmi lesquels E.ON considèrent que le mécanisme d'obligation d'achat devrait évoluer afin de valoriser la capacité et d'impliquer les producteurs dans la gestion de l'équilibre du réseau en offrant par ailleurs une rétribution long terme et transparente des capacités de flexibilité infra journalières et de réserve.

EDF et Reuniwatt soulignent le coût de l'imprévisibilité de la production des installations sous obligation d'achat. EDF souligne le fait que ce coût n'est pas pris en compte dans le calcul de la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Trois acteurs (dont Reuniwatt et M. Jean CUEUGNIET – CGEJET) estiment que les producteurs devraient être rendu responsables de leur équilibre, par exemple en remplaçant les tarifs de rachat par une prime associée au prix de marché de l'énergie et des services additionnels qu'ils peuvent fournir.

Plus généralement, EDF considère que l'impact de l'obligation d'achat sur le périmètre d'EDF doit être neutralisé et évoque notamment des charges de gestion importantes.

2.5. – L'équilibre local de la production d'EnR et de la consommation pourrait être encouragé

Hespul et Bouygues estiment qu'il conviendrait, en priorité, d'encourager davantage le développement de la production photovoltaïque en milieu urbain, qui permettrait, de fait, l'autoconsommation. En effet, dans le cadre actuel, l'incitation à l'intégration au bâti et des tarifs parfois plus bas que les appels d'offres constituent des freins à cette localisation. Hespul considère que la généralisation des compteurs évolués et la mise en place d'une tarification horo-saisonnière ou dynamique encourageront de fait l'autoconsommation.

Hespul et l'ADEME indiquent, par ailleurs, que le potentiel d'autoconsommation réside actuellement plus dans les bâtiments tertiaires et industriels, dont la consommation est plus pilotable et correspond plus aux périodes de production photovoltaïque, que dans le secteur résidentiel.

Neuf acteurs (dont Enerplan, Amorce, l'USéRA, PEBreizh, Brest Métropole, le SIGERLy, la Ville de Lyon, Embix et le Gimélec) estiment que l'autoconsommation doit être encouragée par un cadre réglementaire adapté et par un soutien financier.

EDF estime qu'il « convient [...] de veiller à ce qu'un éventuel dispositif de soutien à l'autoproduction conduise bien à limiter les coûts de réseaux induits par le développement des EnR », ce dispositif devant, selon EDF, « inciter à réduire les pointes d'injection ». EDF juge ainsi qu'« une incitation qui porterait sur la quantité d'énergie autoproduite serait inadaptée » et estime qu'il convient de répercuter intégralement les coûts de réseaux aux producteurs, notamment au moment du raccordement, afin de renforcer l'incitation du producteur à réduire les pointes d'injection.

Concernant d'éventuelles incitations à l'autoconsommation, la CFE-CGC Energies souhaite que « l'analyse de l'impact sur la CSPE soit un préalable à toute évolution » et s'inquiète des impacts de l'autoconsommation sur le TURPE.

Certains acteurs envisagent des impacts sur les tarifs de réseau :

- GDF Suez estime que le développement de l'autoconsommation devra donner lieu à une évolution de la structure du TURPE, « notamment en augmentant les parts fixes » ;
- le Gimélec estime qu'il faudrait définir un statut de double utilisateur de réseau en injection et en soutirage ;
- le Groupe Quadran estime que la baisse de la puissance souscrite doit être facilitée.

Sept acteurs (dont le SER, le Gimélec, GDF Suez, Embix, Veolia Environnement et Socomec) considèrent que le cadre réglementaire et réglementaire doit permettre le déploiement de l'autoconsommation à l'échelle d'îlots urbains ou ruraux avec une gestion intelligente de l'équilibre entre la production et la consommation.

Hespul et EDF estiment important de concilier l'incitation à l'autoconsommation avec des incitations à la maîtrise de la demande énergétique et à la maîtrise des coûts et de permettre l'utilisation optimale de la surface de toiture disponible pour la production photovoltaïque. Hespul estime que, pour atteindre ces deux objectifs, il est préférable d'inciter à augmenter la part de l'énergie consommée qui est produite sur place plutôt que la part de l'énergie produite qui est consommée sur place.

EDF considère que la « promotion d'un dispositif d'autoproduction nécessite [...] au préalable de trouver une parade au risque de perte de contrôle du développement de l'autoproduction et de l'aide publique associée » dans la mesure où les « factures de réseau et de fiscalité (taxes locales, CSPE, TVA) qui seraient évitées sur les quantités autoproduites constituent des subventions indirectes. Si leur montant suffit à rendre l'autoproduction intéressante, alors le développement peut devenir massif sans aucun moyen de pilotage pour les pouvoirs publics sur le montant de ces subventions ».

2.6. – Le développement des technologies de l'information et de la communication sur les réseaux et au niveau des installations de production permettrait d'optimiser la gestion du réseau

RTE estime que les productions issues d'énergies renouvelables, surtout quand elles sont diffuses, doivent être mieux mesurées et connues, afin de mieux les prévoir et d'anticiper leur variabilité, contribuant ainsi à leur intégration dans les réseaux.

RTE et les ELD considèrent que la pilotabilité de la production décentralisée peut permettre de résoudre des contraintes réseaux, que ce soit en tension ou en transit. RTE souhaite privilégier des solutions télécommandées, sur demande des gestionnaires de réseau, via un automate ou un acteur chargé d'agréger et de piloter ces productions.

Hespul et Itron estiment que l'observabilité sur les réseaux en BT devrait être développée, à travers l'installation de capteurs au niveau des postes de distribution et des différents départs, et de compteurs évolués au niveau des consommateurs et producteurs. Hespul indique que cette observabilité « permettrait de faire des études d'impact de la production basse tension sur le réseau de distribution basées sur de vraies données de production et du réseau [...] et permettrait également d'adapter les

règles de dimensionnement et de raccordement et de faire des études paramétriques ». Hespul indique que le compteur *Linky* pourrait être utilisé pour assurer l'observabilité et, éventuellement, le pilotage des installations de production.

L'ADEME souligne l'importance de l'interopérabilité entre les systèmes de conduite du réseau actuel et les nouveaux systèmes qui permettront de dégager de la flexibilité dans le but d'éviter à terme de renforcer le réseau.

Pour le Gimélec, il conviendrait d'imposer l'utilisation d'un protocole de communication ouvert, tel que l'open ADR pour assurer l'interopérabilité. Ericsson France insiste sur le fait qu'il n'est pas nécessaire de développer de nouvelles solutions : *« les solutions de communication sans-fil (en particulier 4G/LTE) et les plateformes M2M ont été conçues dans le but même de supporter la communication et la mise en place de services avec des millions d'objets communicants »*. En tout état de cause, le Gimélec estime qu'il convient de respecter le processus normatif prévu par les instances nationales, européennes et internationales pour les travaux de normalisation menés par les industriels français, pour maintenir la compétitivité des industriels exportateurs français.

2.7. – Le rôle des gestionnaires de réseaux de distribution devrait évoluer

La place du gestionnaire de réseaux de distribution dans un système permettant l'échange de services entre utilisateurs et gestionnaires de réseaux divise les acteurs.

Le CLER estime que les contraintes locales doivent être gérées par le gestionnaire du réseau de distribution, en tenant compte également de la gestion globale du réseau. Schneider Electric indique qu'il conviendrait de confier au gestionnaire du réseau de distribution un rôle de coordinateur technique local des actions sur la flexibilité, en parallèle des opérations de marché qui décideront de la pertinence des actions à mener, sur la base de considérations économiques.

GDF Suez considère que le fournisseur peut jouer le rôle d'*« intégrateur de services entre le client (soutirage / injection) et le gestionnaire de réseau dans la gestion de la flexibilité »*.

Enfin, Steria envisage un nouvel acteur, l'*« optimisateur local »*, dont la mission et le périmètre restent à définir. Cela découle du constat qu'une communication facilitée et des échanges plus ouverts entre les acteurs locaux (responsable d'équilibre/fournisseur, producteur, opérateur d'effacement et de stockage, consommateur, distributeur, etc.) est nécessaire, par exemple par des plateformes techniques locales de communication et un système d'information dédié.

2.8. – La diversité des sources d'EnR devrait être prise en compte

Amorce, Cofely et Steria considèrent que l'énergie électrique produite par les chaudières domestiques à cogénération devrait être valorisable simplement, d'autant plus que ces installations sont performantes énergétiquement et fonctionnent en période de chauffe, correspondant à des périodes de pointe de consommation électrique. Amorce estime que le pilotage de ces unités pourrait, également, être envisagé pour soulager des contraintes de tension basse.

Meteolien Scoparl considère que le petit éolien, raccordé en BT, peut apporter un certain foisonnement avec le photovoltaïque.

3. – Présentation des réponses sur les services que pourrait apporter le stockage d'électricité et les modèles d'affaires associés

Cinquante-cinq acteurs ont apporté une contribution écrite sur cette thématique. Si plusieurs acteurs (dont la CNR, Enerplan, le SIPPEREC et Socomec) expriment un besoin de visibilité notamment sur les possibilités de valorisation des services que pourrait apporter le stockage d'électricité. Les acteurs ont

également rappelé que les principaux démonstrateurs n'ont pas encore apporté de retours d'expériences (Schneider Electric, le SIGERLy et Steria), ces derniers étant attendus pour 2014 et 2015.

3.1. – Des solutions sont proposées par les acteurs pour permettre au stockage de faciliter l'intégration des EnR au réseau et de moduler davantage la consommation

L'ADEME, EDF, les ELD et Schneider Electric rappellent le fort développement du stockage thermique chez le consommateur final, sous forme de ballon d'eau chaude sanitaire (ECS). Selon EDF et les ELD, le cadre actuel permet aux utilisateurs raccordés au réseau en basse tension d'utiliser des moyens de stockage pour répondre aux besoins d'ajustement exprimés par RTE et aux besoins d'optimisation entre l'offre et la demande exprimés par les acteurs de marché. Schneider Electric estime, toutefois, que ce parc de stockage diffus est remis en cause par la réglementation thermique RT 2012 favorable au dispositif de production d'eau chaude utilisant des énergies fossiles ou des chauffe-eau thermodynamiques, compte tenu du coefficient multiplicateur 2,58 imposé à l'électricité.

