



CWaPE
Commission
Wallonne
pour l'Energie

L:\1 Présidence\11 Avis, propositions et études\116 Électricité et gaz

Date du document : 21/12/2017

ÉTUDE

CD-17|21-CWaPE-0038

ACTUALISATION DE L'ÉTUDE SUR LES COMPTEURS INTELLIGENTS

Rendue en application de l'article 43bis, § 1^{er} du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et de l'article 36bis du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz

Table des matières

1. Objet	4
2. Introduction	4
2.1. <i>La demande et l'étude de 2012</i>	4
2.2. <i>Définition(s)</i>	5
2.3. <i>Méthodologie</i>	6
2.3.1. Comité d'accompagnement	6
2.3.2. Contenu de la note méthodologique	6
2.3.3. Consultations des acteurs	8
2.3.4. Business cases	9
3. Le contexte du déploiement des compteurs intelligents	10
3.1. <i>Pourquoi placer des compteurs intelligents / communicants ?</i>	10
3.1.1. Constats	10
3.1.2. L'intégration dans une perspective long terme de « smart grids »	10
3.1.3. Les attentes des utilisateurs et des acteurs du monde de l'énergie	10
3.2. <i>Aspects européens</i>	11
3.3. <i>Perspectives dans les pays limitrophes</i>	11
3.3.1. France	11
3.3.2. Pays-Bas	12
3.3.3. Luxembourg	13
3.3.4. Allemagne	13
3.4. <i>Perspectives dans les autres régions du pays</i>	14
3.4.1. En Flandre	14
3.4.2. A Bruxelles	15
4. Positions de la CWaPE	16
4.1. <i>Architecture de comptage et choix technologiques</i>	16
4.2. <i>Régimes de comptage</i>	16
4.3. <i>Fonctionnalités des compteurs</i>	18
4.4. <i>Autres « fonctionnalités » à prévoir</i>	21
4.5. <i>Rôle des acteurs de marché</i>	21
4.6. <i>Flexibilité</i>	23
4.7. <i>Tarifification réseau</i>	24
5. Etude comparative des scénarios de déploiement des compteurs intelligents	25
5.1. <i>Les scénarios envisagés</i>	25
5.2. <i>Les scénarios étudiés</i>	26
5.3. <i>Analyse quantitative/qualitative des scénarios</i>	27
5.3.1. Identification des bénéfices	27
5.3.2. Identification des coûts	30
5.3.3. Analyse coûts-bénéfices et recherche de l'optimum pour l'URD	30
5.4. <i>Scénario pour le gaz</i>	38
5.5. <i>Synergies potentielles</i>	38

6.	Encadrer le déploiement	39
6.1.	<i>Répondre aux inquiétudes</i>	39
6.1.1.	Sécurité et fiabilité du système	39
6.1.2.	Protection des données à caractère personnel	41
6.1.3.	Questions environnementales	44
6.1.4.	Questions de santé publique	45
6.1.5.	Protection du consommateur (aspects relatifs au marché)	47
6.1.6.	Appropriation par le consommateur	49
6.1.7.	Question spécifique de l'opt-out	50
6.1.8.	Impact pour le prosumer	51
6.2.	<i>Autres dispositions en matière de conformité technique</i>	51
6.2.1.	RGIE	51
6.2.2.	Métrologie	53
7.	Conclusions	54

Liste des annexes

Annexe I.	Note Méthodologique	56
Annexe II.	Questionnaires de consultation envoyés aux GRD	59
Annexe III.	Attentes des utilisateurs et des acteurs du monde de l'énergie quant au déploiement des compteurs intelligents	65
Annexe IV.	Perspectives de déploiement en Flandre	67
Annexe V.	Textes européens en faveur du déploiement des compteurs intelligents (liste non exhaustive)	72
Annexe VI.	Craintes émises face au déploiement des compteurs intelligents	74
Annexe VII.	Liste des recommandations	75

1. OBJET

Par courrier daté du 1^{er} septembre 2016, le Ministre wallon de l'Énergie, Paul FURLAN, a sollicité pour le Gouvernement wallon auprès de la CWaPE une actualisation de l' « étude portant sur la mise en œuvre des compteurs intelligents, leurs fonctionnalités ainsi que les coûts et bénéfices en Wallonie pour les acteurs du marché de l'énergie et la société » réalisée en 2012 par CAPGEMINI.

Bien que le Gouvernement ait été remanié à plusieurs reprises, la demande reste d'actualité et certains acteurs de marché sont en attente d'une position claire du Gouvernement wallon sur la manière de procéder ou pas au déploiement des compteurs intelligents. Rappelons que le décret électricité¹ prévoit que « le Gouvernement détermine, après avis de la CWaPE en concertation avec les gestionnaires de réseaux, les obligations des gestionnaires de réseaux en ce qui concerne le placement de compteurs intelligents ».

Cette présente étude a dès lors pour but de répondre à la demande du Ministre wallon de l'Énergie mais également de donner des recommandations au Gouvernement quant à la manière d'encadrer le déploiement des compteurs intelligents en Wallonie.

2. INTRODUCTION

2.1. La demande et l'étude de 2012

Dans son courrier, le Ministre de l'Énergie, Paul FURLAN, précise que l'actualisation de l'étude aura notamment pour but :

- « l'actualisation de l'analyse coûts-bénéfices du déploiement des compteurs communicants pour différents scénarios de déploiement (rythme de déploiement, type de clients, fonctionnalités, techniques de comptage et de communication des données, etc.) ; »
- « l'identification des mesures, réglementaires ou non, ainsi que le niveau de pouvoir responsable pour garantir la confidentialité des données et le respect de la vie privée. »

La CWaPE s'est interrogée sur la portée et la motivation de cette nouvelle étude sachant que la déclaration de politique régionale (DPR) en la matière prévoyait de « déployer les compteurs intelligents uniquement de manière sélective et segmentée sur base d'une analyse coûts-bénéfices positive, en veillant à ne pas créer de surcoûts et à protéger la vie privée ». D'initiative, la CWaPE avait par ailleurs imposé une approche similaire aux différents GRD.

La vraie question qui avait motivé l'analyse coûts-bénéfices publiée en janvier 2012 concernait le rythme du déploiement. À l'époque, certains acteurs, soutenus par la Commission européenne, plaidaient pour un roll-out, censé équiper 80 % du parc à l'horizon 2020 (directive européenne 2009/72). L'étude de CAPGEMINI a mis en évidence que ce roll-out créait des surcoûts importants et entraînait un résultat coûts-bénéfices négatif. La CWaPE a donc demandé aux GRD d'étudier des scénarios plus progressifs, en privilégiant dans un premier temps le placement de compteurs communicants auprès des tranches de clients faisant apparaître des bénéfices nets.

Plusieurs GRD ont réalisé leurs propres analyses coûts-bénéfices, qui allaient dans le même sens que les conclusions de l'étude de CAPGEMINI. Les GRD arrivaient alors à la conclusion que le rythme de déploiement créant le surcoût minimum était celui de la durée de vie du compteur électronique, à

¹ Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité

savoir 15 ans. Ce faisant, le dimensionnement des équipes de pose peut être établi de façon structurelle, et permet d'éviter des variations importantes de charge de travail liées à un roll-out sur une plus courte période.

Dans la dernière déclaration de politique régionale de juillet 2017, le Gouvernement wallon va toujours dans le sens du déploiement des compteurs intelligents mais est moins précis et ne parle plus de déploiement segmenté : « Le développement de réseaux et compteurs intelligents sera encouragé. Le Gouvernement fixera un cadre et des objectifs en la matière ».

Au niveau des fonctionnalités du compteur, la CWaPE a précisé aux GRD que celles-ci devraient se contenter de peu d'intelligence « locale » au niveau du compteur (afin de réduire les coûts et les nécessaires adaptations ultérieures) et concentrer l'intelligence au niveau des systèmes centraux de façon à pouvoir plus aisément les adapter en fonction des évolutions législatives et technologiques. Ceci nécessite donc une communication entre le compteur et la centrale, le compteur se « contentant » au minimum d'une relève périodique des données, d'un « buffer » (stockage de ces données), d'une possibilité d'activation à distance (modulation de puissance pour l'électricité, coupure, ...) et d'un écran de taille limitée.

Au niveau des échanges de données entre les différents acteurs de marché, ceux-ci sont gérés principalement au niveau de la plateforme fédérale ATRIAS et des processus de marché (MIG6), leurs développements sont en cours pour être compatibles avec l'avènement des compteurs intelligents, tout en sachant que les fonctionnalités smart ne seront pas opérationnelles avant 2020.

En ce qui concerne le deuxième but poursuivi pour l'actualisation de l'étude, à savoir « l'identification des mesures, réglementaires ou non, ainsi que le niveau de pouvoir responsable pour garantir la confidentialité des données et le respect de la vie privée », la CWaPE considère que cet aspect essentiel doit être effectivement développé mais qu'il rencontre déjà une réponse de principe avec le préalable qu'aucun consommateur ne pourra être contraint de communiquer ses données « fines » de consommation au marché. La CWaPE a toujours défendu le principe – qui a d'ailleurs été transposé dans le MIG6 – que le client devait faire une démarche volontaire s'il souhaitait que ses données « fines » (c'est-à-dire sur des intervalles de temps courts) de consommation servent de base à sa facturation. À défaut, le consommateur, même équipé d'un compteur intelligent, serait facturé sur base de sa consommation annuelle et ne pourrait pas être pénalisé par un comportement individuel de consommation non optimisé car seules ses données annuelles de consommation seraient transmises au marché. Le GRD, quant à lui, aurait connaissance des données « fines » pour ses besoins légitimes de gestion dynamique du réseau mais serait tenu d'assurer la confidentialité de ces données, et travaillera le plus possible sur base de données agrégées sur un ensemble d'utilisateurs du réseau.

Sur base de ces considérations, la CWaPE a proposé au Ministre de réaliser elle-même une actualisation essentiellement « qualitative » de l'analyse coûts-bénéfices mettant en évidence les avantages (bénéfices) et les risques (coûts à différents niveaux) liés à la technologie des compteurs intelligents, sans calculer un résultat global pour chaque acteur.

2.2. Définition(s)

Les compteurs intelligents ne sont pas bien différents des compteurs mécaniques. En effet, leur fonction première reste la mesure des consommations des installations situées en aval du compteur. On peut toutefois noter quelques différences, qui nous amènent à distinguer trois niveaux de définition :

Compteur électronique : Il se distingue du compteur mécanique dit « *Ferraris* » par le fait que les éléments mécaniques tels que l'affichage sont remplacés par des parties électroniques.

Compteur communicant : Ce type de compteur intègre un module de communication permettant d'envoyer et/ou de recevoir des informations (données de comptage, alarmes,...). Ceci n'est en soi pas nouveau puisque les compteurs installés chez les industriels permettent déjà de télérelever les index de consommations (compteurs AMR) ; néanmoins pour ces derniers, la communication ne se fait que dans un sens.

Compteur intelligent : Il s'agit d'un compteur électronique, communicant de manière bidirectionnelle et pouvant être actionné à distance (ex. ouverture/fermeture, modulation de la puissance, ...).

2.3. Méthodologie

2.3.1. Comité d'accompagnement

Un comité d'accompagnement de l'étude a été constitué par le Cabinet du Ministre et était initialement composé de représentants des organes suivants :

- Cabinet du Ministre-président et du Ministre de l'Energie ;
- Administration (SPW-DG04) ;
- Union des Villes et Communes de Wallonie ;
- Fédération belge des Entreprises Electriques et Gazières ;
- Gestionnaires de réseau de distribution ;
- Réseau wallon pour l'accès durable à l'énergie.

A leur demande, LAMPIRIS et EDORA ont été intégrés.

Le comité d'accompagnement s'est réuni quatre fois. Par ailleurs, de nombreuses rencontres bilatérales avec les acteurs ont été tenues.

