



Consultation publique n° 2017-010 de la CRE relative aux projets de déploiement des compteurs évolués de gaz naturel des GRD Regaz-Bordeaux et GEG

Eni remercie la CRE pour l'opportunité qui lui est donnée de contribuer à cette consultation publique portant sur les projets de déploiement industriel de compteurs communicants sur les réseaux de Régaz-Bordeaux et GEG.

A titre liminaire, Eni partage l'analyse de la CRE sur le caractère structurant de ces projets et considère que ces projets de compteurs communicants **doivent impérativement être conformes au projet Gazpar de GRDF et prendre en compte le retour d'expérience du projet de GRDF.**

En effet, la CRE doit impérativement saisir l'opportunité de ces projets pour :

- harmoniser les SI des GRD dans le but d'améliorer la concurrence sur le territoire des ELD. Si cette harmonisation n'est pas réalisée à l'occasion de ces projets, il sera très difficile d'obtenir de la part des ELD des évolutions ultérieures de leurs SI compte tenu des coûts supplémentaires qui pourraient être induits. Cette harmonisation doit concerner les fonctionnalités des compteurs, les données mises à disposition par les ELD et les interfaces d'échange entre leurs SI et ceux des fournisseurs. Par ailleurs, les fournisseurs ont déjà investi dans des développements SI pour tenir compte de l'arrivée des compteurs Gazpar. Il serait inimaginable qu'ils soient obligés de multiplier ces coûts pour chaque projet de compteur communicant de chaque ELD. Ce point doit impérativement être intégré par la CRE dans l'analyse et la validation des projets des ELD. A ce titre, le calendrier de GEG, qui entend démarrer son déploiement dès fin 2017, n'est pas envisageable alors que les fournisseurs ne disposent à ce stade d'aucune information sur ce point.
- Inciter les ELD à mutualiser leurs outils et leurs moyens afin d'optimiser les coûts de ces projets et faciliter l'harmonisation de leurs outils et de leurs processus.

A ce stade, Eni considère que l'information donnée par la CRE dans les documents de la consultation publique ne permet pas d'avoir la visibilité suffisante sur ces deux points pourtant très structurants pour les fournisseurs et le fonctionnement du marché.

En conclusion, **mutualisation** et **harmonisation** doivent être des axes prioritaires d'analyse et de validation par la CRE des projets de compteur communicant des ELD. Ces 2 axes sont obligatoires afin d'assurer aux consommateurs finals une solution ayant des coûts réellement optimisés et représentant l'opportunité d'un gain sur le prix de leur

énergie grâce au développement de la concurrence, en particulier à la veille de la suppression des TRV gaz.

Question 1 : Êtes-vous favorable à l'utilisation des mêmes hypothèses que celles retenues dans l'étude technico-économique du projet Gazpar ? Sinon que proposez-vous ?

Eni est favorable à ce que les mêmes hypothèses que celles du projet Gazpar de GRDF, soient utilisées pour les projets de Régaz et de GEG.

Toutefois, Eni observe que les VAN de ces projets sont largement déficitaires sans MDE, et que l'hypothèse de 1,5% de gains de MDE est ambitieuse, notamment au regard des conclusions des études récentes de l'ADEME menées avec GRDF sur l'utilisation des données de consommation apportées par les compteurs communicants.

Pour améliorer la VAN des projets il est essentiel pour les ELD de mutualiser leurs outils et leurs moyens entre elles et avec GRDF afin de réduire les coûts de ces projets (coûts d'installation, coûts des matériels et des SI, etc.).

De même, l'harmonisation des pratiques avec GRDF et/ou Enedis sur toute la chaîne de communication de ces compteurs est nécessaire. Cette harmonisation pourrait apporter une externalité positive à prendre compte pour le calcul de la VAN dans la mesure où elle permettra une baisse des prix de l'énergie pour les clients finaux grâce à l'intensification de la concurrence sur la zone des ELD.

Enfin, Eni remarque qu'il n'y a aucune information sur le contenu du projet SI de Régaz (idem pour GEG), alors même que ces projets seront structurants pour les ELD comme pour les fournisseurs. Le retour d'expérience du projet Gazpar, comme celui de Linky est riche d'enseignement sur l'importance de ce point.

Question 2 : Avez-vous des remarques sur la solution technique et le calendrier de déploiement envisagés par Ré-gaz-Bordeaux ?

Eni est surpris par le calendrier proposé : 9 ans pour déployer environ 230 000 compteurs et 5 concentrateurs (avec 2/3 des poses effectuées en externe) lorsque GRDF déploie en 6 ans plus de 11 millions de compteurs.

Le fait de faire appel à 2 fabricants, plutôt qu'un seul, est de nature à sécuriser la partie fourniture de matériel du projet.

Eni s'interroge également sur la répartition intensif/diffus (un tiers des poses).