Bouygues, la CFE-CGC Energies, Embix, Enerplan, Ericsson France, Hespul et PEBreizh rappellent l'intérêt du stockage pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables au réseau. Bouygues et Embix s'interrogent sur la possibilité d'imposer une capacité minimale de stockage au producteur d'énergie renouvelable (dispositif de stockage couplé aux installations de production d'EnR ou positionné sur le réseau dans les zones où il y a une forte pénétration d'EnR).

La question des dispositifs de stockage positionnés au niveau des installations de production amènent les acteurs à s'interroger sur les solutions à mettre en œuvre afin de permettre la consommation d'énergie produite localement. Les acteurs font ainsi le lien avec l'autoconsommation déjà évoqué pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables au réseau (*cf.* chapitre 2).

Pour quatre acteurs (parmi lesquels l'ADEME, Apis Mellifera et Total Énergies Nouvelles), il est nécessaire de clarifier le statut de l'énergie renouvelable stockée. Les droits attachés à l'énergie (certificats, obligation d'achat, *etc.*) devraient être conservés lorsqu'elle est stockée.

Amorce, Enerplan et le Gimélec proposent une bonification pour l'électricité produite à partir de sources renouvelables et déstockée lors des périodes de pointe de consommation.

GDF Suez estime que le comptage net ou *net metering*, c'est-à-dire la comptabilisation pour chaque période de facturation de la différence entre la consommation et la production du site, « *n'est pas complètement satisfaisante car elle pourrait aboutir à terme à faire supporter aux seuls consommateurs nets résiduels le poids de toutes les infrastructures du réseau* » mais pourrait constituer une « *solution intermédiaire* » en attendant la mise en place de mécanismes d'agrégation et de valorisation, locale ou sur le marché de gros de l'énergie exportée. GDF Suez préconise un comptage de l'électricité échangée avec le réseau au pas horaire (*net metering* au pas horaire).

GDF Suez et Schneider Electric expliquent que les solutions choisies ont des impacts sur les règles de comptage, les solutions et les coûts de raccordement. La CNR souhaite l'installation de dispositifs de comptage fins pour les sites équipés de stockage et souhaite une diminution du tarif de la prestation annexe qui permet le recours à un comptage à courbe de charge pour les installations de faible puissance. RTE indique que l'autoconsommation doit être mesurée précisément et que ces données doivent être partagées entre gestionnaires de réseaux, afin de ne pas augmenter les incertitudes dans la prévision de la consommation qui, en augmentant les réserves nécessaires à la garantie de la sûreté du système, réduirait les gains économiques attendus.

Pour Total Énergies Nouvelles, il est nécessaire de limiter les taxes (CSPE notamment) à l'énergie réellement consommée.

Pour le Gimélec, « *il faut autoriser les bâtiments à énergie positive à ne pas être raccordés au réseau public pour ne pas freiner les investissements privés dans ce secteur* » et responsabiliser les propriétaires de leur choix de ne pas être connectés au réseau.

Selon Bouygues, l'optimum se situe sur des capacités de stockage local relativement faibles (10 à 30 kW pour un bâtiment tertiaire de 300 à 350 kW).

Pour le CLER, Enerplan, le Gimélec et Hespul, l'autoconsommation doit être pensée à une maille locale. Pour Enerplan, l'autoconsommation a du sens à l'échelle locale en regroupant plusieurs points de consommation afin de bénéficier des effets d'échelle et des complémentarités dans les courbes de consommation. Hespul souhaite une réflexion autour d'une fonction d'« *agrégateur* » pour gérer la production diffuse répartie sur chaque boucle locale de distribution.

Afin de favoriser l'optimisation locale à l'échelle du quartier, Bouygues propose de développer un mécanisme légal de revente d'électricité de privé à privé, ou de développer un régime de copropriété énergétique y compris traversant l'espace public.

3.2. – La valorisation des services apportés par le stockage aux gestionnaires de réseaux pourrait être facilitée par certaines évolutions

3.2.1. – Une valorisation des services apportés au gestionnaire du réseau de transport qui pourrait s'intégrer dans les dispositifs existants

Pour de nombreux acteurs (parmi lesquels l'ADEME, le CLER, EDF, GDF Suez, PEBreizh, RTE et Total Énergies Nouvelles), les solutions de stockage peuvent apporter des services pour la gestion du système électrique. Pour RTE, les dispositifs actuels et leurs évolutions permettent de valoriser ces services.

Total Énergies Nouvelles et l'ADEME précisent que la valeur capacitaire attribuée au stockage reste à préciser dans le cadre du mécanisme de capacité.

Plusieurs acteurs proposent des évolutions qui faciliteraient la valorisation des services système et notamment des services de réserve primaire que pourraient apporter le stockage :

- pour trois acteurs (dont GDF Suez), la création d'un marché des services de réglage de la fréquence est nécessaire dans la mesure où le « *cadre actuel pour la contractualisation des services d'exploitation n'est pas adapté pour l'apparition de nouveaux offreurs de services tels que le stockage* » ;
- l'ADEME rappelle les résultats d'une étude réalisée en 2013⁹ : « *la valeur pour la collectivité de soulager certains moyens peu chers et peu carbonés de leur participation a été appréciée en premier ordre à 250 k€/MW.an* » et propose une implication du gestionnaire du réseau de transport pour valider ces résultats ;
- EDF explique que le cadre actuel ne permet pas que les installations de production ou de stockage raccordées en basse tension puissent participer à la tenue de la tension et aux réglages primaire et secondaire de la fréquence ;
- le CLER s'interroge sur la définition de seuils de capacité et propose une rémunération forfaitaire pour la participation aux services système.

⁹ Étude sur le potentiel du stockage d'énergies à horizon 2030 lancée conjointement par l'ADEME, l'ATEE et la DGCIS, publiée le 5 novembre 2013 <http://ademe.typepad.fr/presse/2013/11/etude-stockage-energies.html>

GDF Suez s'inquiète des contraintes excessives prévues par un projet de code de réseau européen sur la participation aux réserves primaires des installations de stockage¹⁰.

Concernant la valorisation du stockage sur le mécanisme d'ajustement, E.ON considère que les règles accordent un statut spécifique aux stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)¹¹ et demande une évolution afin de ne pas faire de distinction entre les dispositifs de stockage.

Pour PEBreizh, la dimension écologique devrait être davantage prise en compte : « *le stockage devrait être prioritaire devant des moyens de production polluants* » pour la contractualisation de services système et sur le mécanisme d'ajustement.

La valeur de certains services tels que la reprise de production (« *black start* ») est aujourd'hui « *inconnue* » par les acteurs de marché, selon Storengy.

3.2.2. – La création de dispositifs est demandée pour valoriser les services apportés aux gestionnaires de réseaux de distribution

Pour de nombreux acteurs (dont Bouygues, le CLER, la CNR, Socomec et Veolia Environnement), il est nécessaire de créer un cadre de marché qui permettrait de valoriser les services apportés localement par le stockage auprès du gestionnaire de réseaux de distribution. Selon ces acteurs, certaines applications du stockage permettant des reports d'investissement de réseau ou encore de renforcer la sécurité des réseaux publics de distribution sont aujourd'hui difficilement valorisables dans un cadre transparent. Bouygues propose de définir le métier d'opérateur de stockage et les conditions dans lesquelles les services pourraient être fournis au distributeur. Pour la CNR, il faut proscrire « *toute solution par mécanisme avec système d'obligation qui retire toute intelligence aux opérateurs, n'optimise et ne révèle pas le coût réel et donc ne renvoie pas les indicateurs utiles pour déclencher les investissements utiles* ». Pour le CLER, il est nécessaire de s'inspirer des logiques de marché qui existent au niveau national.

La mise en place d'un cadre transparent et non-discriminatoire est demandée par les acteurs. Quatre acteurs (parmi lesquels le CLER, Embix et Storengy) demandent la mise à disposition d'informations transparentes et non-discriminatoires permettant de localiser plus précisément les zones de congestions et un juste positionnement des capacités de stockage qui pourraient apporter des services aux gestionnaires de réseaux. Une mise à disposition en plusieurs étapes est évoquée par ces acteurs : dans un premier temps une vision statique puis une vision conjoncturelle quasi temps-réel. Pour les ELD, le stockage doit s'insérer dans les mécanismes existants et ne doit pas être un nouveau mécanisme en soi.

¹⁰ La version projet du code de réseau « *Load Frequency Control and Reserves* » durcit les règles applicables aux réserves primaires fournies par les installations de stockage et aux centrales hydrauliques de type fil de l'eau. Ces installations ne pourraient plus contractualiser de réserves primaires au-delà de ce qu'elles sont capables de délivrer à pleine sollicitation pendant 30 minutes. Par rapport aux règles existantes, le volume de réserves que ces installations seraient autorisées à contractualiser en serait significativement diminué. <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/load-frequency-control-reserves/>

¹¹ E.ON précise dans sa réponse que dans les règles du mécanisme d'ajustement, une « *EDP constituée d'une STEP peut être constitutive de 2 EDA : l'une correspondant au fonctionnement de la STEP en turbine et l'autre correspondant au fonctionnement de la STEP en pompe* ».