2.3.2. Contenu de la note méthodologique

En réponse à la demande du Ministre, la CWaPE a élaboré une note méthodologique. Cette note, amendée suite à un échange avec le Ministre est reprise à l'Annexe I. Elle indique que l'actualisation sera essentiellement « qualitative » en ce sens qu'elle doit mettre en évidence les avantages (bénéfices) et les risques (coûts à différents niveaux) liés à la technologie des compteurs intelligents, sans calculer un résultat global pour chaque acteur.

Les différentes facettes pourront être quantifiées en vue d'en mesurer l'impact mais l'ambition n'est pas de réaliser une segmentation globale de coûts entre caractéristiques et acteurs de marché étant donné que le modèle de marché prévoit que les URD supportent, in fine, tous les coûts, sans financement externe.

L'actualisation de l'étude intégrera les développements prévus en MIG6 (ATRIAS), les OSP telles que définies aujourd'hui et potentiellement envisagées, un déploiement des compteurs étalé sur 15 ans, le respect de la trajectoire relative au développement des énergies renouvelables, l'arrivée de nouveaux usagers en électricité et gaz. L'étude considèrera comme acquis le développement inéluctable des compteurs électroniques disposant, ou non, d'une fonction communicante.

Les fonctionnalités minimales associées au compteur intelligent ont été définies de manière à ce que tout compteur installé puisse être connecté à une interface permettant au client de disposer de ses

données de consommation ou de les transmettre à un tiers dûment mandaté. Les outils et technologies récentes apparues sur le marché dans le domaine domotique (maison connectée, internet des objets, ...) sont hors du scope de cette étude. Néanmoins, dans les spécifications du compteur intelligent, il est acquis qu'une interface existe, qui permettra aux consommateurs désirant investir dans une domotique intelligente de brancher des appareils en aval du compteur. Les fonctionnalités minimales requises sont : l'enregistrement, la communication bidirectionnelle, le pilotage à distance et le prépaiement (pour garantir la continuité de l'OSP relative aux compteurs à budget et la fourniture minimale garantie).

La note méthodologique identifie – de manière non exhaustive – une liste d' « applications » susceptibles d'être influencées par l'arrivée des compteurs intelligents (*en italique les éléments ajoutés suite au 1^{er} comité d'accompagnement*) :

- le défaut de paiement ;
- le prépaiement ;
- la fourniture minimale garantie et les auto-coupures ;
- le développement de l'électricité produite à partir de sources renouvelables (E-SER) ;
- la tarification (commodité, réseau...) ;
- la gestion active de la demande (avec intervalles de temps 15', 1h, 4h, 15h) ;
- l'utilisation rationnelle de l'énergie ;
- la détection de fraude ;
- le relevé de compteurs *et la qualité des données* ;
- le respect de la vie privée ;
- le fonctionnement du marché ;
- le coût de l'adaptation et de la « smartisation » des réseaux, *la surveillance opérationnelle et les pertes techniques* ;
- *le consommateur (y compris l'information).*

Ensuite, il était envisagé de collecter des informations auprès des différents acteurs concernés, relatives, d'une part, au compteur électronique et, d'autre part, à la fonction communicante.

L'étape suivante consiste à identifier les mesures à prendre en vue de :

- maximiser les bénéfices pour les différents aspects (en ce qui concerne les fonctionnalités, les acteurs, ...) qui pourront tirer bénéfice des compteurs intelligents ; ces bénéfices seront tant qualitatifs (bénéfices escomptés en matière de comportement notamment) que quantitatifs (coût/bénéfice de certaines applications générant un coût marginal avec les bénéfices associés) ;
- minimiser les risques dont les coûts et les « complications » dus à l'arrivée des compteurs intelligents ;
- assurer un déploiement optimisé pour permettre, dans le temps, d'équiper en priorité les URD apportant un maximum de bénéfices au niveau du réseau et au niveau du marché, ou qui pourraient retirer eux-mêmes des bénéfices liés au placement d'un compteur intelligent ;
- informer de façon adéquate les consommateurs.

Finalement, l'actualisation doit aboutir à la rédaction d'un rapport final reprenant les conclusions de l'étude et des recommandations au Gouvernement wallon.

Cette note méthodologique a été examinée lors du premier comité d'accompagnement. Lors de cet examen, il a été demandé :

- de clarifier les définitions : compteur électronique / communicant / intelligent ;

- de clarifier qui supporterait les coûts : *In fine*, l'URD via les tarifs de distribution mais il appartient au Gouvernement wallon de préciser, s'il le souhaite, la manière de financer le déploiement ;
- de préciser un scénario de référence sachant que si rien n'est spécifié dans le cadre légal, seuls des compteurs électroniques seront disponibles à l'avenir ;
- d'identifier la clientèle visée par le déploiement et la vitesse de ce dernier ;
- de tenir compte de ce qui est fait ailleurs ; en particulier dans les autres régions du pays.

Moyennant les remarques reprises ci-dessus, le comité d'accompagnement a validé la méthodologie proposée par la CWaPE.

2.3.3. Consultations des acteurs

Afin de réaliser cette étude, la CWaPE a consulté les différentes parties prenantes, à savoir :

- les gestionnaires de réseau de distribution ;
- les fournisseurs et producteurs ;
- les acteurs sociaux.

La CWaPE tient ici à tous les remercier pour les échanges riches et constructifs qui ont permis la réalisation de cette étude. Ces acteurs pourront retrouver d'ailleurs certains éléments de leurs réponses qui ont servi à la rédaction de ce document. Certaines réponses sensibles fournies ont toutefois été identifiées comme confidentielles par les acteurs eux-mêmes. Ces réponses ont été analysées et nous ont parfois inspiré mais ne se retrouvent pas dans ce document. Un exemplaire du questionnaire envoyé aux GRD peut être consulté à l'Annexe II.

Les GRD ont été consultés dans un premier temps sur l'établissement de scénarios de déploiement mais également sur :

- la manière d'opérer un déploiement,
- les postes de coûts et les gains financiers liés au déploiement,
- la protection des consommateurs,
- la sécurité,
- la gestion du réseau,
- l'implication active des URD (signaux tarifaires incitants),
- l'impact environnemental d'un déploiement.

Les fournisseurs/producteurs ont quant à eux été consultés sur :

- les scénarios de déploiement proposés,
- les offres à destination des URD,
- les gains financiers qu'ils pourraient retirer d'un déploiement de compteurs intelligents,
- la protection du consommateur et la protection de la vie privée,
- l'implication active des URD (signaux tarifaires, URE).

Les acteurs sociaux présents en comité d'accompagnement ont été consultés sur :

- les scénarios de déploiement proposés,
- le(s) rôle(s) qu'ils souhaiteraient prendre lors d'un déploiement,
- les fonctionnalités des compteurs intelligents,
- l'accompagnement des URD face à l'arrivée de compteurs intelligents.

Outre les aspects liés au déploiement et aux business cases (principalement pour les GRD) qui sont traités au chapitre 5, les principaux enseignements des consultations sont repris ci-dessous.

Les fournisseurs/producteurs

Les fournisseurs et producteurs plaident pour un modèle d'architecture de comptage similaire à celui repris dans la *conceptnota* du Gouvernement flamand à savoir un compteur simple sur lequel ils peuvent venir greffer un module complémentaire. Ce module complémentaire leur permettra d'offrir de nouveaux services aux consommateurs. On pense entre autres à la valorisation de la flexibilité, l'application de tarifs dynamiques mais aussi à des outils domotiques ou de monitoring.

Pour ce faire, les fournisseurs/producteurs souhaitent que les modèles de compteurs retenus soient interopérables au minimum au niveau de l'interface du port de sortie local, voire qu'il n'y ait qu'un seul modèle de compteur sur l'ensemble du territoire. L'interopérabilité des compteurs communicants au niveau des processus de marchés sera quant à elle réalisée par la mise en production du MIG6.

Par ailleurs, ils sont demandeurs d'une clarification des rôles de marché notamment en matière de flexibilité et de nouveaux métiers ainsi que d'un data manager neutre et indépendant pour gérer de manière centralisée les données collectées.

Les acteurs sociaux

Pour les acteurs sociaux, l'accompagnement des URD est essentiel au bon déroulement du déploiement et à l'appropriation du compteur par l'URD. Le fait de laisser un simple *folder* lors de l'installation du compteur semble largement insuffisant. Par ailleurs, sans accompagnement, les études montrent que les économies d'énergie escomptées ne sont pas réalisées. Les acteurs sociaux ont un rôle d'accompagnement mais, dans le cas présent, ils ne doivent pas se substituer aux GRD et leur rôle doit rester secondaire.

Si certains plaident pour la suppression des compteurs à budget, à législation constante, il convient de maintenir au minimum les fonctionnalités de ceux-ci (prépaiement, crédit de secours, alarme préventive, secours hivernal, fourniture minimale garantie, périodes de non coupure, décompte en temps réel de l'utilisation du crédit prépayé).

Les acteurs sociaux plaident pour un certain lissage des factures avec la possibilité d'adapter les acomptes sur base des consommations réelles afin d'éviter les mauvaises surprises lors de la facture de régularisation.

Finalement, les acteurs sociaux demandent qu'il n'y ait pas d'impact tarifaire pour l'URD.

2.3.4. Business cases

Sur base des scénarios retenus (voir §5.1), la CWaPE a demandé aux GRD de réaliser des business cases relatifs au déploiement des compteurs intelligents. Ces business cases ont ensuite été analysés, ont fait l'objet de nombreux échanges et d'adaptations.

Dans l'analyse des business cases, la CWaPE n'a retenu que les gains dont la réalisation dépendait directement de l'action des GRD. L'idée étant que si le business case est au minimum positif pour le GRD, il le serait d'autant plus pour la collectivité. La deuxième idée était d'éviter le piège des variables

d'ajustement que l'on a pu constater dans les analyses coûts-bénéfices réalisées par certains Etats-Membres. En effet, il est très facile d'augmenter légèrement le pourcentage de gains liés à l'utilisation rationnelle de l'énergie pour rendre positif le résultat de l'analyse coûts-bénéfices. Dans le cas présent, s'il devait s'avérer que les gains identifiés par les GRD ne sont pas rencontrés à l'avenir, la CWaPE au travers de l'application de sa compétence tarifaire pourrait contraindre le GRD à réévaluer sa stratégie de déploiement.

Le chapitre 5.3 reprend les principaux enseignements de ces business cases.

3. LE CONTEXTE DU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS

3.1. Pourquoi placer des compteurs intelligents / communicants ?

3.1.1. Constats

Le déploiement de compteurs intelligents est devenu une perspective incontournable compte tenu d'une marche en avant technologique dictée par le marché au niveau européen.

Les constructeurs de compteurs mécaniques ont par ailleurs annoncé que ceux-ci ne seront bientôt plus disponibles sur le marché.

Il en est de même pour les compteurs à budget dont la fabrication s'arrêtera en 2019. La plateforme gérant le prépaiement des compteurs à budget sera quant à elle désactivée fin 2023. Il y a donc une réelle nécessité de mettre en œuvre un système alternatif pour garantir l'actuelle OSP relative aux compteurs à budget.

3.1.2. L'intégration dans une perspective long terme de « smart grids »

Les compteurs intelligents sont une des briques constituant les réseaux intelligents de demain. Ils permettront de favoriser les échanges d'information entre les différents acteurs de marchés (GRD, fournisseurs, ARP, ...) et les utilisateurs du réseau ; autorisant ainsi, entre autres par l'accès à des données plus fines et par la mise en œuvre de tarifs innovants, une meilleure gestion des flux d'énergie, une réduction des pertes, une optimisation des investissements consentis dans les accroissements de capacité des réseaux, ainsi qu'une meilleure intégration des productions décentralisées.

3.1.3. Les attentes des utilisateurs et des acteurs du monde de l'énergie

Lors du premier comité d'accompagnement, chacun des participants a pu faire part de ses attentes vis-à-vis des compteurs intelligents. Celles-ci sont reprises dans le tableau de l'Annexe III.