Pour le projet Gazpar, il semblerait que ce volume soit beaucoup plus faible (et porte principalement sur la pose dans le cadre de logements neufs). L'objectif doit être de maximiser la pose en intensif, d'autant plus si, comme le prévoit Régaz, la 2^{ème} tentative de pose est considérée comme du diffus.

Le projet de Régaz s'étalant déjà sur plusieurs années, il conviendrait de se concentrer sur la pose intensive et de réduire la proportion des poses en diffus.

En effet, une telle proportion de diffus ne permettra pas à notre sens de capitaliser sur une communication locale efficace sur le projet pour faciliter les poses et l'acceptation des consommateurs.

Enfin, une telle proportion de diffus ne permettra pas aux fournisseurs ayant des clients sur le réseau de Régaz de bénéficier de la visibilité nécessaire pour la mise à disposition des données de consommation et des services associés au bénéfice des consommateurs.

Question 3 : Avez-vous des remarques sur la valeur économique du projet de Régaz-Bordeaux et les ajustements que la CRE envisage de retenir ?

Comme indiqué à la 1^{ère} question Eni s'interroge sur l'hypothèse utilisée dans le cadre des 2 scénarios pour les gains de MDE attendus : 19,95 M€ (étude externe) et 18,7 M€ (retenu CRE).

Par ailleurs, Eni souhaite partager les remarques suivantes :

- En ce qui concerne les coûts des matériels : la demande de Régaz relative à la personnalisation des compteurs avec de nouveaux moules est de notre point de vue inacceptable au regard du gain pour les consommateurs finals. Il conviendrait que les ELD trouvent une solution moins coûteuse à cet effet (stickers ou autre). Si une solution beaucoup moins coûteuse n'est pas retenue, Eni considère qu'il appartiendra aux ELD de prendre à leur charge ce coût dans la mesure où le consommateur n'en tirera aucun bénéfice (coût non couvert par l'ATRD). Par ailleurs, Eni ne comprend pas la nécessité pour les ELD de repasser par des appels d'offres. Compte tenu des volumétries concernées, elles pourraient bénéficier directement des marchés déjà négociés par GRDF et/ou Enedis.
- En ce qui concerne les coûts d'hébergement : Eni ne comprend pas les raisons pour lesquelles les coûts d'hébergement de Régaz sont 2 fois plus élevés que ceux de GEG, et les coûts télécom retenus par la CRE sont majorés de 20% par rapport à ceux de GRDF.

Question 4 : Êtes-vous favorable au lancement du déploiement du projet de comptage évolué de Régaz-Bordeaux ?

En l'état des informations communiquées sur ce projet, Eni n'est pas favorable au lancement du projet de compteur communication de Régaz. En effet, il est impératif que la CRE fixe un cadre commun pour les projets de compteur communiquant pour les ELD gaz et électricité basé sur 2 principes : mutualisation et harmonisation. Il appartiendra ensuite aux ELD de proposer des projets qui s'inscriront dans cette stratégie, ce qui ne semble pas être le cas du projet de Régaz-Bordeaux.

Si ce projet devait toutefois être lancé, Eni demande a minima la révision des points suivants.

- Le calendrier de déploiement : il doit être mutualisé avec celui de GRDF afin de raccourcir les délais et assurer une finalisation en 2022 en même temps que GRDF
- Les modalités de répartition diffus/intensif avec pour objectif de réduire la part du diffus
- La communication : comme pour le projet Gazpar, Eni souhaite que Régaz partage son projet et donne accès aux fournisseurs aux divers outils de communication qu'il utilisera auprès des clients finaux concernés (courriers, URL par exemple)
- L'impact SI pour les fournisseurs : Régaz devra donner de la visibilité aux fournisseurs rapidement sur les impacts SI et les calendriers de déploiement (ex : prévisionnel à 18 mois de GRDF, à l'échelle de l'ELD et les PCE concernés par fournisseur). Nous souhaitons, comme exposé en introduction, que Régaz et GEG utilisent les mêmes modèles de flux de données et de formats d'échange de ces données que GRDF afin d'optimiser les investissements nécessaires aux évolutions SI rendues indispensables pour la gestion de ces nouvelles données de consommation.

Question 5 : Avez-vous des remarques sur la solution technique et le calendrier de déploiement envisagés par GEG ?

De façon générale, Eni a les mêmes remarques que pour Régaz en termes de mutualisation des coûts entre les ELD et d'harmonisation obligatoire à prévoir entre les GRD.

Comme pour Régaz, et bien que ce déploiement soit synchronisé avec celui des compteurs communicants électricité, Eni ne comprend pas le temps nécessaire au déploiement industriel de GEG : 8 ans pour déployer environ 44 000 compteurs.

Par ailleurs, Eni considère l'appel à un seul fabricant dans le cadre d'un tel projet et sur une durée aussi longue n'est pas de nature à sécuriser le déploiement : GEG devrait faire appel à au moins 2 fabricants comme Régaz. Eni interroge également la CRE sur la possibilité d'une extension des marchés déjà négociés par GRDF.