3.3. – Des questions sont soulevées sur le cadre dans lequel s’inscrit le développement des technologies de stockage

3.3.1. – La question de la tarification du stockage fait débat

Si un grand nombre d’acteurs (dont Bouygues, la CNR, EDF, les ELD, GDF Suez, le Gimélec, le Groupe Quadran, Storengy et Total Énergies Nouvelles) évoque la question de la tarification des dispositifs de stockage, un consensus ne se dégage pas concernant les solutions proposées :

- six acteurs (parmi lesquels Bouygues, la CNR, GDF Suez et le Gimélec) souhaitent un tarif d’utilisation des réseaux spécifique pour l’énergie qui est soutirée à la seule fin d’être restituée au réseau à un moment ultérieur. GDF Suez estime que les « *économies de réseau engendrées par le stockage diffus demandent à être explicitées et quantifiées, en particulier s’agissant souvent des économies sur les investissements de réseaux (coûts de renforcement, de renouvellement ou de sécurisation et pertes évités aux niveaux de tension HTA et BT)* » ;
- pour EDF et les ELD, un TURPE spécifique au stockage n’est pas souhaitable : les bénéfices que le stockage apporte au réseau doivent être valorisés à travers la structure des tarifs d’utilisation des réseaux. Selon ces acteurs, les coûts de réseaux ne dépendent pas des usages finaux de l’électricité. Ce motif ne devrait donc pas être invoqué pour envisager une option spécifique du tarif ou une exemption pour le stockage ;
- pour Total Énergies Nouvelles, il est nécessaire d’inciter par la structure des tarifs à une bonne utilisation du stockage ;
- le Gimélec et le Groupe Quadran souhaitent l’introduction d’une distinction géographique des tarifs d’utilisation des réseaux publics d’électricité. Le Gimélec évoque une tarification nodale et s’interroge sur la « *pertinence de confier la gestion de la péréquation à l’opérateur historique et non pas à un tiers de confiance neutre et représentant notamment les consommateurs* » ;
- *a contrario*, la valorisation du stockage ne doit pas faire l’objet d’une valorisation par zone dans le cadre d’une activité régulée pour le SIGERLy ;
- Storengy souhaite une exemption du TURPE pour les nouveaux projets de stockage.

Bien que la consultation publique concernait plus spécifiquement le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension, RTE rappelle son souhait de baisse, voire d’exemption, pour les installations de stockage raccordées au réseau en HTB, du TURPE soutirage avec un transfert des recettes manquantes correspondantes sur le timbre d’injection.

3.3.2. – Les acteurs sont favorables à des aides financières sous condition

Si plusieurs acteurs évoquent la possibilité d’introduire des aides financières pour les dispositifs de stockage, tous émettent des conditions à l’obtention de ces subventions.

Pour EDF et GDF Suez, si des subventions publiques devaient être accordées, elles devraient être orientées vers la recherche, le développement et les moyens de démonstration.

Deux acteurs (parmi lesquels GDF Suez) précisent que ces aides ne doivent pas engendrer de distorsion et que l’introduction de mécanismes de subvention pour le stockage ne doit pas être la solution privilégiée et, le cas échéant, doit être provisoire et de courte durée.

Pour EDF, « *le développement du stockage ne doit pas être pénalisé par la fiscalité. Aujourd’hui, une installation de stockage est soumise à la taxe foncière, à la contribution économique territoriale et, dans le cas des installations hydrauliques, à l’imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER)* ».

Veolia Environnement évoque une « *prime d'aide à l'investissement pour les acteurs mettant en place des dispositifs de stockage [ayant un] double usage* » : pour l'utilisateur final (optimisation aval compteur) et pour le réseau (gestion de la pointe, participation au marché d'ajustement, etc.).

En ce sens, pour Hespul, le développement du stockage peut être encouragé si :

- le recours à une unité de stockage couplée à une installation d'énergies renouvelables est justifié par plusieurs conditions (coûts de renforcement élevés, amélioration du bilan en émissions de CO₂, pas d'autres solutions en vue pour raccorder l'installation à moindre coût, etc.) ;
- le fonctionnement et le dimensionnement de l'unité de stockage sont conçus de manière à maximiser le bénéfice global de l'installation (conception dans une logique d'énergie et de puissance).

Pour PEBreizh, il est nécessaire de prendre en compte la spécificité des régions (contraintes du réseau, déséquilibre entre l'offre et la demande et contraintes d'intégration des EnR) dans la rémunération ou l'aide aux systèmes et services de stockage.

3.3.3. – La gouvernance du stockage pourrait être précisée

3.3.3.a. – Certains acteurs estiment que les besoins de stockage pourraient être définis ex ante

Devant le besoin de flexibilité grandissant, Schneider Electric considère que la future programmation pluriannuelle des investissements (PPI) devrait « *équilibrer en fonction des valeurs technicoéconomiques respectives et des objectifs politiques* :

- *le mix des moyens de production d'électricité, renouvelables et fossiles ;*
- *les moyens de stockage, en amont ou en aval du compteur ;*
- *la gestion continue de la demande, par sa stimulation et son effacement ».*

Tout en soulignant la juste adaptation des moyens aux différents niveaux de tension et notamment pour la basse tension, RTE estime qu'il serait souhaitable :

- de spécifier *ex ante* la nature des capacités constructives attendues qui doivent, si cela est pertinent, se conformer aux prescriptions nationales et européennes (futurs codes réseau européens). Cette disposition technique doit permettre d'évacuer tout risque de révision massive des équipements après leur déploiement en vérifiant la bonne adéquation physique des paramètres des équipements aux impératifs de sûreté (plage de tension, plage de fréquence, etc.) ;
- d'imposer *ex ante* une interopérabilité *a minima* entre ces équipements et les installations de comptage, de permettre une observabilité de ces équipements pour les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution et de disposer de mesures fiables pour mesurer efficacement la véritable fourniture des services.

3.3.3.b. – Plusieurs propositions concernant l'activation et l'exploitation des dispositifs de stockage

Les services apportés par le stockage étant répartis sur l'ensemble de la chaîne de valeur, de nombreux acteurs (notamment l'ADEME, Bouygues, la CNR, E.ON, EDF, Embix, GDF Suez, le Gimélec, le Groupe Quadran, PEBreizh, RTE, Schneider Electric, Socomec et Storengy) souhaitent un fonctionnement fondé sur une logique de marché où le stockage est en concurrence avec les autres solutions (production et effacement notamment).

Pour EDF, la participation du stockage « *à la fourniture de l'ensemble des services système [...] doit s'inscrire dans le cadre de mécanismes concurrentiels assurant l'efficacité économique de la sélection des offres répondant aux besoins des gestionnaires de réseau. Il serait inefficace que ces derniers se*

dotent d'installations de stockage dédiées : les services doivent leur être proposés par des acteurs dérégulés, qui seuls peuvent en optimiser pleinement l'utilisation dans le marché ». En ce sens, GDF Suez estime que l'exigence de la Commission européenne, selon laquelle les gestionnaires de réseau peuvent exploiter des moyens de stockage à la condition de ne pas interférer avec le marché, ne semble pas être réaliste dans la pratique : « tout moyen de stockage interfère avec le marché, surtout dans ses effets cumulés ».

Pour la CNR, aucune discrimination ne doit apparaître entre les dispositifs de stockage destinés à l'autoconsommation et ceux ayant pour vocation l'injection sur le réseau.

Pour le CLER, il ne doit pas y avoir de monopole sur les dispositifs de stockage. Ceux-ci peuvent éventuellement appartenir en tout ou partie à des collectivités (éventuellement par le biais de société d'économie mixte, sociétés publiques locales, sociétés coopératives d'intérêt collectif), ou à des coopératives de citoyens si de tels projets devaient voir le jour.

Plusieurs acteurs évoquent l'intérêt du pilotage centralisé des dispositifs de stockage (parmi lesquels Apis Mellifera et M. Jean CUEUGNIET – CGEJET) ou *a minima* d'une coordination au niveau du réseau de distribution (ELD et Schneider Electric notamment). Les ELD indiquent être prêtes à déployer des solutions de stockage dès lors qu'elles seront réellement utilisables et estiment qu'elles devront pouvoir être des opérateurs de stockage sur leur zone de desserte afin de gérer les pointes électriques locales. Les ELD considèrent qu'elles « doivent être les garants de la réalité des flexibilités activées sur leur réseau et sont, selon les ELD, non seulement légitimes mais les mieux placés pour assurer, de manière locale, optimisée et fiable, l'exploitation des outils de stockage qui permettront de respecter les contraintes amont (du réseau de transport ou pour assurer l'équilibre du système) et aval (vis-à-vis des utilisateurs du réseau de distribution) ».

Pour le SIPPEREC, la fonction d'équilibrage du réseau de distribution est rendue nécessaire par les outils de flexibilité (effacement, stockage) et constitue une « nouvelle obligation de service public directement liée à l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité ». Il conviendrait donc, selon le syndicat d'énergie, de faire évoluer en conséquence le champ de la mission du gestionnaire de réseaux de distribution qu'il exécute dans le cadre de la concession, notamment en modifiant l'article L. 322-8 du code de l'énergie pour intégrer la fonction d'équilibrage.

Pour Steria et les syndicats de la région Bourgogne, la coexistence de deux types de capacité de stockage est possible : des capacités privées (véhicules électriques, ballons d'eau chaude sanitaire, etc.) et des capacités publiques (batteries de stockage sur les réseaux publics de distribution par exemple). Pour ces acteurs, les gestionnaires de réseaux de distribution utiliseraient alors en priorité leurs capacités pour leur mission d'équilibrage local du réseau et auraient la possibilité de les valoriser sur les autres marchés.

Pour la CFE-CGC Energies, si l'intérêt de stockage dédiés à la gestion du réseau est avéré, son « développement [...] devra s'effectuer dans la cadre des missions et du monopole des gestionnaires de réseaux de distribution et d'un cadre adapté en conséquence, intégrant en particulier l'écart entre le bénéfice technique, les coûts évités et les investissements correspondants ».

3.3.4. – La prise en compte des spécificités locales est considérée de manière transverse par certains acteurs

Comme détaillé dans les paragraphes précédents, certains acteurs évoquent l'introduction d'une distinction géographique dans la définition des tarifs d'utilisation des réseaux ou encore dans la définition de possibles aides financières.

Pour RTE, la prise en compte spécifique de la localisation doit se faire en cohérence et en lien avec les dispositifs existants. À titre d'exemple, RTE souligne que, sur le mécanisme d'ajustement, il peut solliciter

des moyens locaux s'ils permettent de traiter efficacement une congestion (le surcoût restant alors à la charge de RTE).