Les principales attentes pour les GRD sont² :

- fiabiliser et améliorer le processus comptage et la connaissance des flux ;
- garantir la continuité des OSP actuelles et assurer le prépaiement ;
- mieux connaître et réduire les pertes administratives et techniques ;
- améliorer les services aux clients (détection pannes, ...) ;
- permettre des opérations à distance (lecture index, ouverture/fermeture, ...) ;
- faciliter la transition énergétique (intégration du renouvelable, *smartisation* des réseaux, ...) ;
- donner des signaux tarifaires incitatifs ;
- mieux identifier les flux relatifs aux prosumers.

² Pour la liste exhaustive, se reporter à l'Annexe III.

Pour les URD et les acteurs de marché, les principales attentes sont² :

- avoir une meilleure connaissance des consommations (URE, ...) ;
- disposer de signaux tarifaires didactiques ;
- offrir de nouveaux services énergétiques (flexibilité, ...) ;
- permettre l'innovation ;
- ...

3.2. Aspects européens

L'Europe incite depuis quelque temps déjà les Etats membres à déployer des compteurs intelligents avec pour cible d'atteindre un taux de pénétration de 80 % pour les compteurs intelligents en électricité à l'horizon 2020 notamment aux travers des Directives 2009/72/CE et 2009/73/CE. Cette volonté européenne s'intègre dans le paquet énergie-climat adopté en 2008 et la réalisation de l'objectif « 20-20-20 » pour 2020 :

- 20 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique européen ;
- 20 % de réduction des émissions de CO₂ ;
- 20 % d'efficacité énergétique en plus.

Le paquet énergie-climat a été révisé une première fois en 2014 et fixe de nouveaux objectifs pour 2030 :

- 27 % d'énergies renouvelables ;
- 40 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 ;
- 27 % d'efficacité énergétique.

En novembre 2016, la Commission européenne a publié un paquet intitulé «Clean Energy For All Europeans». Les propositions de ce paquet (document toujours en négociation et non encore approuvé³) poursuivent trois grands objectifs :

- privilégier l'efficacité énergétique (l'objectif de 27 % est porté à 30 % pour 2030) ;
- parvenir au 1^{er} rang mondial dans le domaine des énergies renouvelables (l'objectif de 27 % est maintenu) ;
- adopter des mesures équitables pour le consommateur (meilleure information des consommateurs qui pourront disposer de compteurs intelligents).

Concernant le déploiement des compteurs intelligents, on retrouve cette volonté européenne dans plusieurs textes (voir liste non-exhaustive en Annexe V). Dans le texte le plus récent⁴, la Commission demande aux Etats membres de déployer des compteurs intelligents sur base d'une analyse coûts-bénéfices long terme concluante. En cas d'évaluation positive, au moins 80 % des clients finaux seront équipés de compteurs intelligents dans les huit années (ou d'ici à 2020 pour les Etats membres qui ont entamé le déploiement).

3.3. Perspectives dans les pays limitrophes

3.3.1. France

En France, Enedis, le principal gestionnaire de réseau de distribution d'électricité (couvrant 95 % du territoire), a débuté le déploiement massif de compteurs intelligents. Sur la période 2017-2021, il est ainsi prévu de placer 35 millions de compteurs.

³ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/HIS/?uri=COM:2016:0864:FIN> , consulté le 13/11/2017

⁴ COM/2016/0864 final - Proposition de révision de la directive électricité 2009/72/CE

Enedis a développé son propre standard de compteur communicant, baptisé Linky. Le Linky utilise la technologie des courants porteurs en ligne de 3^{ème} génération (G3-PLC) comme premier niveau de communication (entre le compteur et concentrateur) ; le deuxième niveau de communication (entre le concentrateur et les systèmes informatiques du GRD) est assuré via le réseau de téléphonie mobile.

Le compteur Linky n'est pas multi-fluide, c'est-à-dire qu'il ne gère que les données de consommation d'électricité ; on ne peut donc pas y connecter d'autres compteurs ou sous-compteurs. Par conséquent et pour le gaz, un autre compteur communicant a été développé par GrDF, il s'agit du Gazpar qui est déployé depuis 2016 et jusqu'en 2022.

Concernant la fréquence de communication des données au marché, par défaut seuls des index sont communiqués à la même fréquence que précédemment (tous les 6 mois). Le consommateur doit marquer son accord explicite pour que la courbe de charge puisse être téléchargée depuis le compteur.

3.3.2. Pays-Bas

Les GRD des Pays-Bas (Alliander, Enexis, Stedin et Enduris) se sont engagés à déployer 15 millions de compteurs intelligents pour le gaz et l'électricité d'ici 2020. Ce roll-out massif a débuté en janvier 2015 et concerne en priorité : les nouveaux raccordements, les rénovations lourdes, les remplacements de compteur mais aussi les remplacements à la demande.

L'architecture du système de comptage a été définie par les gestionnaires de réseau dans le « Dutch Smart Meter Requirements » (DSMR) dont la figure ci-dessous est extraite.

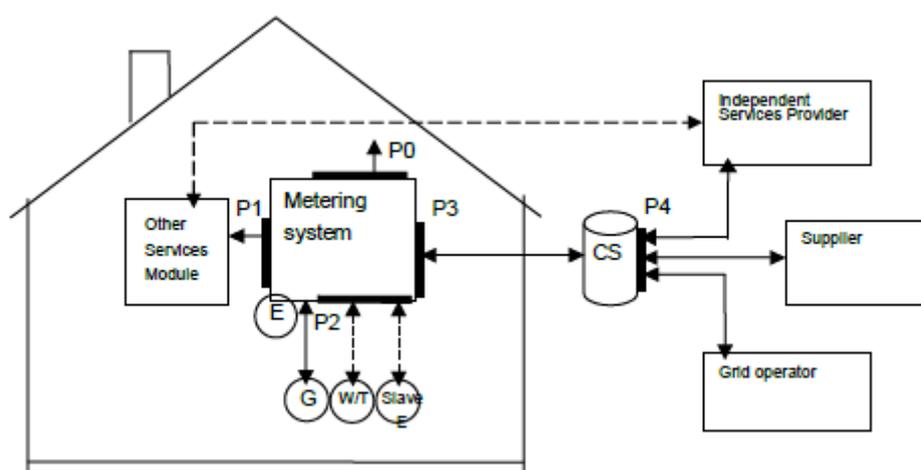


Figure 1: Pays-Bas : ports de communication et architecture du système de comptage (Dutch Smart Meter Requirements)⁵

Avec :

P0 : port de communication réservé au technicien du GRD lors de l'installation et de la maintenance sur site. Le port P0 n'est présent que sur le compteur électrique.

P1 : port de communication vers des équipements auxiliaires (affichage déporté, box énergie, ... jusqu'à 5 appareils). P1 est une interface en lecture seule.

⁵ Source : Netbeheer Nederland (WG DSMR), « Dutch Smart Meter Requirements v4.2.2 Final Main », https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Slimme_meter_15_7b581ff014.pdf (consulté le 12/12/2017).

P2 : port de communication vers d'autres compteurs ou sous-compteur (max. 4).

P3 : port de communication vers le système central (CS) du GRD.

P4 : port de communication entre le CS et les fournisseurs de services indépendants, les fournisseurs et les entreprises de réseau.

Les standards retenus pour la communication des différents ports sont basés sur les standards DLMS/COSEM et M-Bus (pour P2).

Le vecteur de communication pour la liaison entre le compteur et le système central est actuellement le GPRS/CDMA. Au début, Alliander avait utilisé la technologie des courants porteurs mais a revu son choix en raison d'un changement dans la façon de réaliser le déploiement.

Les données de consommation sont communiquées au marché tous les deux mois par défaut ou quotidiennement moyennant l'accord explicite de l'URD.

3.3.3. Luxembourg⁶

Le Grand-Duché de Luxembourg s'est engagé dans un roll-out massif qui a débuté en juillet 2016 et qui se terminera en décembre 2019 pour l'électricité et décembre 2020 pour le gaz. A terme, 95 % des compteurs d'électricité et 90 % des compteurs gaz seront concernés et remplacés. Le projet est conduit par Luxmetering GIE, groupement d'intérêt économique, une filiale des 7 GRD luxembourgeois.

Dans le concept de comptage luxembourgeois, multi-fluide, on pourra raccorder sur le compteur électrique, les compteurs de gaz, d'eau et de chaleur dans le cas d'un réseau urbain. La liaison entre compteurs, basée sur le protocole M-Bus, peut être filaire ou sans fil dans le cas où ces compteurs sont physiquement éloignés.

Le compteur est compatible avec à la norme DLMS/COSEM. La transmission des données se fait par courant porteur en ligne 3^{ème} génération ou GPRS dans les cas isolés. Un port utilisateur (format RJ12) est destiné à pouvoir connecter un écran déporté ou un système smart home.

Les données de consommation (index) sont communiquées au marché de manière annuelle par défaut. Sur demande des clients, les fournisseurs peuvent offrir la possibilité d'une facturation mensuelle réelle.

3.3.4. Allemagne⁷

Tout comme pour la Belgique ainsi que cinq autres Etats-membres⁸, l'analyse coûts-bénéfices réalisée en 2012 (Directive 2009/72) pour l'Allemagne s'était révélée négative et économiquement non justifiée pour la majorité des consommateurs allemands. Par conséquent, l'Allemagne s'est montrée réticente face à un déploiement massif de compteurs intelligents.

⁶ Sources :

<http://www.ca-eed.eu/private-area/themes/metering-and-billing-ct3/smart-metering-project-luxembourg>

<http://www.luxmetering.lu/pdf/FAQ-compteurs-intelligents.pdf>

⁷ Sources :

<http://www.germanenergyblog.de/?p=20000>

https://www.metering.com/magazine_articles/germany-moving-ahead-smart-meter-rollout-plans/

<https://www.dena.de/en/topics-projects/energy-systems/digitalisation/smart-meter/>

⁸ Lettonie, Lituanie, Portugal, République tchèque et Slovaquie

Après d'intenses débats, la loi sur la numérisation de la transition énergétique (Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende) est finalement adoptée en juillet 2016. Celle-ci établit les guidelines pour un roll-out dès janvier 2017 jusque fin 2032. Pour certaines catégories de clients et de GRD, le roll-out sera finalisé avant la fin 2024.

Il s'agit d'un roll-out segmenté par niveau de consommation. Ainsi, d'ici 2020, tous les consommateurs dont la consommation annuelle moyenne est supérieure à 10 000 kWh seront équipés de compteurs intelligents. Dès 2020, ce seuil sera abaissé à 6 000 kWh/an. Sont également concernés et prioritaires pour ce roll-out, les prosumers dont la puissance installée est supérieure à 7 kW. Moyennant une participation financière, tous les consommateurs qui le souhaiteraient peuvent bénéficier du placement d'un compteur intelligent.

Concernant le type de communication utilisée par les compteurs intelligents en Allemagne, la loi est technologiquement neutre de sorte que chaque GRD (il y en a environ 900) peut déterminer lui-même sa technologie de communication.

3.4. Perspectives dans les autres régions du pays

3.4.1. En Flandre

Le 3 février 2017, le Gouvernement flamand a approuvé l'introduction des compteurs numériques. Dans la foulée, il a publié une *conceptnota*⁹ relative au déploiement des compteurs digitaux en Flandre. Cette note prône le déploiement de compteurs numériques standards et simples dans un système de comptage intelligent sophistiqué, flexible et extensible. Dans les faits, le modèle décrit est similaire à celui retenu pour les Pays-Bas.

Outre la mesure et l'enregistrement des consommations sur base quart-horaire ainsi que la communication bidirectionnelle avec les systèmes informatiques du GRD, le compteur doit en plus disposer d'entrées/sorties suivantes:

- Port P0 : pour permettre l'interrogation du compteur par le technicien du GRD en visite chez l'URD ;
- Port P1 : pour connecter un module optionnel de gestion de l'énergie ou un affichage déporté ;
- Port P2 : pour connecter d'autres compteurs numériques (gaz, eau, production locale, sous-comptage, chaleur, froid).