Le rendez-vous unique proposé par GEG pour le gaz et l'électricité est de nature à faciliter la compréhension des clients plutôt que d'effectuer 2 passages. Toutefois, GEG et la CRE devront veiller à ce que, comme demandé pour Régaz et comme pour GRDF, le dispositif de communication vers les clients soit concerté avec tous les acteurs, afin d'éviter de générer de la confusion, et GEG devra mettre en œuvre tous les moyens et outils permettant de donner de la visibilité aux fournisseurs présents sur son territoire.

Question 6 : Avez-vous des remarques sur la valeur économique du projet de GEG et les ajustements que la CRE envisage de retenir ?

Eni a les mêmes remarques que pour Régaz, énoncées à la question 3.

Question 7 : Êtes-vous favorable au lancement du déploiement du projet de comptage évolué de GEG ?

Eni y est défavorable pour les mêmes raisons que celles indiquées à la question 4 pour Régaz.

Question 8 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un mécanisme de régulation incitative équivalent à celui mis en œuvre pour GRDF ?

Eni y est favorable.

Cette régulation devra même être renforcée afin d'y intégrer 2 axes importants nécessaires à la réussite et à l'optimisation de ces projets :

- la mutualisation des outils et des coûts,
- l'harmonisation des actifs, des outils et des SI.

Par ailleurs, la CRE devra étudier avec les ELD l'opportunité de réduire le temps de déploiement compte tenu de la volumétrie, ou expliquer aux acteurs de marché les raisons d'une telle lenteur :

- GRDF déploiera environ 1,6 million de compteurs/an pendant 6 ans,
- Régaz en déploiera environ 25 000/an pendant 9 ans,

- GEG en déploiera environ 5 500/an pendant 8 ans.

Question 9 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des délais proposé par la CRE pour les ELD ?

Eni y est favorable.

Le calendrier doit impérativement être réduit.

Question 10 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des coûts proposé par la CRE pour les ELD ?

Eni y est dans l'ensemble favorable.

La base du mécanisme de régulation incitative des coûts pour les ELD doit être une extension du projet Gazpar de GRDF pour les ELD en intégrant éventuellement 2 points :

- des spécificités locales à condition que celles-ci permettent une baisse des coûts et ne compromettent pas l'harmonisation des pratiques entre GRD (exemple : utilisation par Régaz du réseau de télécom de la ville de Bordeaux),
- pour les ELD biénergie, elles peuvent avoir le choix entre un alignement sur le modèle de GRDF ou celui d'Enedis. La CRE pourrait également proposer/valider un modèle mixte si elle le juge pertinent.

Par ailleurs, la CRE devra veiller à ce que les ELD utilisent des modèles de flux et d'échange des données avec les fournisseurs identiques à ceux définis pour Gazpar et Linky dans la mesure où les fournisseurs ont déjà tous adapté leurs SI sur la base de ces modèles.

Question 11 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un mécanisme modérant les pénalités du mécanisme de régulation incitative des délais en cas de dérive conjointe sur les coûts et le calendrier ?

Eni n'est pas favorable à un mécanisme modérant les pénalités en cas de dérive conjointe.

Question 12 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative de la qualité de service proposé par la CRE pour les ELD ?

Eni est favorable à ce que le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service de Régaz et GEG soit le même que pour GRDF.

Question 13 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous pour les projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG dans les conditions envisagées par la CRE ?

Eni y est favorable.

Question 14 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'anticiper la prise en compte des coûts des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG dans la définition de leur tarif ATRD5 respectif ?

Eni est favorable à ce que les charges liées au déploiement industriel des compteurs communicants de Régaz et de GEG soient pris en compte dans l'ATRD sous réserve que ces projets représentent un optimum sur le plan économique et contribuent au bon fonctionnement du marché. Si ces 2 prérequis ne sont pas respectés il n'y a aucune raison pour les consommateurs finals en pâtissent.

En l'état des éléments communiqués par la CRE ces deux projets ne semblent pas remplir ces 2 prérequis.

Question 15 : Que pensez-vous de l'impact des projets de comptage évolué sur les tarifs ATRD respectifs de Régaz-Bordeaux et GEG ?

Eni s'interroge sur la fiabilité des prévisions communiquées par les ELD sur des horizons aussi éloignés au regard des écarts très importants constatés sur les périodes tarifaires de 4 ans de l'ATRD.

Question 16 : Avez-vous toute autre remarque sur les projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG ?

En tout état de cause, si ces projets de compteurs communicants devaient être effectivement lancés, Eni souhaite que les ELD transmettent au moins 1 an et demi en avance la documentation nécessaire aux évolutions notamment SI liées à ces déploiements.

En ce qui concerne GEG, et avant même toute décision du Ministre, GEG devrait d'ores et déjà mettre à disposition des fournisseurs les guides d'implémentation compte tenu de sa date prévisionnelle de démarrage du déploiement (2017), et il devra proposer des modèles de flux et d'échanges de données similaires à ceux de GRDF, compte tenu des contraintes de temps.