Veolia Environnement évoque, également, que la prise en compte de la localisation peut être du ressort du gestionnaire du réseau de transport, si le besoin concerne une grande zone régionale.

Pour le SIPPAREC, la zone de valorisation des services du stockage de l'électricité doit correspondre à celle de la concession de distribution d'électricité.

4. – Présentation des réponses sur la gestion active de la demande

Cinquante-cinq contributions ont été fournies par les acteurs concernant la gestion de la demande. Certains acteurs rappellent que les mécanismes de gestion de la demande ont été renforcés au cours de ces dernières années, notamment avec la mise en place du dispositif NEBEF (Notifications d'Échanges de Blocs d'Effacement) pour la valorisation des effacements. Cependant, la majorité des acteurs souligne le caractère trop limité du cadre actuel pour permettre une gestion de la demande efficace. Les acteurs souhaitent en majorité :

- que le cadre actuel soit étendu afin de permettre une valorisation plus grande des flexibilités offertes par la gestion active de la demande (*via* notamment les mécanismes de marché et la mise en place de tarifs dynamiques) ;
- qu'une concurrence loyale entre les acteurs puisse s'établir, en particulier grâce à une plus grande mise à disposition des données ;
- une clarification du rôle des gestionnaires de réseaux de distribution dans la gestion de la flexibilité.

4.1. – Une plus grande modulation de la consommation pourrait être permise par des évolutions du cadre actuel

4.1.1. – Les acteurs déplorent les faiblesses du cadre actuel pour valoriser la « *stimulation de la consommation* » sur les marchés

La plupart des acteurs souhaite que la gestion active de la demande englobe toutes les flexibilités de la demande, à la hausse (*stimulation*) comme à la baisse (*effacement*). Ils déplorent l'impossibilité de valoriser la « *stimulation de la consommation* » sur les marchés, c'est-à-dire de valoriser une hausse de la consommation bénéfique pour le système électrique (par exemple en période de forte production d'EnR), afin de minimiser l'ensemble des coûts.

Certains acteurs (parmi lesquels EDF, GDF Suez, RTE, Schneider Electric et Veolia Environnement) souhaitent une évolution du cadre existant pour permettre une valorisation plus grande des flexibilités offertes par la gestion de la demande.

GDF Suez et EDF souhaitent remplacer le terme « *opérateur d'effacement* », aujourd'hui défini, de façon restrictive, par la loi du 15 avril 2013¹², par « *opérateur de flexibilité* » pour prendre en compte le fait que les opérateurs effectuent une « *gestion dynamique de la courbe de soutirage* ».

¹² 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, dite « *Loi Brottes* ».

EDF souhaite la mise en place de moyens de flexibilité locaux, à travers un mécanisme d'ajustement local ou des appels d'offres.

E.ON, à l'instar des syndicats de la région Bourgogne, n'est en revanche pas favorable « à la proposition de certains acteurs qui souhaitent valoriser les gisements de flexibilité, comme la stimulation de consommation, par d'autres canaux ». Selon E.ON, la flexibilité de la consommation peut d'ores-et-déjà être valorisée *via* les mécanismes de marché (NEBEF, le mécanisme d'ajustement et bientôt le marché de capacité).

Le Gimélec souhaite la mise en place de nouvelles dispositions réglementaires afin d'assurer un plus grand développement de la gestion active de la demande. Parmi ces dispositions, outre la possibilité de participer aux mécanismes de marché quelle que soit la taille des ressources, il souhaite une plus grande souplesse des marchés de l'énergie (« *couplage en temps réel* » des différentes ressources participant aux marchés, un pas de temps plus petit les marchés infra journaliers, etc.).

Le Gimélec propose de simplifier la loi du 15 avril 2013 dans le cadre de la loi sur la transition énergétique notamment en ce qui concerne le processus de valorisation et de rémunération de l'effacement.

Sur le même sujet, Brest Métropole Océane indique que le développement de l'effacement pourrait concourir à deux objectifs : éviter des renforcements de réseau au niveau local et améliorer l'équilibre production / consommation à l'échelon national.

En revanche, selon M. Jean CUEUGNIET–CGEJET, il faut « *laisser agir le marché, qui sert de signal prix aux consommateurs* », la différenciation temporelle du prix de l'énergie étant suffisante selon lui.

4.1.2. – Des signaux prix pour moduler davantage la consommation

Pour un grand nombre d'acteurs, la différenciation temporelle des offres tarifaires actuelles (EJP, Tempo et Heures Pleines / Heures Creuses) ne permet pas d'encourager pleinement les consommateurs à consommer à des heures opportunes pour le réseau. Leurs positions sont détaillées ci-dessous.

Certains acteurs (dont le CLER, EDF et Veolia Environnement) sont favorables à la mise en place de tarifs dynamiques, reflétant les coûts du réseau (pertes et coûts d'infrastructure) en fonction de leur profil de charge. Plus particulièrement, EDF estime que les « *flexibilités de la demande doivent être valorisées par le TURPE, notamment au travers d'une option de pointe mobile nationale qui restitue au consommateur capable de flexibilité l'économie sur les pertes et sur les coûts d'infrastructure des réseaux qu'il permet* ».

Brest Métropole Océane, le CLER, Enerplan et le SIPPEREC soulignent que les offres tarifaires sont actuellement limitées et ne permettent pas une gestion fine de la demande.

Reuniwatt mentionne l'intérêt des systèmes de prévision de la production d'EnR « *pour moduler le tarif et inciter le consommateur à déplacer sa consommation lorsque les énergies renouvelables sont disponibles* » sur le réseau.

EDF « *souhaite le maintien du système de diffusion de signaux tarifaires de pointe mobile, tant que le déploiement des compteurs communicants n'est pas achevé. L'ensemble des fournisseurs doit pouvoir proposer des offres présentant une telle structure* ».

Selon GDF Suez, les « *offres EJP et Tempo, pilotées indirectement par EDF, doivent pouvoir être proposées par tous les fournisseurs* ».

Schneider Electric souhaite la standardisation de l'émetteur radio *Linky* (ERL) et son déploiement à grande échelle, afin de permettre une « *orchestration des usages en adéquation avec des tarifs de plus en plus dynamiques* ».

Pour la CNR, « *un compteur communicant à courbe de charge permettant la facturation constitue [...] une condition essentielle du développement de la gestion active de la demande* ». La CNR estime qu'une gestion active de la demande ne peut se réduire à l'activation de contacts secs.

4.2. – Une concurrence loyale doit pouvoir s'établir entre les acteurs

Les acteurs (dont EDF, le SIPPEREC, RTE et Schneider Electric) soulignent la nécessité de mettre en place un cadre transparent et non-discriminatoire (opérateurs d'effacement, fournisseurs), notamment dans le cas où plusieurs acteurs souhaiteraient activer en même temps des flexibilités (par exemple dans le cas où un opérateur d'effacement souhaite valoriser la flexibilité sur les marchés et lorsqu'en parallèle un fournisseur donne un signal prix au consommateur).

EDF estime que le cadre juridique doit permettre une « *concurrence équitable* » entre les différents opérateurs susceptibles de valoriser les flexibilités des consommateurs.

Le SIPPEREC considère « *que les usagers doivent pouvoir bénéficier dans des conditions non discriminatoires du développements des réseaux intelligents* ».

Selon RTE, « *il convient d'assurer une concurrence équitable entre les différents opérateurs et fournisseurs proposant la gestion active de consommation* ».

Schneider Electric souhaite que l'« *ensemble des acteurs (fournisseurs et opérateurs d'effacement) puissent avoir un accès non discriminatoire aux mêmes outils, a fortiori si ces outils (ou signaux) ont été financés par la collectivité* ». Selon Schneider Electric, une « *surveillance des conditions contractuelles doit être assurée* », pour ne pas bloquer le développement des systèmes de gestion de la demande. Toujours selon Schneider Electric, « *les fournisseurs doivent établir des factures détaillées distinguant clairement la fourniture d'une part, et la rémunération éventuelle de la flexibilité de consommation d'autre part* ».

4.3. – La gestion de la demande ne se fera pas sans la sensibilisation des consommateurs aux technologies *ad hoc*

Certains acteurs, parmi lesquels le CLER et PEBreizh, soulignent également la nécessité de sensibiliser les consommateurs à la flexibilité de la demande. Avec une meilleure acceptabilité, la flexibilité de la demande sera plus efficace.

Par exemple, PEBreizh souhaite que le système Ecowatt en Bretagne puisse être accompagné de façon plus pédagogique et généralisé. Selon cet acteur, la gestion active commence par une prise de conscience des usagers.

4.4. – Vers un rôle d'encadrement de la flexibilité pour les gestionnaires de réseaux de distribution

Selon GDF Suez, EDF et RTE, les gestionnaires de réseaux de distribution doivent être les garants de la certification indépendante des processus de flexibilité de la demande.

Selon GDF Suez, les gestionnaires de réseaux de distribution doivent développer des outils pour assumer leur rôle dans le contrôle du réalisé sur les sites raccordés à un réseau public de distribution. Selon GDF Suez, les gestionnaires de réseaux « *doivent rester dans leur rôle d'opérateur de réseau et développer*

des mécanismes leur permettant d'acheter la flexibilité dont ils ont besoin. Ils ne sont pas et n'ont pas vocation à devenir des opérateurs de flexibilité ».

EDF souhaite que les gestionnaires de réseaux de distribution, indépendants des acteurs de marché, soient « *garants de la réalité des flexibilités activée sur le réseau* ». Cet acteur estime, également, que « *pour répondre aux besoins locaux du réseau de distribution, des flexibilités doivent pouvoir être mises à disposition des gestionnaires de réseau au travers de mécanismes tels des appels d'offres ou une déclinaison locale du mécanisme d'ajustement (qui serait adaptée à l'ampleur du besoin) financés par le TURPE* ».