La note liste les fonctionnalités minimales du compteur (dont la modulation de puissance et le prépaiement) et distingue ce qui doit être réalisé par le compteur lui-même de ce qui peut être réalisé via un module optionnel, un site web ou une application mobile.

Le 6 avril 2017, le VREG a publié un avis sur la note du Gouvernement flamand. Dans cet avis, le VREG émet un certain nombre de réserves ou de demandes de clarification et soutient l'implémentation de fonctionnalités supplémentaires (fichier de log des accès aux données du compteur, affichage du solde de prépaiement, de la qualité de la tension, des données des sous-compteurs).

Dès 2019, Eandis et Infracx déploieront ensemble ces nouveaux compteurs numériques au travers d'une société commune (Fluvius). Seront visés en priorité : les nouveaux raccordements, les bâtiments subissant une rénovation lourde, les prosumers et les clients sous compteur à budget. Les compteurs gaz sont également visés par ce déploiement.

⁹ <https://www.vlaanderen.be/nl/nbwa-news-message-document/document/09013557801c194c> (consulté le 14/11/2017)

Par défaut, seuls les index sont transmis au marché une fois par an. Si le consommateur marque son accord (ou s'il a fait explicitement la demande de placement d'un compteur intelligent), la courbe de charge sera transmise au marché et le fournisseur pourra établir mensuellement la facture sur base de consommations réelles.

Pour plus d'informations sur les perspectives de déploiement en Flandre, le lecteur se reportera à l'Annexe IV.

3.4.2. A Bruxelles

A Bruxelles, la situation se clarifie également petit à petit. Ainsi, dans son avis sur le plan d'investissements 2018-2022 de Sibelga, Brugel note que : « SIBELGA propose de remplacer, en plus du projet pilote Smart (prévu en 2018), l'ensemble des compteurs BT par des Smart Meters à l'horizon 2035. La proposition de plan d'investissements prévoit déjà le remplacement de 90.000 compteurs de 2019 à 2022. SIBELGA conditionne toutefois ce scénario par la mise en place d'un cadre légal favorable et par un accord explicite du régulateur pour la mise à disposition des budgets nécessaires ».

Concernant le cadre légal, un projet de modification de l'Ordonnance bruxelloise devrait être présenté en 3^{ème} lecture courant décembre 2017. Ce projet reprend entre autres une définition du compteur intelligent, l'obligation d'installation lorsque certaines circonstances sont rencontrées (à la demande, pour les bâtiments neufs ou en rénovation, chez les prosumers, pour les véhicules électriques), des règles relatives à la protection des données, le régime de comptage et la fréquence de facturation par défaut. Un arrêté sur les fonctionnalités des compteurs intelligents est également attendu.

Pour se prononcer sur la mise à disposition des budgets complémentaires, Brugel a demandé à Sibelga de clarifier certains points, notamment : sa stratégie de déploiement, les segments de clients visés en priorité, la politique tarifaire appliquée (installation d'initiative de Sibelga ou installation à la demande du client). Sibelga a indiqué qu'il communiquera sur la stratégie début 2018.

La technologie de communication actuellement privilégiée par Sibelga se baserait prioritairement sur une communication de type PLC 3^{ème} génération avec une communication hertzienne en appoint dans un nombre limité de cas. L'architecture de comptage privilégiée serait identique à celle retenue en Flandre qui, elle-même, suit le modèle hollandais (DSMR), à savoir :

- Port P0 : port de maintenance pour le technicien du GRD ;
- port P1 : module optionnel de gestion de l'énergie ou affiche déporté ;
- Port P2 : pour connecter d'autres compteurs numériques (gaz, eau, ...) ;
- Protocole de communication IDIS entre compteurs/concentrateurs/back-end ;
- protocole de communication OMS entre le compteur électrique et autres utilities (port P2).

En ce qui concerne le gaz, la position bruxelloise est en cours d'évaluation mais il ressort des premiers échanges qu'il ne serait pas envisagé de pouvoir ouvrir ou fermer le compteur gaz à distance (rappelons cependant que la région de Bruxelles-Capitale ne connaît pas d'obligation de service public en matière de compteur à budget).

Concernant la transmission des données de comptage au marché, la position bruxelloise est légèrement différente de celle retenue en Flandre. Ainsi, par défaut, seuls les index seront communiqués mais sur base mensuelle et non plus annuelle. La facturation (du gridfee) est rendue obligatoirement mensuellement (avec quelques petits aménagements dans le cas de la compensation). Moyennant un choix explicite du consommateur, les courbes de charge peuvent être transmises au marché.

4. POSITIONS DE LA CWAPE

4.1. Architecture de comptage et choix technologiques

Dès la première étude relative au roll-out, la CWAPE plaide pour un compteur simple où l'intelligence se situe davantage dans les systèmes informatiques des GRD plutôt qu'embarquée dans le compteur. Ceci permet à la fois de réduire les coûts des compteurs et de faciliter les adaptations futures liées à la législation et à la technologie. Le compteur doit disposer d'un port de sortie local permettant aux acteurs commerciaux d'offrir de nouveaux services à l'URD.

Concernant la technologie, même si elle plaide pour un modèle unique sur l'ensemble du territoire wallon, le CWAPE ne souhaite pas imposer aux GRD ni un modèle de compteur ni le choix du vecteur de communication. La CWAPE se veut donc neutre d'un point de vue technologique. Elle estime que ce choix relève de la responsabilité du GRD qui doit faire en sorte d'optimiser ses coûts.

Recommandation(s)

- Compteur simple avec intelligence au maximum dans les systèmes informatiques des GRD plutôt que localement.
- Idéalement, un modèle unique de compteur sur l'ensemble du territoire wallon ou, à défaut, des interfaces permettant une interopérabilité en particulier pour le port de sortie local.

4.2. Régimes de comptage

Le régime de comptage définit le niveau de granularité des données de comptage mises à disposition du marché. Les compteurs intelligents sont en effet capables d'enregistrer les prélèvements et/ou injections 1/4h par 1/4h pour l'électricité et heure par heure pour le gaz, faisant ainsi référence aux périodes élémentaires définies dans les règlements techniques de distribution d'électricité et de gaz. On parle alors de courbes de charge.

Au début des réflexions sur les compteurs intelligents, trois régimes de comptage ont été imaginés :

Régime de comptage 1

Les compteurs enregistrent les données de consommation à intervalle régulier correspondant à la période élémentaire. Les GRD peuvent utiliser ces données fines agrégées sur un ensemble d'URD à des fins de monitoring du réseau dans le cadre de l'exploitation de ce dernier. Cet usage doit toutefois être encadré. Du point de vue du marché par contre, seuls des index annuels sont transmis. Pour le marché, ces compteurs intelligents sont donc vus comme les compteurs mécaniques actuels.

Régime de comptage 3

Les compteurs enregistrent également les données de consommation à intervalle régulier (période élémentaire) mais, contrairement au régime de comptage 1, ces données fines sont communiquées au marché en plus des volumes agrégés.

Un régime de comptage intermédiaire agrégeant certaines plages horaires, dit **régime de comptage 2**, avait été évoqué mais n'a finalement pas été retenu. Les régimes de comptage 1 et 3 sont actuellement en cours d'implémentation dans le MIG 6 qui régira les futurs échanges entre acteurs de marché. Les deux tableaux ci-dessous sont extraits de documents¹⁰ réalisés par Atrias (en concertation avec les GRD, les fournisseurs et les régulateurs) et synthétisent les caractéristiques principales des régimes de

¹⁰ Entre autres : « UMIG – BR – ME – 02 – Measure Process v6.5.1.5 »

comptage. La notion de Time-of-Use fait référence à des plages horaires sur base desquelles les données de comptage sont cumulées/agrégées selon les registres physiques du compteur (par similitude avec les compteurs classiques, il s'agit par exemple des registres heures pleines et des heures creuses). La notion de Time-Frame fait quant à elle référence à la manière dont les Time-of-Use sont valorisées pour la facturation (analogie compteurs classiques : l'URD disposant d'un compteur bi-horaire soit - 2 Time-of-Use - peut demander à ce que la facture soit faite sur base mono-horaire – 1 seul Time-Frame).

		RÉGIME DE COMPTAGE 1		
		WALLONIE	FLANDRE	BRUXELLES
SEGMENT CLIENT		<i>Par défaut:</i> - Client qui se voit équiper d'un compteur intelligent; - Client qui emménage sur un point d'accès disposant déjà d'un compteur intelligent.		
AGRÉGATION	Granularité des données	1 valeur par Time-of-Use et/ou par Time-Frame Gridfee		
	# Time of Use – Metering	Déterminé par le GRD		
FRÉQUENCE (processus périodique)	Fréquence de lecture	Déterminé par le GRD (en tenant compte de la loi et du règlement)		
	Fréquence pour facturation gridfee	Par défaut : annuelle		Obligatoire: mensuelle
		Choix du client déterminant : limitée à mensuelle ou annuelle		
Fréquence d'information	Par défaut : annuelle (ensemble avec la facturation) A la demande du client : semestrielle	Par défaut : mensuelle		
PÉRIODE	Période de relevé	Différence entre 2 relevés		
	Jour de relève	Basé sur le mois calendrier (premier jour du mois)		
	Jour de lecture	Choix du GRD en fonction de la date d'envoi		
	Jour d'envoi	Défini par le GRD		
	Jour de facturation	Fonction du jour d'envoi		

Figure 2: Compteurs intelligents : dimensions et caractéristiques des données de comptage – régime de comptage 1

		RÉGIME DE COMPTAGE 3		
		WALLONIE	FLANDRE	BRUXELLES
SEGMENT CLIENT		<i>Par défaut:</i> - Client qui demande pro-activement un compteur intelligent.		
AGRÉGATION	Granularité des données	Valeurs quart- ou horaires et agrégées par Time-of-Use et/ou par Time-Frame Gridfee		
	# Time of Use – Metering	Déterminé par le GRD		
FRÉQUENCE (processus périodique)	Fréquence de lecture	Déterminé par le GRD (en tenant compte de la loi et du règlement)		
	Fréquence pour facturation gridfee	Par défaut : annuelle		Obligatoire: mensuelle
		Choix du client déterminant : limitée à annuelle ou mensuelle		
Fréquence d'information	Obligatoire: au moins mensuelle			
PÉRIODE	Période de relevé	Dépend de la fréquence de relève/communication		
	Jour de relève			
	Jour de lecture			
	Jour d'envoi			
	Jour de facturation			

Figure 3: Compteurs intelligents : dimensions et caractéristiques des données de comptage – régime de comptage 3

Au niveau de la fréquence d'envoi des données vers le marché, la distinction est faite entre l'envoi des données qui serviront à la facturation (entre autres du gridfee) et l'envoi de données à titre d'information comme prévu par la directive européenne relative à l'efficacité énergétique. Ainsi, dans le régime de comptage « 3 », les données de comptage sont envoyées au fournisseur mensuellement mais la facturation peut être réalisée sur base annuelle.

L'URD est le propriétaire de ses données de comptage. Il décide du régime de comptage applicable à son point de raccordement. Il peut également, à sa demande, faire adapter la fréquence à laquelle ses données sont transmises au marché (une fréquence minimale – fonction du régime de comptage – doit toutefois être respectée).

En tant que propriétaire de ses données, il peut les rendre accessibles à un tiers (service provider) via un contrat.

Recommandation(s)

- Donner une base légale aux différents régimes de comptage et définir le régime par défaut.
- Encadrer l'accessibilité de données, en ce compris à des tiers, notamment au regard du Règlement général sur la protection des données (GDPR).

4.3. Fonctionnalités des compteurs

Les fonctionnalités minimales associées au compteur intelligent ont été définies de manière à ce que tout compteur installé puisse être connecté à une interface permettant au client de disposer de ses données de consommation ou de les transmettre à un tiers qu'il aurait mandaté. Les outils et technologies récentes apparus sur le marché dans le domaine de la domotique (maison connectée, internet des objets, ...) sont hors du scope de cette étude. Néanmoins, dans les spécifications du compteur intelligent, il est acquis qu'une interface existe, qui permettrait aux consommateurs désirant investir dans une domotique intelligente de brancher des appareils en aval du compteur.

Les fonctionnalités minimales requises sont :

- **Enregistrement** : enregistrement des données de consommation (par 1/4 d'heure pour l'électricité et par heure pour le gaz) ;
- **Communication bidirectionnelle** : communication au moins une fois par jour de façon automatique des fichiers d'index au GRD ; communication en temps réel de la consommation sur le port de sortie local autoalimenté ; communication du GRD du solde restant (en cas de prépaiement cf. ci-dessous) ;
- **Pilotage à distance** : pour les compteurs électriques, autorisation d'enclenchement, déclenchement et réglage de la puissance à distance. Pour les compteurs gaz, fermeture à distance (pour une question de sécurité, l'ouverture à distance n'est pas souhaitée) ;
- **Prépaiement et compteur à budget** : la fonction de prépaiement permettra aux compteurs intelligents de se substituer aux compteurs à budget dont la fin est programmée. En outre, le compteur intelligent va devoir gérer l'affichage du solde si possible en temps réel, le rechargement, le crédit de secours et une alarme préventive. Certaines de ces fonctionnalités si elles ne peuvent être intégrées directement dans le compteur devront être rendues possibles via dispositif externe ou autres canaux (SMS, mail,...).

Au niveau des fonctionnalités du compteur, la CWaPE a précisé aux GRD que celles-ci pourraient se contenter de peu d'intelligence « locale » au niveau du compteur (afin de réduire les coûts et les nécessaires adaptations ultérieures) et concentrer l'intelligence au niveau des systèmes centraux de façon à pouvoir aisément les adapter en fonction des évolutions législatives et technologiques. Ceci nécessite donc une communication entre le compteur et la centrale, le compteur se « contentant » au minimum d'une relève périodique des données, d'un « buffer » (stockage de ces données), d'une possibilité d'activation à distance (modulation de puissance pour l'électricité, coupure...) et d'un écran de taille limitée. La même position a été retenue par le Gouvernement flamand au travers de la *conceptnota* éditée en mars 2017.

En juin 2015, Synergrid avait édité un document intitulé « Proposition de fonctionnalités minimales du compteur intelligent ». Le tableau ci-après – extrait du document de Synergrid – fait la synthèse des fonctionnalités « soutenues » ou non par les deux combinaisons de standards étudiées pour le marché belge (spécifications française d'une part avec Linky et IDIS d'autre part) ; la colonne libellée « faisant partie de la série minimale » fait quant à elle référence aux fonctionnalités minimales qui devraient être prévues selon les GRD belges.

N°	Type	Fonctionnalité	Soutenu? (O/N)	Faisant partie de la série minimale ?	Remarque
1	Elec	Plusieurs 'times of use' possibles	O	O	Au moins 4 times of use
2	Elec	Lecture à distance des index pour l'énergie active	O	O	Aussi bien prélèvement qu'en injection. Index journaliers des 40 derniers jours et index mensuels des 13 derniers mois.
3	Elec	Lecture à distance des index pour l'énergie réactive	O	O	Aussi bien prélèvement qu'en injection, 4 quadrants. Index journaliers des 40 derniers jours et index mensuels des 13 derniers mois.
4	Elec	Lecture à distance des courbes de charges	O	O	Au minimum les courbes de charges avec des valeurs quart-horaire pour les 10 derniers jours (actif et réactif)
5	Elec	Ouverture et fermeture à distance du compteur	O	O	Aussi bien indirectement (transition entre « disconnected » et « ready for reconnection ») que directement (transition entre « disconnected » et « connected »)
6	Elec	Ouverture et fermeture du compteur sur base du calendrier	N	N	
7	Elec	Etablir une limitation de puissance à distance	O	O	Deux options Limitation de la puissance active totale Limitation du courant par phase
8	Elec	Ouverture et fermeture à distance d'un contact libre de potentiel	O	O	
9	Elec	Fonction compteur à budget/prépaiement	N	O	Uniquement l'ouverture, la fermeture et la limitation de puissance à distance supportées. Pas d'intelligence locale pour le calcul du crédit et pas d'affichage du crédit sur l'écran prévu dans les standards
10	Elec	Communication sécurisée	O	O	
11	Elec	Power Quality monitoring conforme à la NBN EN 50160	N	N	Des fonctionnalités limitées de Power quality monitoring sont disponibles mais le compteur ne peut pas être considéré comme un qualimètre au sens de la NBN EN 50160
12	Elec	Reconfiguration et upgrade firmware à distance	O	O	
13	Gaz	Lecture à distance de l'index	O	O	Sans correction de température
14	Gaz	Lecture à distance des courbes de charges	O	O	Au minimum les courbes de charges avec valeurs horaires des 10 derniers jours
15	Gaz	Ouverture et fermeture à distance du clapet de gaz	N	O	Une adaptation est nécessaire afin de répondre à la NBN EN 16314 et aux spécifications Synergrid
16	Gaz	Fonction compteur à budget/prépaiement	N	O	Uniquement l'ouverture et la fermeture à distance sont supportées (adaptations nécessaires, entre autres afin de répondre à la NBN EN 16314 et aux spécifications Synergrid). Pas d'intelligence locale pour le calcul du crédit et pas d'affichage du crédit prévu sur l'écran dans les standards
17	Gaz	Communication sécurisée	O	O	
18	Gaz	Reconfiguration et upgrade firmware à distance	N	O	Prévu, mais la standardisation n'est pas encore finalisée.
19	Gén.	Registre des communications du compteur avec le système du GRD, accessible par le client	N	N	Pas soutenu par les standards sélectionnés. Solution DSMR via écran du compteur n'est pas facile à utiliser et en conflit avec la norme DLMS.
20	Gén.	Port client local	O	O	- Interface gaz/élec combinés ou deux interfaces séparées; - Pas d'authentification ou encryption; interface unidirectionnelle.

N°	Type	Fonctionnalité	Soutenu? (O/N)	Faisant partie de la série minimale ?	Remarque
					- Uniquement des valeurs instantanées, pas d'historique; - L'interface peut être activée et désactivée.
21	Gén.	Supervision du compteur et registre d'alarmes	O	O	Différents types de logs pour différents types d'événements

La CWaPE soutient les fonctionnalités « faisant partie de la série minimale » proposées par le secteur.

Pour le prépaiement, la CWaPE soutient également d'autres fonctionnalités : affichage et mise à jour du crédit restant en temps réel, alarme préventive, activation du crédit de secours. A défaut de pouvoir être implémenté directement dans le compteur, ces fonctionnalités devraient au minimum être supportées via d'autres médias (App, sms, Internet, ...).

Concernant le port de sortie local, la CWaPE est d'avis que celui-ci devrait être autoalimenté à l'instar des connecteurs USB pour permettre l'alimentation électrique d'un module connecté à ce dernier.

De ce même document est extrait le tableau ci-dessous qui reprend la série de données minimales devant être mise à disposition de l'utilisateur via le port client local et via l'écran du compteur :

No	Type d'information	Port client local	Ecran du compteur
1	Identifiant du compteur	O	O
2	Version Interface	O	N
3	Horloge	O	N
4	Index énergie active en prélèvement par time of use	O	O
5	Index énergie active en injection par time of use	O	O
6	Puissance active instantanée en prélèvement	O	O
7	Puissance active instantanée en injection	O	O
8	Time of use actuel	O	O
9	Statut du disjoncteur	O	O
10	Affichage du seuil de déclenchement du compteur en puissance active totale	O	O
11	Affichage du seuil de déclenchement du compteur par une limitation en courant (identique pour chaque phase)	O	O
12	Index compteur gaz	O	O
13	Statut clapet gaz	N	O
14	Message 'Texte libre'	O	N

Enfin, il convient de noter que la flexibilité en temps réel n'est pas une fonction requise du compteur mais peut être réalisée via un module complémentaire relié au compteur par le port de sortie.

Recommandation(s)

- Le compteur doit permettre au minimum les fonctionnalités de base suivantes : enregistrement des données de consommation par 1/4 h pour l'électricité et par 1h pour le gaz, communication bidirectionnelle, pilotage à distance, permettre le prépaiement (y compris modulation de puissance et ouverture/fermeture).
- Donner une base légale aux fonctionnalités minimales.
- Donner une base légale aux données collectées et être conforme au Règlement général sur la protection des données (quelles données sont collectées, pour quel usage, combien de temps, consentement de l'URD, qui est responsable du traitement, ...).

4.4. Autres « fonctionnalités » à prévoir

La CWaPE rappelle qu'il convient d'assurer/de prévoir d'autres « fonctionnalités » pas nécessairement en lien direct avec les compteurs intelligents. La CWaPE en recense actuellement deux :

Le tarif exclusif nuit

La méthodologie tarifaire 2019-2023 prévoit, comme actuellement, un tarif exclusif nuit. Il convient dès lors de maintenir une architecture du comptage qui permette l'application d'un tel tarif.

La recharge des véhicules électriques

L'article 4.12 de la directive 2014/94/UE vise à permettre à tout client final de pouvoir conclure un contrat de fourniture pour la recharge de son véhicule électrique avec un fournisseur distinct de celui de son habitation. Cette fonctionnalité n'a pour l'instant pas encore été implantée dans le MIG 6 et devrait faire l'objet d'un développement ultérieur.

«Art. 4 §12 Les États membres font en sorte que le cadre juridique prévoie la possibilité que l'approvisionnement électrique d'un point de recharge fasse l'objet d'un contrat avec un fournisseur autre que l'entité fournissant de l'électricité à l'habitation ou aux locaux où un point de recharge est situé. »

Recommandation(s)

- Permettre le tarif exclusif nuit
- Permettre la fourniture pour la recharge de son véhicule électrique avec un fournisseur distinct de celui de son habitation.

4.5. Rôle des acteurs de marché

Un des éléments-clés liés à l'apparition des compteurs intelligents est la répartition des rôles, entre les acteurs de marché « non régulés » d'une part, les GRD « régulés » d'autre part. En effet, étant donné les immenses possibilités offertes par la technologie, il convient de définir clairement les limites techniques et les règles d'accès aux données, la nature des données et leur usage.

Pour les raisons exposées plus haut, la CWaPE est d'avis que le compteur placé par le GRD ait la configuration la plus basique possible, permettant toutefois de remplir les fonctionnalités minimales qui lui sont attribuées, et que puisse se greffer dessus, via l'usage du port de sortie standard, les applications développées par les acteurs de marché. Cette conception doit garantir que le GRD prend le moins de risque possible avec un investissement qui doit durer dans le temps, tout en ne freinant pas les développements technologiques extrêmement rapides auxquels on peut s'attendre du côté d'acteurs de marché déployant toute leur créativité.

Ainsi, il revient clairement aux fournisseurs d'énergie ou de services et aux développeurs de tout horizon de dynamiser le marché, en s'adaptant à un système standard robuste aux mains du GRD, et vu comme un élément constitutif du réseau. Ces applications (« apps »), peuvent être installées directement chez l'URD, à proximité du compteur ou de manière déportée, et lui offrir des possibilités d'information (portail web, écran, smartphone...) et de pilotage d'installations (type box ou autre). Il revient essentiellement au marché de piloter des charges sur base de signaux explicites.

Ceci ne veut pas dire que le GRD, comme les fournisseurs, ne peuvent pas développer des tarifs incitatifs générant des comportements vertueux chez les utilisateurs (signaux implicites).