RTE estime que la « *viabilité d'un futur dispositif permettant l'activation par les gestionnaires de réseaux de distribution d'actions de gestion de la consommation passera par la mutualisation de certaines tâches avec les mécanismes existant afin de fournir une mutualisation de coûts et une lisibilité pour les acteurs* ».

Cependant, le SIPPEREC estime que le « *pilotage de l'effacement doit relever de la mission d'exploitation du réseau de distribution d'électricité* ». À ce titre, le pilotage de l'effacement doit relever pour cet acteur d'« *une activité de service public de manière à garantir la bonne gestion des réseaux publics de distribution de l'électricité* ».

L'USÉRA estime que, le gestionnaire de réseaux de distribution, au titre de ses missions de concessionnaire, est tributaire des « *autorités concédantes, c'est-à-dire les collectivités, qui doivent être les décideurs des solutions mises en œuvre sur les territoires concernés* ».

Pour la CFE-CGC Energies, les gestionnaires de réseaux de distribution doivent être au cœur des dispositifs d'effacement et être les « *uniques acteurs habilités à mesurer les quantités effacées* ».

5. – Présentation des réponses sur les spécificités des zones non interconnectées (ZNI)

Vingt-huit acteurs se sont exprimés sur les spécificités des zones non interconnectées (ZNI). Trois d'entre eux (dont le Réseau Pure Avenir et le Groupe Quadran) soulignent l'importance de traiter de manière distincte les ZNI.

Pour plusieurs acteurs (parmi lesquels Apis Mellifera, le CLER, Embix, Enerplan, Ericsson France et Reuniwatt), les zones insulaires apparaissent comme des territoires d'expérimentation intéressants dans la perspective de déploiement sur le territoire métropolitain en particulier dans les régions Bretagne et PACA et dans le cas d'infrastructures critiques (sites militaires, hôpitaux, etc.) ou encore à l'export. Ils rappellent cependant (Amorce, EDF, le Réseau Pure Avenir et les syndicats de la région Bourgogne) que les démonstrateurs n'ont pas remis leurs conclusions techniques, économiques et juridiques et que les solutions expérimentées ne sont probablement pas directement reproductibles en raison de certaines caractéristiques propres aux ZNI (taille des systèmes électriques, vieillissement plus rapide des équipements, modèle intégré).

5.1. – Des évolutions du cadre spécifique aux ZNI en matière d'intégration des EnR sont proposées

Le seuil de pénétration des EnR fixé à 30 % dans l'arrêté du 23 avril 2008¹³ doit être revu pour l'ADEME, l'Amorce, Itron, le Réseau Pure Avenir et le SER voire tout simplement supprimé (CLER et Enerplan). Seul EDF estime que ce seuil est « *bien calé* ».

Pour l'ADEME et l'Amorce, l'accès aux informations techniques justifiant ce seuil et aux règles de calcul ayant permis de le fixer, notamment pour les collectivités territoriales est souhaitable, afin qu'il soit affiné et puisse éventuellement évoluer. Pour le SER, le seuil doit être revu et la documentation technique de référence (DTR) du gestionnaire de réseaux complétée avec des « *prescriptions relatives au stockage permettant aux installations de ne pas être soumises aux dispositions de l'arrêté* ». L'ADEME, Amorce et le Réseau Pure Avenir souhaitent que le seuil prenne en compte les caractéristiques de chaque réseau ilien et puisse être révisé localement.

Pour Itron, le calcul du taux de pénétration doit prendre en compte, en temps réel, la production des installations de production dont la puissance est inférieure à 36 kVA, ceux-ci devenant relativement importants (le calcul se base actuellement sur une approximation pour cette catégorie). Pour EDF, « *si les petites installations photovoltaïques continuaient de se développer, il faudrait soit étendre l'application du seuil à des installations de puissance inférieure à 3 kVA, soit augmenter les exigences relatives aux conditions de raccordement. Des travaux sont en cours afin de déterminer les conditions sous lesquelles le seuil de 30 % pourrait être augmenté le cas échéant, à moyen ou long terme* ».

Le Groupe Quadran propose des évolutions sur certains critères régissant le développement des énergies renouvelables, telles qu'un assouplissement des « *critères d'acceptabilité d'implantation des éoliennes en milieu agricole* », une adaptation du dispositif d'aide à l'investissement pour le renouvellement des centrales éoliennes et l'adaptation du « *mode de calcul du montant de la garantie financière destinée au démantèlement des éoliennes, au cas spécifique des départements d'outre-mer* ».

Schneider Electric évoque la nécessité pour le gestionnaire de réseau d'avoir des outils de conduite adapté à la prise en compte du temps de réponse des EnR (5 secondes).

Pour l'ADEME, Schneider Electric et le SER, il semble important de traiter la question du soutien à l'autoconsommation du photovoltaïque dans les ZNI étant donné le fort taux de pénétration des EnR. L'ADEME propose des « *mécanismes de décalage de la demande ou de stockage, [pour] permettre de limiter la puissance injectée sur le réseau aux heures méridiennes* ». Le SER est favorable à un « *tarif d'achat autoconsommation – stockage – MDE* ». La CFE-CGC Energies souhaite également que le stockage soit pris en compte dans la définition des tarifs de rachat afin de créer un contexte favorable au stockage « *dans une enveloppe constante du coût complet du kWh photovoltaïque* ». Schneider Electric évoque l'intérêt du « *bâtiment tertiaire dont la consommation est corrélée avec la journée donc la production solaire* ».

5.2. – Un cadre spécifique pour le stockage en cours de développement

Pour EDF et PEBreizh, l'évolution du code de l'énergie suite à la loi de finances rectificative pour 2012 est une mesure utile qui facilitera, notamment, le développement de l'efficacité énergétique et la mise en

¹³ 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).

œuvre de solutions de stockage. Sa mise en œuvre est toutefois en attente de la sortie du décret d'application.

Pour le Groupe Quadran et le SER, les appels d'offres « *EnR + stockage* » sont complexes et un retour d'expérience de ce mécanisme est nécessaire. Le Groupe Quadran évoque le besoin de coordination avec les régions ultramarines pour garantir la cohérence des choix et privilégie un mécanisme de tarif d'achat.

Pour Reuniwatt et Socomec, ces appels d'offres sont intéressants et il convient de poursuivre sur cette voie, en définissant un cadre réglementaire et technique pour les installations de solutions de production d'EnR avec stockage supérieur à 3 kVA et inférieur à 100 kVA (proposition de Socomec) et en modifiant les contrats d'achat de l'électricité photovoltaïque produite pour demander une prévision de la production au lendemain (proposition de Reuniwatt).

Schneider Electric, le Groupe Quadran et Socomec souhaitent que les services de soutien au réseau (réglage de la fréquence, notamment) apportés par les dispositifs de stockage puissent être rémunérés.

5.3. – Une implication des collectivités territoriales particulièrement forte dans les ZNI

Les départements et régions d'Outre-mer (DROM) ont des compétences spécifiques en matière d'énergie.

Pour EDF, les « *habilitations des DROM à fixer eux même les règles sur leur territoire sont une mesure qui permet une appropriation utile des thématiques de l'énergie. Pour des raisons de sécurité du réseau et pour garantir l'efficacité et la soutenabilité des solutions retenues, il conviendra d'intégrer dans les textes une régulation économique vertueuse (via le contrôle de l'impact sur les charges de service public et/ou l'application du principe de « décideur/payeur »)* ».

Embix précise que l'« *appropriation de la problématique énergétique par les territoires doit conduire à une réduction des coûts d'infrastructure réseau* ».

Concernant la thématique de l'insertion des bornes de recharge de véhicule électrique sur le réseau, le Réseau Pure Avenir indique qu'il souhaite participer aux réflexions amont destinées à promouvoir le développement d'infrastructures de recharges dans ses régions et que la « *question de fiscalité sur les carburants et contribuant au financement des infrastructures devra être traité pour les ROM* ».

Amorce évoque un potentiel important de maîtrise de la demande en énergie dans les ZNI et fait valoir qu'une politique volontariste de maîtrise de l'énergie peut permettre de remédier à la forte augmentation de la consommation dans les ZNI. Amorce prend l'exemple de la région Guadeloupe qui a réussi à infléchir cette tendance.

5.4. – Les thèmes de la qualité de l'électricité, des effacements et des études économiques des projets *Smart grids* dans les ZNI sont également évoqués par les acteurs

Le Réseau Pure Avenir « *demande que des critères de qualité relatifs à la fourniture d'électricité soient définis pour les ZNI afin non seulement d'apporter aux consommateurs de ces zones le service de qualité auquel ils peuvent logiquement prétendre ; mais aussi de permettre le déploiement de solutions technologiques nécessitant une haute qualité de fourniture à coût acceptable* ».

Schneider Electric estime qu'il est nécessaire de définir un cadre pour l'effacement dans les ZNI, permettant à l'utilisateur d'être rémunéré en particulier en ce qui concerne la « *participation au lissage intermittence avec un pas de temps de 5 secondes* » et la « *participation à la rigidité du réseau avec un pas de temps de < 500 ms* ».

Embix souhaite qu'une « *étude économique de référence indiquant les gains potentiels des solutions Smart grids* » soit réalisée dans les ZNI. Trois acteurs (parmi lesquels EDF et le Réseau Pure Avenir) propose qu'une méthodologie d'analyse cout-bénéfice des projets *Smart grids* spécifique soit définie pour les ZNI afin de prendre en compte le mécanisme de solidarité nationale et les bénéfices éventuels pour la CSPE.

6. – Présentation des réponses 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 ;
- 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.

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

Quarante-huit acteurs ont traité le sujet de l'articulation entre la gestion à une maille locale et la gestion à la maille nationale du système électrique, sous différents aspects : péréquation tarifaire, rôle des collectivités territoriales, articulation entre la maille nationale et les mailles locales, maille optimale de gestion de l'énergie, rôle des gestionnaires des réseaux de distribution et droit à l'expérimentation.

6.1.1. – La péréquation tarifaire fait consensus mais certains acteurs souhaiteraient la faire évoluer dans sa forme

Dix-sept acteurs (parmi lesquels PEBreizh, Amorce, les syndicats de la région Bourgogne, le SIGERLy, le SIPPAREC, Hespul, Bouygues, ERDF et la Ville de Lyon) souhaitent le maintien de la péréquation tarifaire afin de garantir la solidarité entre les territoires.

PEBreizh et les syndicats de la région Bourgogne considèrent, notamment, que les gestionnaires de réseaux doivent être les « *garants du principe de péréquation* ».

Hespul propose d'aller plus loin et d'instaurer un mécanisme de solidarité financière concernant toutes les formes d'énergies distribuées par les services publics (gaz, électricité, chaleur). Cela impliquerait le regroupement des compétences en urbanisme, logement, transport et énergie au même échelon territorial. Hespul cite ainsi le projet de loi sur les métropoles et estime qu'« *il faudrait idéalement que ça soit étendu aux autres regroupements de collectivités (agglomérations, communautés de communes, etc.)* ».

Estimant qu'avec le début de l'expérimentation des *Smart grids* et le déploiement de *Linky*, « *le principe d'égalité des consommateurs est déjà déformé* », Amorce propose de mettre en place un financement décentralisé dédié à l'exécution du nouveau chapitre « *maîtrise de l'énergie et énergies renouvelables* » du cahier des charges de concession proposé par le groupe de travail « *distribution* » du débat national sur la transition énergétique pour ramener de l'égalité dans le déploiement de projets innovants de transition énergétique. Le financement serait prélevé, par exemple, sur le TURPE pour l'électricité et permettrait de ramener de l'égalité sur l'ensemble des territoires en apportant une marge de manœuvre

locale pour financer des projets de transition énergétique liés au réseau et décidés localement entre les acteurs. L'alternative à ce financement serait de créer un comité de sélection des projets dont les critères de sélection pourraient être basés sur l'exemplarité des projets en matière de gouvernance, d'efficacité technico-économique et de reproductibilité.

ERDF indique que le TURPE devrait répercuter équitablement, à travers un signal prix, à chaque client consommateur / producteur l'impact de ses comportements sur les coûts et l'équilibre du système électrique.

Bouygues indique, cependant, que la péréquation actuelle doit permettre d'« *introduire une économie locale liée à la boucle énergétique locale* ». Ainsi, Bouygues estime que la « *boucle locale urbaine doit pouvoir bénéficier des mêmes aides qu'a pu avoir l'électrification rurale* ».

En revanche, Embix considère que la « *péréquation nationale présente aujourd'hui certaines limites* » et qu'il faudrait trouver un « *mécanisme incitatif pour les territoires réalisant un effort particulier en terme de sources de production locales* ». Embix suggère d'« *introduire une composante territoriale dans les mécanismes de définition des tarifs de fourniture d'électricité* ».

La CFE-CGC Energies rappelle la « *nécessité de voir le développement des réseaux électriques intelligents concerner l'ensemble du territoire [...] dans le souci de la cohésion nationale* » et parce que le développement de la production décentralisée s'effectue essentiellement en milieu rural.

6.1.2. – Des acteurs s'interrogent sur le rôle des collectivités territoriales en matière d'énergie à l'échelon local

Onze acteurs (parmi lesquels le CLER, le SIGERLY, l'USÉRA, Amorce et Hespul) ont indiqué que les collectivités territoriales devraient avoir un rôle plus important et une participation plus active en matière d'énergie.

Plusieurs propositions ont été faites en ce sens :

- Hespul estime indispensable que les collectivités territoriales participent au déploiement des *Smart grids*. L'association propose donc que les collectivités se dotent de nouvelles compétences qui leur permettront de définir les conditions d'organisation du service public de l'énergie ;
- Amorce propose que les projets soient mis en œuvre en concertation avec les collectivités afin de mieux prendre en compte les spécificités locales ;
- l'USÉRA indique que les études prospectives d'énergies départementales sont une approche locale incontournable. Elle suggère, donc, d'imposer ces diagnostics et prospectives à l'échelle de toutes les AODE représentant une maille conséquente et pertinente (le département par exemple).

Le CLER et Hespul souhaiteraient, également, que les collectivités territoriales aient une capacité d'action plus forte sur les concessionnaires. Hespul estime que la « *politique locale de l'énergie constituerait alors l'une des données de base du contrat de concession* ».

PEBreizh a rappelé son attachement au maintien de la propriété des réseaux aux collectivités territoriales. Sur ce sujet, le SIPPEREC « *considère que le périmètre des ouvrages de la distribution publique d'électricité devrait être redéfini pour intégrer les nouveaux équipements/technologies attachés aux réseaux intelligents* ».

6.1.3. – L’articulation entre la maille nationale et la maille locale devrait être améliorée

Le CLER, la CNR, EDF et le Gimélec souhaitent que l’articulation actuelle entre la prise en compte des contraintes nationales et la prise en compte des contraintes locales du système électrique évolue.

Le CLER souligne l’importance de ne pas opposer les échelons national et local et de gérer le système électrique dans sa globalité (contraintes locales du gestionnaire de réseaux de distribution et contraintes nationales des fournisseurs). Pour ce faire, il propose de mettre en œuvre un « *réseau de dispatching local intelligent dialoguant les uns avec les autres pour négocier à intervalles de temps régulier des stratégies de gestion des contraintes locales, et dialoguant avec le dispatching de RTE* ».

Le CLER, tout comme EDF, indique également qu’il faudrait faire évoluer le fonctionnement actuel du système électrique afin de pouvoir prendre simultanément en compte les contraintes locales des gestionnaires de réseaux de distribution et les contraintes nationales de mise en adéquation de la production et de la consommation sur le périmètre d’un fournisseur. À ce sujet, EDF souligne qu’il faut mieux assurer l’articulation entre les signaux prix transmis par les fournisseurs et les signaux prix du TURPE. Le CLER propose la mise en place de deux grilles TURPE dans le système de comptage évolué *Linky* afin de donner une meilleure lisibilité sur les enjeux locaux et nationaux. EDF propose qu’une option de pointe mobile nationale soit créée dans le TURPE. Selon EDF, une « *telle option permettrait de limiter l’apparition de pointes locales sur la majeure partie du réseau, ce qui générerait une réduction globale des besoins d’infrastructures auxquels les gestionnaires de réseau doivent aujourd’hui faire face* ».

Pour la CNR, la solution pour organiser de façon efficace la gestion de la maille locale et de la maille globale du système électrique passe par une logique de marché, avec fixation des prix des services (besoins, contraintes, etc.) suivant l’offre et la demande. La CNR suggère que les gestionnaires de réseaux de distribution proposent sur le marché correspondant à la zone géographique concernée leurs demandes de services, demandes qui viendraient s’ajouter à ceux du gestionnaire national (RTE). Selon la CNR, l’organisation d’un tel mécanisme avec des marchés à la maille locale doit parfaitement se concevoir avec une intégration au marché de maille nationale.

La CFE-CGC Energies rappelle que « *la bonne articulation entre l’échelon territorial et l’indispensable [gestion] globale du système électrique à la maille nationale a toujours été la clé du succès pour la distribution électrique* ». Cela permet d’« *assurer l’optimisation économique et technique du service public comme la solidarité des territoires* ».

6.1.4. – Le gestionnaire de réseaux de distribution devrait pouvoir agir dans la gestion de l’équilibre à la maille locale en liaison avec le gestionnaire du réseau de transport

Quinze acteurs (dont les ELD, les syndicats des régions Bourgogne et Bretagne, EDF, RTE et la FNME-CGT) sont favorables à ce que les gestionnaires de réseaux de distribution puissent agir sur l’équilibre production/consommation à la maille locale.

La FNME-CGT indique que le développement des *Smart grids* passera notamment par « *un rôle du distributeur accru dans la gestion de l’équilibre production/consommation* ».

Selon les ELD, il est nécessaire que les gestionnaires de réseaux de distribution assurent la maîtrise de la gestion locale différenciée des flux en injection et en soutirage. La gestion de l’équilibre national doit se faire en cohérence avec la gestion des équilibres locaux.

Pour RTE et EDF, les gestionnaires de réseaux de distribution devraient pouvoir utiliser de nouveaux leviers (appel aux flexibilités de la production et de la demande locales) pour la gestion des contraintes locales. Selon EDF, « *il pourrait être envisagé de permettre [aux gestionnaires de réseaux de distribution] d’accéder aux flexibilités de la production et de la demande locales, via l’intermédiaire d’acteurs de marché, si ces solutions apparaissent plus économiques que des actions ou des investissements sur le*

réseau ». EDF et RTE soulignent également qu'il ne s'agit pas de créer des équilibres locaux mais de gérer des contraintes locales.

Ces deux acteurs indiquent également que la gestion locale des congestions devra s'articuler avec une gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande opérée à la maille nationale, c'est-à-dire que RTE soit informé lors de l'activation de flexibilité par les gestionnaires de réseaux de distribution. Il faudra donc prendre des dispositions afin d'orienter les choix des différents acteurs locaux et nationaux vers des décisions économiquement efficaces pour la collectivité. EDF ajoute que les gestionnaires de réseaux de distribution devraient pouvoir définir le format des flexibilités locales qu'ils souhaiteraient pouvoir solliciter afin de mieux prendre en compte les caractéristiques locales.

EDF souhaite que ces différentes adaptations et ces nouveaux mécanismes fassent l'objet d'expérimentations pour en évaluer le rapport coûts/bénéfices.

6.1.5. – Des acteurs s'interrogent sur l'échelon à privilégier pour la gestion de l'énergie

Bouygues et Steria mettent en avant la maille du quartier comme maille optimale de gestion de l'énergie.

Bouygues indique que la maille du quartier est le niveau d'optimisation électrique qui a le plus de vertus (intérêt d'unité de décision, intérêt technique : mise à disposition de nouvelles installations de production, intérêt financier : agrégation pour répondre aux appels d'offres sur l'effacement, etc.).