Ensuite, le compteur placé par le GRD doit pouvoir collecter un ensemble de données et les transmettre à un « data manager », qui les met à disposition, selon les règles établies par le GRD (pour sa gestion opérationnelle des flux d'énergie, des pannes, du registre d'accès, du prépaiement etc.) et des acteurs de marché (fournisseurs d'énergie, de services énergétiques ou de services de flexibilité). Etant donné l'usage étendu qui peut être fait de ces données, il est essentiel que ce « data manager » soit un acteur neutre, totalement indépendant, et contrôlé par une autorité de régulation. Il doit également garantir la protection et la sécurité des données à caractère sensible, commercial ou personnel. Enfin, il ne peut évidemment tirer un quelconque avantage commercial de celles-ci.

Depuis la libéralisation du marché, ce rôle est par nature dévolu au GRD. La CWaPE est d'avis qu'il n'y aurait pas de valeur ajoutée à créer un nouvel acteur sur le marché, dès lors que le GRD est supposé remplir les conditions nécessaires, qu'il dispose non seulement de la propriété du compteur, mais aussi de l'expertise, et qu'il lui revient de remplir un rôle de facilitateur de marché. Bien entendu, un unbundling complet et un réel désintéret commercial constituent des préalables incontournables. Subsidiatement se pose la question de savoir si chaque GRD doit mettre en œuvre ce rôle de gestionnaire de donnée, où s'il peut ou doit se fédérer pour ce faire. Cette question ne change rien au concept et doit plutôt être prise en compte lors de la recherche de l'optimum en matière d'intégration du marché, et est par ailleurs liée aux développements autour du MIG6.

Les figures ci-dessous, extraites des comités d'accompagnement, schématisent d'une part l'architecture du concept « smart meter » qui recueille la faveur de la CWaPE, d'autre part les notions associées à chacune des briques du système. En complément du propos tenu ci-dessus, il apparaît plus clairement la distinction entre les flux de données (« datas ») et les « ordres » qui matérialisent les actions dynamiques sur le système :

- les données push/pull entre les systèmes du GRD et le compteur : index, crédits, surveillance d'état ou de tension, périodes tarifaires, etc. ;
- les ordres qui relèvent du GRD dans sa gestion courante et destinés au compteur : coupures, changement de consigne de courant, autorisation d'ouverture, etc. ;
- les données push/pull entre les systèmes des acteurs du marché et leurs interfaces et applications connectées : index, informations diverses, tarifs, ... ;
- les ordres relevant du marché, relayés vers les applications connectées au compteur : pilotage de charge et autres signaux...

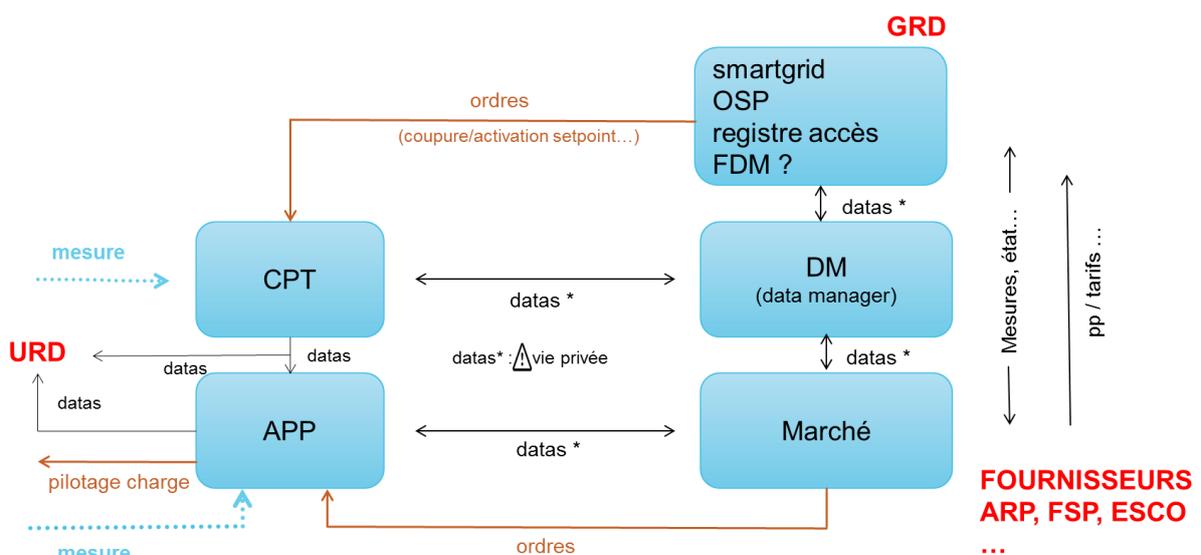


Figure 4 : Rôles de marché (1/2)

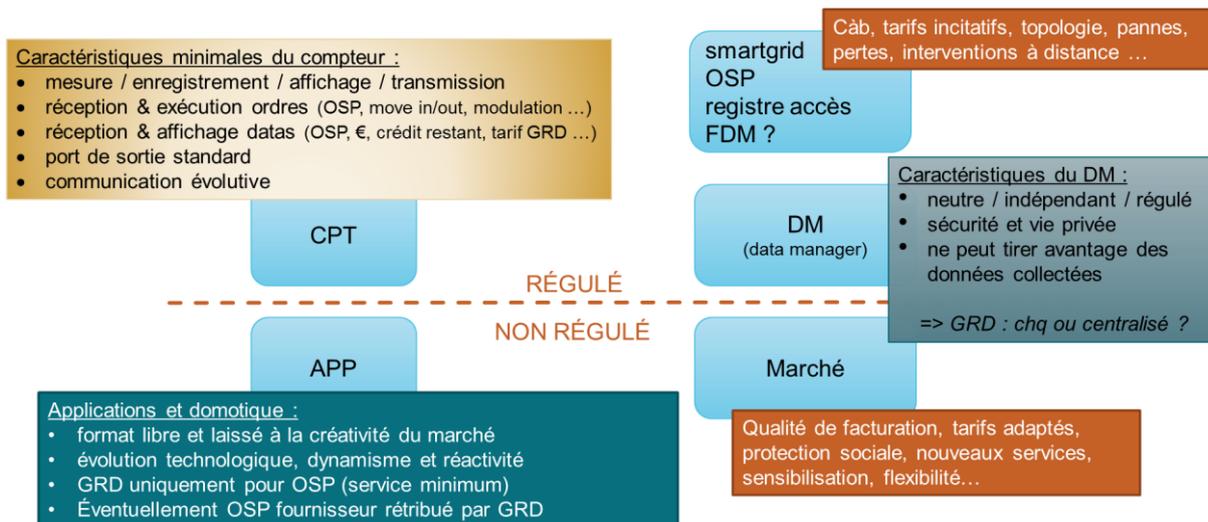


Figure 5 : Rôles de marché (2/2)

Recommandation(s)

- Garantir que le « data manager », en l'occurrence le GRD, soit neutre, indépendant et régulé. C'est lui qui garantit la protection et la sécurité des données à caractère sensible, commercial ou personnel. Il ne peut tirer un quelconque avantage commercial de celles-ci.
- Permettre au GRD de développer comme seuls services énergétiques ceux prévus par les OSP.

4.6. Flexibilité

La CWaPE a souhaité revenir de manière claire sur les attentes en matière de gestion de la flexibilité, qui devrait être permise, jusqu'à une certaine limite, par l'arrivée des compteurs intelligents. Il est en effet apparu que l'éventail de possibles amené par cette nouvelle technologie suscitait, ici aussi, des questions fondamentales sur le rôle et les droits de chacune des parties.

La figure ci-dessus illustre les différents types de flexibilité existant aujourd'hui sur le marché.

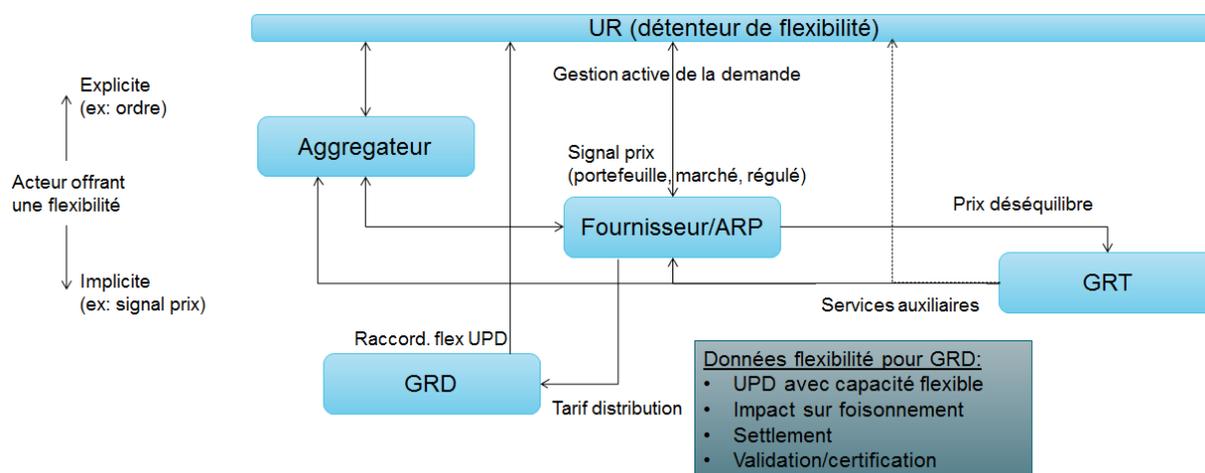


Figure 6 : Flexibilité : Conceptualisation des interactions entre acteur

Force est de constater que les deux seuls leviers sur la flexibilité actuellement activés par les GRD sont la possibilité d'effacer en tout ou en partie certaines unités de production décentralisées via un

raccordement à accès flexible, ainsi que d'éventuels incitants repris dans les tarifs de distribution. Il n'est pas exclu que le GRD pourrait à l'avenir valoriser autrement la flexibilité de ses utilisateurs de réseau.

La vision des GRD en matière de flexibilité pourrait être résumée comme suit : « *l'objectif est de maîtriser les coûts de réseau en évitant de surinvestir, en mettant en place des tarifs incitatifs pour réduire les pics d'injection et de prélèvement de manière structurelle et en faisant appel, en cas de problèmes conjoncturels, à de la flexibilité commerciale et, le cas échéant, d'activer de la flexibilité technique* ».

Cependant, à défaut d'une mise en pratique clairement définie de la flexibilité technique en basse tension ou pour la consommation, la CWaPE recommande que les fonctionnalités du compteur intelligent ne soient pas aujourd'hui inutilement et couteusement étendues au champ des possibles flexibilités qui pourraient éventuellement voir le jour. La technologie évoluant plus rapidement que les rythmes de déploiement, il sera toujours loisible au GRD de faire évoluer les compteurs en fonction de ses besoins dans les prochaines années.

Par ailleurs, concernant la flexibilité, il convient de rappeler les rôles déjà remplis aujourd'hui par le GRD qui continueront à évoluer et à s'adapter, à l'avenir, avec les données des compteurs intelligents, à savoir : la publication et l'analyse des courbes de charge statistiques, et leur utilisation entre autres à des fins de dimensionnement du réseau, la surveillance des flux sur le réseau sur base de données agrégées, la validation des données de comptages et le calcul des données de settlement permettant à tous les acteurs de valoriser la flexibilité, la certification des raccordements pouvant activer la flexibilité pour le GRT de manière explicite.

Enfin, au vu des rôles actuels des GRD en matière de flexibilité, il ne semble donc pas justifié que ce dernier exploite les données fines de comptages de manière personnalisée. La CWaPE recommande donc un usage agrégé sur un ensemble d'utilisateurs de réseau de ces données fines.

Recommandation(s)

- L'utilisation des courbes de charge par le GRD pour la gestion de son réseau ne peut se faire que de manière agrégée sur un ensemble d'URD.

4.7. Tarification réseau

A défaut d'une étude sur les futures structures tarifaires en matière de distribution, prévue pour 2019-2020, la CWaPE recommande que les fonctionnalités du compteur intelligent ne soient pas aujourd'hui inutilement et couteusement étendues au champ des possibles tarifs qui pourraient éventuellement voir le jour. Les fonctionnalités de base actuellement identifiées par Synergrid semblent a priori pouvoir suffire à l'évolution de la tarification du réseau, qui doit pouvoir rester compréhensible par le client final et accessible.

La technologie évoluant plus rapidement que les rythmes de déploiement, il sera toujours loisible au GRD de faire évoluer les compteurs en fonction des besoins en matière de tarif incitatif dans les prochaines années.

Recommandation(s)

- Limiter les fonctionnalités du compteur aux fonctionnalités nécessaires pour éviter des coûts inutiles.

5. ETUDE COMPARATIVE DES SCENARIOS DE DEPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS

5.1. Les scénarios envisagés

Suite au premier comité d'accompagnement, la CWaPE a élaboré un scénario de référence et quelques scénarios alternatifs quant aux déploiements des compteurs intelligents. Ceux-ci sont décrits de manière plus détaillée à l'Annexe II et synthétisés ci-dessous.

Scénario	Standard	Communication privilégiée (alternative)	Déploiement			Remarque
			Durée	Public cible initial	Public cible à terme	
S_{réf}	Linky	PLC (GPRS)	15 ans	CàB, Remplacements, Nouveaux raccordements	Tous	Déploiement par densification des zones CàB
S_{min}	Linky	GPRS	Fct stock CàB disponibles	CàB	CàB	
S_{30 ans}	Linky	GPRS -> PLC	30 ans	Idem S _{réf}	Tous	Idem S _{réf}
S_{5 ans}	Linky	PLC	5 ans	Idem S _{réf}	Tous	Idem S _{réf}
S_{Optimum}	À définir	À définir	À définir	À définir	À définir	

Tableau 1 : Synthèse des scénarios envisagés

Le **scénario de référence (S_{réf})** proposé se base sur le scénario le plus abouti dont disposait la CWaPE au début de l'étude, scénario établi par ORES. Il table sur le déploiement de compteurs intelligents compatibles avec le standard Linky développé par Enedis. La solution de communication privilégiée est de type G3-PLC. Lorsque celle-ci n'est pas possible (densification trop faible, zone rurale isolée, ...), la communication est alors assurée via le réseau de téléphonie mobile (type GPRS ou versions ultérieures). Le déploiement envisagé s'étale sur 15 ans. Au terme de ces 15 ans, l'ensemble du parc wallon BT est équipé de compteurs intelligents. Le plan de déploiement de ce scénario de référence s'intéresse dans un premier temps aux zones à forte concentration de compteurs à budget (CàB) ainsi qu'aux remplacements et aux placements de nouveaux compteurs. Progressivement, le déploiement s'étend ensuite aux compteurs à budget restants et à l'ensemble du parc en s'assurant toujours de densifier prioritairement les zones où des compteurs intelligents sont déjà installés.

Pour le **scénario minimaliste (S_{min})**, les compteurs intelligents sont utilisés uniquement pour remplacer les compteurs à budget actuels appelés à disparaître. Par conséquent, un compteur intelligent sera placé :

- pour toute demande de nouveau placement de compteur à budget ;
- pour toute nouvelle activation de compteur à budget ;
- lors du remplacement d'un compteur à budget actif.

Ce scénario minimaliste a été soumis aux GRD, lesquels ont indiqué :

- qu'il générerait peu ou pas de gains opérationnels ;
- qu'il maintenait à long terme deux systèmes opérationnels (communiquant vs non communiquant) ;
- qu'il ne permettait pas de développer des incitants tarifaires pour le développement optimal de la production renouvelable et de nouvelles applications ;
- qu'il maintenait un niveau de service bas, largement en dessous de celui proposé dans d'autres secteurs (télécom, banques,...).

Par conséquent, ce scénario a été écarté dans la suite de l'étude.

Un **scénario de déploiement en 30 ans (S_{30ans})** a également été soumis aux GRD. Celui-ci doit s'envisager comme une variante du scénario de référence pour lequel le terme est porté à 30 ans au lieu de 15. Ce terme de 30 ans étant cohérent avec la durée de vie des compteurs actuels. La conséquence d'un déploiement plus lent est que les taux de concentration des compteurs intelligents nécessaires au bon fonctionnement de la communication PLC risquent d'être moins vite atteints. Dès lors, il est probable que les communications GPRS soient importantes dans un premier temps.

Ce scénario a été rejeté par ORES justifiant des coûts plus élevés que pour le scénario de référence lié au fait que la communication sans fils est maintenue plus longtemps et que les bénéfices n'arrivent que bien plus tard.

Un **scénario de déploiement en 5 ans (S_{5ans})** à l'instar de ce que réalise Enedis en France a été proposé. Pour les GRD, ce scénario a été jugé irréaliste d'un point de vue opérationnel ; dès lors il n'a pas été étudié par la suite.

Finalement, il a été proposé aux GRD de décrire un **scénario (S_{optimum})** qui pour eux est optimal ; ce qu'a fait RESA et AREWAL. Pour ORES, le scénario optimal était le scénario de référence.

5.2. Les scénarios étudiés

Deux scénarios ont été étudiés en détail en 2017, à savoir ceux d'ORES et de RESA. Les éléments caractéristiques de ces scénarios sont repris ci-dessous :

- **Scénario ORES** (scénario de référence) :
 - Standard du compteur : Linky ;
 - Communication privilégiée : PLC et GPRS en alternative ;
 - Déploiement de type roll-out complet : durée de 15 ans ;
 - Public cible initial : compteurs à budget, remplacements de compteur, nouveaux raccordements ;
 - Public cible à terme : tous les URD ;
 - Déploiement prioritairement par densification des zones à forte concentration en compteurs à budget.
- **Scénario RESA** (scénario segmenté, optimal pour ce GRD) :
 - Standard du compteur : basé sur un cahier des charges commun entre Infrac, EANDIS, Sibelga et RESA ;

- Communication en point à point : 4G LTE et Ethernet en alternative si réseau 4G insuffisant ;
- Déploiement segmenté : environ 40 % du parc couvert après 15 ans et près de 80% après 30 ans ;
- Public cible : compteurs à budget, remplacements de compteurs, nouveaux raccordements, prosumers, gros consommateurs, ... ;

Notons que RESA a transmis à la CWaPE ce scénario dit segmenté ainsi que plusieurs variantes articulées autour de celui-ci : scénario full roll-out (95% après 15 ans, 100% après 30 ans), scénario renforcé (incluant des segments complémentaires comme les prosumers et les clients de plus de 7 500 kWh/an) avec ou sans participation réduite de l'URD demandeur du placement.

Par ailleurs, AREWAL a fait parvenir à la CWaPE une analyse de faisabilité d'un déploiement des compteurs intelligents. Cette analyse a fait ressortir que le scénario cible d'AREWAL est le suivant :

- **Scénario AREWAL :**
 - Standard du compteur : choix non encore arrêté ;
 - Communication : PLC ou LTE-4G – choix non encore arrêté ;
 - Déploiement segmenté : durée de 15 ans ;
 - Public cible initial : compteurs à budget ;
 - Autres cibles : nouveaux raccordements, remplacements de compteur, prosumers, gros consommateurs, ...

Ce scénario n'a pas fait l'objet d'une analyse détaillée, faute de disposer des données nécessaires pour ce faire au moment de la rédaction de cette étude.

5.3. Analyse quantitative/qualitative des scénarios

Les scénarios d'ORES et de RESA ont été analysés au moyen des chiffres mis à la disposition de la CWaPE. Les hypothèses et données utilisées par les GRD ont fait, tout au long de l'année 2017, l'objet d'échanges réguliers entre ces GRD et la CWaPE.

Les résultats présentés ci-après sont à considérer comme étant la meilleure estimation connue dans le sens où des business cases relatifs à ces déploiements de compteurs intelligents seront transmis par les GRD pour le 1^{er} janvier 2018 dans le cadre de leur proposition tarifaire conformément à la méthodologie tarifaire 2019-2023.

5.3.1. Identification des bénéfices

Les GRD ont identifié nombre de bénéfices ou coûts évités, liés au déploiement de compteurs intelligents, qui ont pu être chiffrés.

Ces bénéfices concernent les éléments suivants :

- Les fraudes – pertes administratives et pertes techniques :
 - Les fraudes : les compteurs intelligents devraient permettre de détecter les fraudes au compteur (100 % des fraudes par manipulation du compteur et une partie des fraudes par bypass) ;
 - Les pertes administratives : elles correspondent à des volumes d'énergie non facturés suite à des erreurs administratives. Le remplacement des compteurs

- électromécaniques et l'automatisme de la relève via les compteurs intelligents devrait permettre de réduire substantiellement ces pertes ;
 - Gain sur l'allocation – la réconciliation : l'arrivée des compteurs intelligents va supprimer le recours aux estimations puisque les index sont disponibles à tout moment. En conséquence l'erreur sur l'allocation et donc le rest-term devraient diminuer en fonction du déploiement ;
 - Les pertes techniques : les consommations des compteurs intelligents, concentrateurs et TIC relatifs devraient, compte tenu des spécifications techniques, être sensiblement inférieures à celles des compteurs électro-mécaniques et TCC.
 - Pour ces différents éléments à l'exclusion des pertes techniques, la CWaPE préconise une valorisation de type sociétal : commodity + gridfee + surcharges + CV (HTVA).
- La relève des compteurs :
 - Le déploiement des compteurs intelligents permet d'effectuer à distance et d'automatiser les processus de relevé et de validation. Les gains opérationnels pour les GRD proviennent tant des opérations de relevé périodique que des relevés à la demande. Des économies substantielles devraient être réalisées sur la relève dans la mesure où les index seront rapatriés de manière automatique ;
 - Le bénéfice va croître avec le déploiement des compteurs intelligents ;
 - Les MOZA – les fins de contrat – ouvertures et fermetures de compteurs :
 - Le passage aux compteurs intelligents devrait entraîner la simplification voire la disparition de certaines étapes existantes dans les processus actuels et notamment le remplacement d'une intervention sur place par une opération à distance ou un traitement informatique.
 - Le bénéfice va croître avec le déploiement des compteurs intelligents ;
 - Les compteurs à budget :
 - Pose des compteurs à budget :
Aujourd'hui, lors d'une première demande d'activation d'un compteur à budget, le GRD est amené à placer un compteur à budget spécifique ce qui entraîne inévitablement des coûts de placement. A l'avenir, lorsqu'un fournisseur demandera le passage en prépaiement pour un client qui possède déjà un compteur intelligent, le compteur ne devra plus être remplacé par un compteur à budget spécifique. L'activation ou la désactivation de la fonction prépaiement sur le compteur intelligent pourra se faire à distance et ne nécessitera plus le déplacement d'un agent.
 - Entretien des compteurs à budget :
Le coût spécifique lié à l'entretien des compteurs à budget diminue de manière proportionnelle à la réduction du parc de compteurs à budget.
 - Déplacements inutiles :
Le coût spécifique lié aux déplacements inutiles d'agents internes ou externes dans le cadre du placement de compteur à budget va diminuer progressivement puisque l'activation ne devrait plus nécessiter le déplacement d'un agent une fois en présence d'un compteur intelligent.
 - Activation et désactivation des compteurs à budget :
Dès lors que le compteur intelligent est placé, toute nouvelle demande liée au prépaiement se fera par activation ou désactivation des compteurs. Le coût spécifique lié aux activations et désactivations va diminuer progressivement en fonction du remplacement des compteurs à budget classiques par des compteurs intelligents.
 - Le rechargement des compteurs à budget :

Des économies substantielles vont pouvoir être réalisées sur les rechargements des cartes des compteurs.

- En l'absence de cartes de rechargement à créer, la main-d'œuvre administrative affectée à cette tâche de même que les charges opérationnelles qui y sont liées vont diminuer progressivement ;
- La disparition programmée de Talexus, plateforme actuelle de gestion des rechargements, dès la fin de l'année 2023, va entraîner une réduction progressive des coûts qui y sont liés ;
- Les bureaux d'accueil dont la mission quasi exclusive aujourd'hui concerne le rechargement des cartes des compteurs à budget semblent voués à disparaître suite au remplacement des compteurs à budget classiques par des compteurs intelligents.