Steria indique qu'il faudra veiller à accroître la synergie entre les acteurs et propose que la CRE joue le rôle de facilitateur et offre un cadre définissant les modalités de collaboration entre les opérateurs de boucles locales, les collectivités territoriales et les opérateurs nationaux.

A contrario, le Mouvement National de Lutte pour l'Environnement indique que l'« intérêt des réseaux intelligents est d'abord situé au niveau national avec une meilleure intégration des énergies intermittentes et que les réseaux électriques ne peuvent pas être un patchwork de réseaux de proximité. Il leur semble indispensable de mieux informer sur les conditions de stabilité du réseau de transport ».

Le SIPPAREC souligne que la gestion décentralisée est particulièrement adaptée à la mise en œuvre des services d'effacement de consommation et de maîtrise de la demande et de la production.

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

Quatorze acteurs (dont Bouygues, le CLER, la CNR, les ELD, le Gimélec, GrDF, M. Jean CUEUGNIET – CGEIET) rappellent de façon liminaire que les données personnelles doivent rester propriété de l'utilisateur. Pour ne pas entraver l'accès aux données, six acteurs (le CLER, la CNR, GDF Suez, M. Jean CUEUGNIET – CGEIET, Niji et la Ville de Lyon) conviennent que la procédure d'obtention de l'accord de l'utilisateur doit être simplifiée. Quatorze acteurs (dont EMBIX, le Gimélec, M. Jean CUEUGNIET – CGEIET, Niji, PEBreizh, le SIGERLy et les syndicats de la région Bourgogne) ont rappelé que la CNIL est en charge de veiller au respect de la vie privée. Par ailleurs, le Groupe Quadran souhaite que le cadre de juridique de la propriété des données de consommation agrégées soit clarifié.

Vingt-et-un acteurs (dont Amorce, GDF Suez, PEBreizh, le SIGERLy, le SIPPAREC, les syndicats de la région Bourgogne et l'USéRA), dont une majeure partie des autorités concédantes ayant répondu et la FNCCR, appellent de leurs vœux la mise en place d'un service public de gestion des données comme elle a été évoquée lors du débat national sur la transition énergétique.

Quatorze acteurs (dont Amorce, le Réseau Pure Avenir, RTE, le SIPPAREC, l'USéRA et Veolia Environnement) ont toutefois indiqué que le statut des informations commercialement sensibles devrait être revu pour ne pas entraver leurs missions en termes de maîtrise de la demande en énergie au niveau

local (comme l'établissement de diagnostics de performance énergétique, des plans climat-énergie territoriaux, des schémas régionaux climat, air, énergie).

Par ailleurs, sept acteurs (parmi lesquels l'ADEME, Amorce, les ELD, Hespul et l'USéRA) voient une opportunité dans l'augmentation du volume des données patrimoniales accessibles et dans la possibilité d'avoir des courbes de charges agrégés au niveau de certains ouvrages pour mieux informer les collectivités concédantes et mieux gérer les réseaux.

Sept acteurs (parmi lesquels Bouygues, GrDF, le Groupe La Poste, Greenovia et Veolia Environnement) souhaitent que les données anonymisées soient rendues accessibles sous forme d'*open data* pour, notamment, faciliter l'innovation et le développement de nouveaux services.

Vingt acteurs semblent s'accorder sur le fait que la gestion des données doit être assurée par un acteur neutre. Toutefois, une légère majorité, douze acteurs (dont Amorce, la CFE-CGC Energies, la FNME-CGT, EDF, les ELD, GDF Suez, GrDF, RTE et le SIPPEREC) de ceux qui se sont positionnés sur ce sujet estime que cet acteur doit être un gestionnaire de réseaux. Dans sa réponse RTE a indiqué qu'il pourrait se porter volontaire pour être ce porteur. Huit acteurs (parmi lesquels le CLER, Embix, Ericsson France, le Groupe La Poste, Greenovia, Niji et Schneider Electric) ont indiqué qu'un opérateur de données totalement indépendant pourrait jouer ce rôle.

Sept acteurs (parmi lesquels EDF, les ELD, le Groupe La Poste, Greenovia et Solucom) ont insisté sur la garantie de qualité et de fréquence de diffusion qui reste à définir (les positions des acteurs allant jusqu'à du temps réel ou de l'infra journalier) des données collectées qui doit être assurée aux *acteurs* habilités.

Dix acteurs (parmi lesquels le CLER, GrDF, Hespul, Niji, PEBreizh, la FNCCR et Solucom) ont rappelé que la gestion des données des *Smart grids* devait être conçue en prenant en compte non seulement l'électricité, mais aussi l'ensemble des autres fluides avec une forte composante locale.

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

6.3.1. – L'importance des travaux de normalisation est soulignée par les acteurs

Pour que les différents composants des réseaux électriques de demain puissent interagir entre eux, de nombreux acteurs soulignent l'importance de construire des systèmes ouverts (PEBreizh, SIGERLy et Steria) reposant des normes et des standards. Les travaux menés au niveau européen par les organismes de normalisation CEN, CENELEC et ETSI, faisant suite au mandat M/490¹⁴ de la Commission européenne sont rappelés par certains acteurs (dont Embix). EDF cite les travaux de la Commission électrotechnique internationale (IEC) et rappelle que les normes adoptées au niveau international « prévalent sur les normes adoptées au niveau européen, en vertu des accords de Dresde ». Pour Solucom, l'« *organisation de groupes de travail de normalisation en « poupées russes » par périmètres géographiques croissants (France, Europe, Monde) et en silos par périmètres fonctionnels distincts, semble relativement peu efficace car le partage d'informations n'y est pas optimisé et les cycles de décisions sont très longs* ». Embix souligne, également, le caractère mono-énergie des travaux de normalisation et souhaite que les travaux de normalisation sur les réseaux électriques intelligents soient élargis aux autres énergies (gaz et chaleur) et au secteur de l'eau.

Pour Bouygues, Ericsson France et le CLER, il faut prendre en compte la problématique de l'évolutivité des solutions et des technologies de l'information qui évolueront à un rythme différent de celui des

¹⁴ Mandat de normalisation aux organismes européens de normalisation en soutien du déploiement du réseau intelligent européen : http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/2011_03_01_mandate_m490_fr.pdf

technologies énergie. En ce sens, le CLER estime que le courant porteur en ligne (CPL) ne doit pas être le mode de communication unique : le « système doit être adaptable, évolutif et ne doit donc pas être liés à des choix technologiques définitifs ».

Sur le sujet des véhicules électriques, le Groupe La Poste et Greenovia, souhaite que le projet GIREVE (Groupement pour l'itinérance des Recharges Électriques de Véhicules) communique les standards sur l'interopérabilité des systèmes d'informations.

Les syndicats de la région Bourgogne regrette que « certains dispositifs restent des systèmes « propriétaires », tels que Linky ». Pour Schneider Electric, la « standardisation de l'Émetteur Radio Linky (ERL) et son déploiement à grande échelle permettront une généralisation de l'efficacité énergétique active » ; sans ce déploiement, « Sans déploiement à grande échelle d'un ERL standardisé, une multitude de solution [...] propriétaire verront le jour ».

EDF recommande le développement d'une filière industrielle française qui « prendrait en charge les opérations de certification de la conformité et de l'interopérabilité des différentes solutions liées à l'évolution du système électrique [...] Les pouvoirs publics pourraient étudier l'opportunité d'organiser et de promouvoir l'émergence d'une telle filière, en lien avec l'ensemble des acteurs concernés ».

Pour EDF, « il serait utile de pouvoir intégrer [les] enseignements [des démonstrateurs Smart grids] aux travaux de normalisation » et préconise une collaboration accrue « entre les organismes responsables de la normalisation (l'AFNOR et l'UTE) et les équipes chargées de la réalisation de ces projets » qui pourrait être facilitée par les « autorités publiques en charge de l'encadrement et du financement des projets de démonstrations ».

L'Association Nationale Robin des Toits souligne l'importance des normes et de leurs applications, en particulier pour prendre en compte les problématiques sanitaires.

6.3.2. – Des actions à mener pour couvrir le risque de perturbation des signaux CPL

Pour trois acteurs (dont EDF et Schneider Electric), les communications utilisant du CPL peuvent être perturbées, dans certains cas, par les différents équipements électriques connectés ou à proximité des réseaux publics de distribution.

EDF indique que « si cette technologie ne pose pas de problème de pérennité en elle-même, la réglementation relative aux raccordements ne lui permet pas de faire face aux perturbations provoquées par l'agrégation de nouvelles petites nuisances ». EDF propose des solutions pour garantir la pérennité de la communication par CPL : « D'une part, il est nécessaire que l'interprétation de la directive 2004/108/CE relative à la compatibilité électromagnétique (dite « directive CEM ») soit révisée en vue de reconnaître que les bandes de fréquence du CPL doivent être protégées, comme le sont les fréquences radio. D'autre part, des travaux de normalisation sont menés auprès de l'International Electrotechnical Commission (« IEC ») afin de normaliser la définition des grandeurs et des méthodes de mesure (ce qui devrait être publié sous quelques mois) et d'élaborer une norme relative aux niveaux de compatibilité définissant des niveaux maximum d'émission et des degrés d'immunité (ce qui devrait être publié d'ici 3 à 5 ans) » et souhaite que ces travaux soit appuyés par les pouvoirs publics français et que si « des dérives étaient observées par rapport au calendrier initial, une évolution législative permettrait d'assurer la pérennité de la communication par CPL en France ».

Schneider Electric évoque, également, des travaux en cours au sein de l'IEC « afin d'obtenir un compromis sur les niveaux de compatibilité nécessaires à la coexistence des différents produits raccordés sur le réseau public ».

6.4. – En matière d’incitation à l’innovation

6.4.1. – Le droit à l’expérimentation pourrait être ouvert

Plusieurs acteurs (dont la CNR, EDF et RTE) indiquent que le cadre actuel (financement européen, appels à manifestation d’intérêt de l’ADEME, dispositif introduit par le TURPE 4, initiatives des collectivités territoriales) permet le développement de nombreuses expérimentations *Smart grids* sur le territoire français.

Pendant pour RTE, le « *mode des financements des projets soutenus en France est insuffisant, tant par leur montant que leurs modalités (avances remboursables) ; sur des démonstrateurs importants, ceci peut amener des industriels à juger le risque financier trop important et à renoncer à investir. A fortiori sur les « gros » démonstrateurs, ce qui est le cas dans les infrastructures de transport, de nouveaux modes de soutien sont à imaginer* ».

L’ADEME, le CLER, la CNR, PEBreizh, GDF Suez, les syndicats d’énergie de la région Bourgogne et Steria ont indiqué la nécessité de faciliter le droit à l’expérimentation en ouvrant le cadre technique, économique et juridique actuel afin de tester en conditions opérationnelles les nouveaux modes de gestion envisagés et de qualifier les modèles économiques proposés.

Sur le sujet, l’ADEME propose par exemple une expérimentation locale d’« *autoconsommation au niveau d’un quartier, dans laquelle les tarifs de réseaux péréqués ne seraient pas appliqués* ». GDF Suez propose que la CRE examine comment utiliser la notion de « *réseaux fermés* » tels que prévus dans la directive européenne 2009/72/CE. Pour Bouygues, il « *conviendrait de pouvoir dans certains cas avoir une dérogation sur une partie du réseau délégué afin de pouvoir faire des tests privés dans un périmètre bien défini* ».

La CFE-CGC Energies n’est pas opposée à des « *expérimentations qui concerneraient des zones limitées, dans un temps limité, auprès de clients informés et volontaires, et ce sous la responsabilité de la CRE* ».

Pour la FNME-CGT, la « *prise en compte de ces charges dans le projet de tarif TURPE 4 via le CRCP semble de nature à créer les conditions propices à l’investissement et au développement de projets de recherche et développement* ».

Pour EDF, un cadre pourrait, également, être mis en place pour « *procéder à des expérimentations relatives au soutien à la production bénéficiant aujourd’hui d’un régime d’obligation d’achat, tant que cela ne retarde pas la modification des dispositions actuelles de subvention aux EnR* » et pour faciliter la participation des consommateurs aux expérimentations en permettant notamment « *de tester des tarifs réglementés innovants, auprès des consommateurs qui souhaitent conserver une offre réglementée* ».

6.4.2. – Une implication d’un plus grand nombre d’acteurs dans les démonstrateurs

Pour les ELD, le Gimélec, PEBreizh, les syndicats d’énergie de la région Bourgogne, le CLER et Amorce, les acteurs locaux (collectivités territoriales, agences locales de l’énergie, espace info-énergie, tissu industriel local, PME/PMI, etc.) doivent être davantage impliqués dans les expérimentations *Smart grids*. Pour Amorce, le « *cadre actuel manque de transparence et d’implication des collectivités [...] dans les choix et décisions stratégiques d’investissements de recherche et surtout de projets de démonstration* ». Les ELD estime qu’il est « *important de mettre en place un cadre d’accompagnement adapté à la taille des ELD et plus généralement des PME/PMI, ciblant les expérimentations à l’échelon local, poussant aux partenariats en impliquant éventuellement les collectivités [...] dans une logique transversale et élargie aux différents systèmes/utilités : électricité, gaz, eau, chauffage urbain, cartographie, transports* ». Véolia et le Gimélec estime que la lourdeur de certaines procédures d’appels à projet constituent un frein pour de

nombreux acteurs. Brest Métropole Océane s'interroge sur la capacité des collectivités locales à mobiliser les gestionnaires de réseau de distribution localement sur leurs territoires.

La CNR regrette le faible nombre de projets engageant à la fois les gestionnaires de réseau de distribution et les fournisseurs.

Le CLER, Gimélec et le Groupe Quadran s'interrogent, également, sur le financement des activités de recherche et développement des PME. En ce sens, Reuniwatt et Solucom évoquent la difficulté des *startups* indépendantes à participer à des expérimentations avec les gestionnaires de réseaux.

Certains acteurs (dont la CNR) évoquent l'intérêt d'une régulation incitative des activités de recherche et développement (R&D) menés par les gestionnaires de réseaux. La CNR souhaite une implication de la CRE pour que l'« *enveloppe du TURPE dédiée à l'innovation soit bien utilisée par les GRD pour moderniser leurs services sans dénaturer la structuration et l'organisation du marché* ».

6.4.3. – Une plus grande visibilité sur les travaux de recherche et développement est demandée

Six acteurs (parmi lesquels les ELD, Embix, GDF Suez, RTE et le SERCE) souhaitent un partage plus important des retours d'expérience des démonstrateurs et une mesure consolidée des résultats obtenus sous un format à définir (par exemple *via* des indicateurs de suivi et de performance).

GDF Suez est « *favorable aux dispositions proposées par la CRE concernant les innovations des gestionnaires de réseaux et les mesures de suivi* ». Pour RTE, il est nécessaire de « *capitaliser les avancées et [les] résultats dans une instance donnée, [qui serait] pilotée par un acteur neutre* ».

Pour EDF souhaite que la « *liste des fonctionnalités précises des installations du réseau de distribution, en particulier celles du système de comptage, et la liste des services et des prestations que proposeront les gestionnaires de ce réseau soient précisées, afin que l'ensemble des acteurs de marché puissent se positionner* ». EDF rappelle également que les solutions testées dans les démonstrateurs doivent faire l'objet d'analyses coût-bénéfice.

Steria, il est nécessaire de « *fixer préalablement des objectifs extrêmement clairs et de définir des moyens précis de mesures des résultats obtenus en fonction des spécificités de chacune de ses expérimentations* ».

Deux acteurs (dont Bouygues) souhaitent une plus grande visibilité sur la feuille de route réglementaire afin de pouvoir définir leur programme de recherche et développement. À ce titre, il est proposé que les prochains démonstrateurs soient établis en cohérence avec une telle feuille de route.

Enfin, pour EDF et Ericsson France, les prochains appels à projets doivent être ciblés sur des thèmes spécifiques.

7. – Annexes

7.1. – Liste des répondants

La CRE a reçu une contribution écrite des acteurs suivants :

- Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME)
- Alren
- Alstom Grid
- Altie
- Amorce
- Apis Mellifera
- Association Nationale Robin des Toits
- Bouygues Énergies et Services (BES)
- Bouygues Immobilier
- Bouygues SA
- Brest Métropole Océane
- Comité de Liaison Énergies Renouvelables (CLER)
- Compagnie Nationale du Rhône (CNR)
- Confédération Française de l'Encadrement CGC (CFE – CGC Énergies)
- E.ON
- Électricité de France (EDF)
- Entreprises Locales de Distribution (ELD) :
 - o Association Nationale Régie Services Publics Organismes Constitués (ANROC)
 - o Syndicat Professionnel des Entreprises Locales d'Énergie (ELE)
 - o Fédération Nationale des Sociétés d'Intérêt Collectif Agricole d'Électricité (FNSICAÉ)
 - o Union Nationale des Entreprises Locales d'Électricité et de Gaz (UNELEG)
- Embix
- Enerplan
- Ericsson France
- Ethic Wear
- Fédération Départementale d'Électricité de l'Yonne (FDEY)
- Fédération Nationale des Mines et de l'Énergie CGT (FNME – CGT)
- Gaz Réseau Distribution France (GrDF)
- GDF Suez
- GDF Suez Énergie Services (Cofely)
- Gimélec
- Greenovia
- Groupe Cahors
- Groupe La Poste
- Groupe Quadran
- Hespul
- ID4CAR
- Itron
- M. Jean CUEUGNIET – CGEIET
- M. Jean LUCAS
- Legrand
- M&R Énergies
- Meteolien Scoparl

- Mouvement National de Lutte pour l'Environnement
- Niji
- Okwind
- Orange
- Pôle Énergie Bretagne (PEBreizh) :
 - o Syndicat Départemental d'Énergies du Morbihan (SDEM)
 - o Syndicat Départemental d'Énergies du Finistère (SDEF)
 - o Syndicat Départemental d'Énergies d'Ille-et-Vilaine (SDE35)
 - o Syndicat Départemental d'Énergies des Côtes d'Armor (SDE22)
- Réseau Pure Avenir
- Renault
- Reuniwatt
- Réseau de Transport d'Électricité (RTE)
- Schneider Electric
- Syndicat des Énergies Renouvelables (SER)
- Syndicat des Entreprises de génie électrique et Climatique (SERCE)
- Syndicat Intercommunal de Gestion des Énergies de la Région Lyonnaise (SINGERLY)
- Syndicat Intercommunal de la Périphérie de Paris pour l'Électricité et les Réseaux de Communication (SIPPEREC)
- Socomec
- Solucom
- Steria
- Storengy
- Sun'R Smart Energy
- Syndicat Départemental d'Énergie de Saône-et-Loire (SyDESL)
- Syndicat Intercommunal d'Électricité de Côte d'Or (SICECO)
- Syndicat Intercommunal d'Énergies, d'Équipement et d'Environnement de la Nièvre (SIEEEN)
- Total Énergies Nouvelles
- Union des Syndicats d'énergies de Rhône-Alpes (USÉRA) :
 - o Syndicat Intercommunal d'énergie et de e-communication de l'Ain (SIEA)
 - o Syndicat Départemental d'Énergies de l'Ardèche (SDE07)
 - o Syndicat Départemental d'Énergies de la Drôme (SDED)
 - o Syndicat des Énergies du Département de l'Isère (SEDI)
 - o Syndicat Intercommunal d'Énergies du département de la Loire (SIEL)
 - o Syndicat Départemental d'Énergies du Rhône (SYDER)
 - o Syndicat Intercommunal de Gestion des Énergies de la Région Lyonnaise (SINGERLY)
 - o Syndicat Départemental d'Énergie de Savoie (SDES)
 - o Syndicat des Énergies et de l'Aménagement numérique de la Haute-Savoie (SYANE)
- Veolia Environnement
- Ville de Lyon

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

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