Les bénéfices détaillés ci-avant ont été pris en considération dans l'analyse coûts-bénéfices dont les résultats sont commentés plus loin dans le document.

Deux autres bénéfices pourraient le cas échéant être pris en considération par les GRD.

Le premier concerne les gains relatifs à l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE) pour lesquels la CWaPE est d'avis qu'ils seraient plutôt réalisés par un système domestique de gestion de l'énergie (de type « boîte à énergie »), et non par le compteur intelligent lui-même.

Le potentiel de ces gains se trouve davantage dans les mains des acteurs commerciaux. Il est par ailleurs difficile d'avoir des chiffres objectivés de cet effet URE relatifs à un déploiement de compteurs intelligents dans un pays étranger.

Néanmoins, le prépaiement sur base volontaire offert via le service minimum du GRD peut constituer une piste à explorer afin de conscientiser l'URD à sa consommation d'énergie. En outre, la CWaPE encourage vivement les GRD souhaitant explorer cet effet URE, le cas échéant en collaboration avec des fournisseurs ou des FSP, à se lancer dans un pilote de démonstration, afin d'objectiver ces gains.

Sur base de résultats effectivement mesurés en matière d'effet URE au travers d'un tel projet de démonstration, ce bénéfice pourrait raisonnablement être intégré au business case via une valorisation se limitant à la composante énergie uniquement.

Le second bénéfice concerne les gains relatifs à la flexibilité qui peuvent être réalisés, entre autres, grâce au compteur intelligent et à la valorisation de ses mesures de consommations en régime de comptage 3 sous MIG 6, pour peu que l'URD concerné ait des charges flexibles.

La CWaPE engage les GRD qui souhaiteraient explorer cet effet flexibilité, en collaboration avec des fournisseurs ou des FSP, à se lancer dans un pilote de démonstration, afin d'objectiver ces gains.

Sur base de résultats effectivement mesurés en matière de flexibilité au travers d'un tel projet de démonstration, ce bénéfice pourrait raisonnablement être intégré au business case.

Recommandation(s)

- Encourager quelques projets-pilotes visant à objectiver les gains en matière d'URE et de flexibilité liés aux compteurs intelligents.

5.3.2. Identification des coûts

Un projet de déploiement de compteurs intelligents peut généralement être scindé en deux phases : une phase de construction et une phase de déploiement opérationnel.

La phase de construction vise à mettre en place les différents composants de l'infrastructure de comptage intelligent nécessaires au démarrage de la phase de déploiement. Cette phase peut le cas échéant être clôturée par un projet pilote visant à tester le fonctionnement en conditions réelles et à grande échelle de la solution de comptage intelligent. Une fois cette première phase terminée, le déploiement opérationnel des compteurs intelligents peut débuter.

Dans le cadre de l'analyse, les coûts générés par le passage aux compteurs intelligents ont été répartis en quatre catégories, indépendamment du fait que les coûts concernés interviennent en phase de construction ou en phase de déploiement.

Ces quatre catégories sont les suivantes :

- Investissement Infrastructures :
 - Placement ou remplacement de compteurs intelligents ;
 - Remplacement systématique des compteurs à budget classiques ;
 - Placement de concentrateurs ;
 - ...
- Investissement IT / Maintenance IT :
 - Adaptation des systèmes existants lorsque cela s'avère nécessaire ;
 - Mise en place de nouveaux systèmes informatiques comprenant entre autres un outil de planification du déploiement ainsi qu'un outil de collecte des données des compteurs et de supervision de la chaîne communicante ;
 - Renouvellement des systèmes IT après une certaine période d'utilisation ;
 - Maintenance des différents systèmes informatiques et autres applications.
- Coûts de télécommunication ;
- Autres coûts :
 - Coûts de gestion de projet ;
 - Coûts de formation ;
 - Coûts de communication ;
 - ...

5.3.3. Analyse coûts-bénéfices et recherche de l'optimum pour l'URD

L'analyse coûts-bénéfices a été réalisée sur une **version provisoire** des business cases de RESA et d'ORES telle que mise à disposition de la CWaPE par les GRD concernés.

Outre le scénario retenu par chaque GRD, soit un déploiement segmenté pour RESA et un full roll-out pour ORES, la CWaPE a également mis en perspective des scénarios similaires mais fictifs pour chaque GRD dans le seul but de les rendre comparables.

Au final, l'analyse a porté sur les éléments suivants :

- ORES :
 - Un scénario de full roll-out après 15 ans pour l'électricité et le remplacement des compteurs à budget en gaz. Pour ce scénario comme pour les autres, les coûts et bénéfices ont été pris en compte sur une période de 30 ans ;

- Un scénario de full roll-out après 15 ans pour l'électricité, pour lequel les coûts et bénéfices ont été repris sur une période de 30 ans (le gaz n'ayant pas été envisagé, en vue de permettre une analyse comparative avec RESA).
- RESA :
 - Un scénario de déploiement segmenté avec 79 % de compteurs intelligents placés après 30 ans ;
 - Un scénario de full roll-out sur 30 ans (100 % de compteurs intelligents placés).
- Périodes prises en considération :
 - RESA : Coûts de 2019 à 2050 / Bénéfices de 2021 à 2050 ;
 - ORES : Coûts de 2018 à 2048 / Bénéfices de 2019 à 2048.
- Autres hypothèses :
 - Montants actualisés sur base d'un WACC donné de 4,053 % applicable dès 2018 ;
 - Montants ramenés par EAN électricité.

L'analyse des quatre scénarios donne les **résultats provisoires** suivants :

	Bénéfices	Surcoûts
ORES (Roll-out / E + G)	575 €/EAN	579 €/EAN
ORES (Roll-out / E only)	527 €/EAN	488 €/EAN
RESA (Déploiement segmenté)	377 €/EAN	395 €/EAN
RESA (Roll-out)	551 €/EAN	573 €/EAN

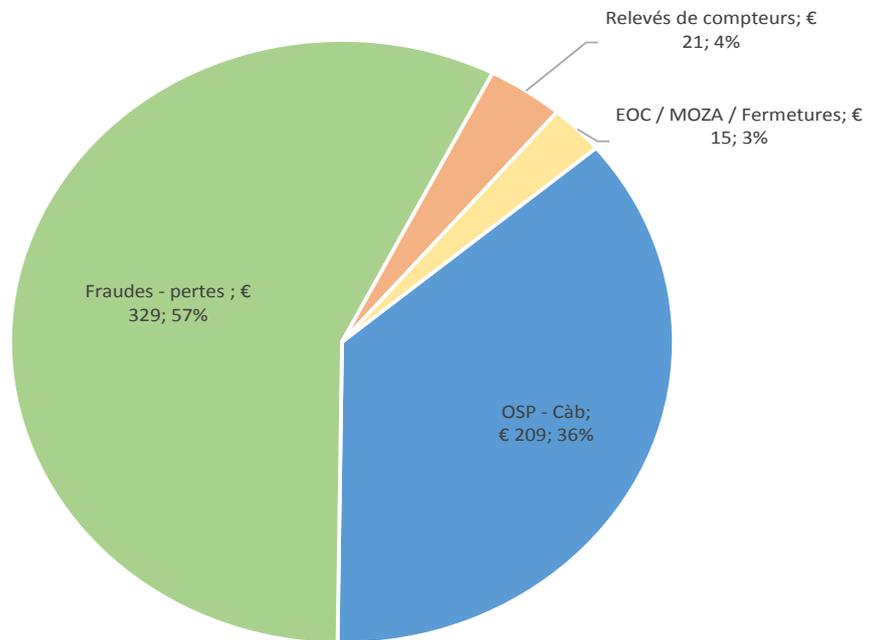
Tableau 2: Coûts-bénéfices des compteurs intelligents, montants actualisés et cumulés sur 30 ans rapportés par compteur

Ces résultats tendent à montrer que le scénario full roll-out d'ORES est proche de l'équilibre alors que le scénario de déploiement segmenté envisagé par RESA, dont le résultat est certes négatif, n'est guère éloigné non plus de l'équilibre.

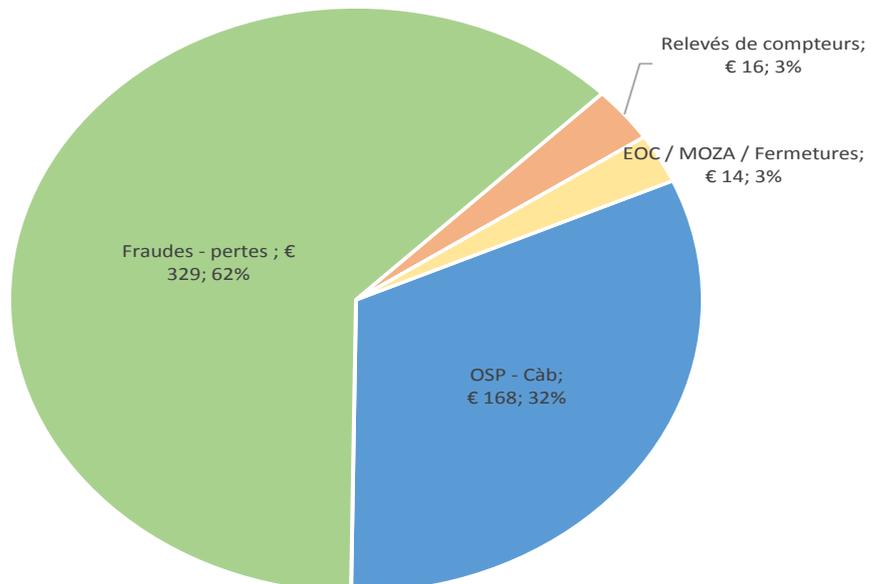
Les figures qui suivent visent à mettre en évidence les bénéfices, les coûts et la valeur actuelle nette (VAN) des différents scénarios, les bénéfices et les coûts étant déclinés selon les différentes catégories évoquées ci-avant.

La répartition des bénéfices dans les deux scénarios étudiés pour ORES est la suivante :

**ORES roll-out complet/ actualisé
postes de bénéfices (575 €/EAN sur 30 ans)**

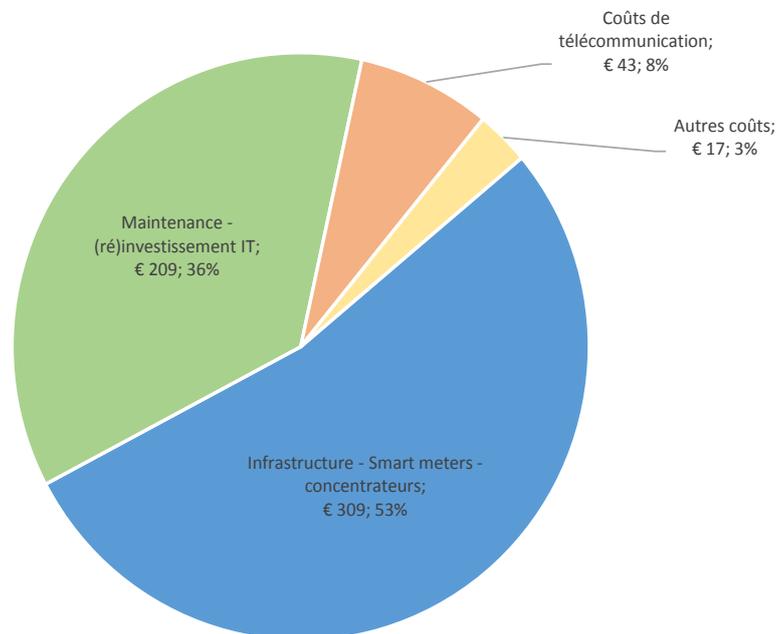


**ORES roll-out complet/ actualisé / E only
postes de bénéfices (527 €/EAN sur 30 ans)**

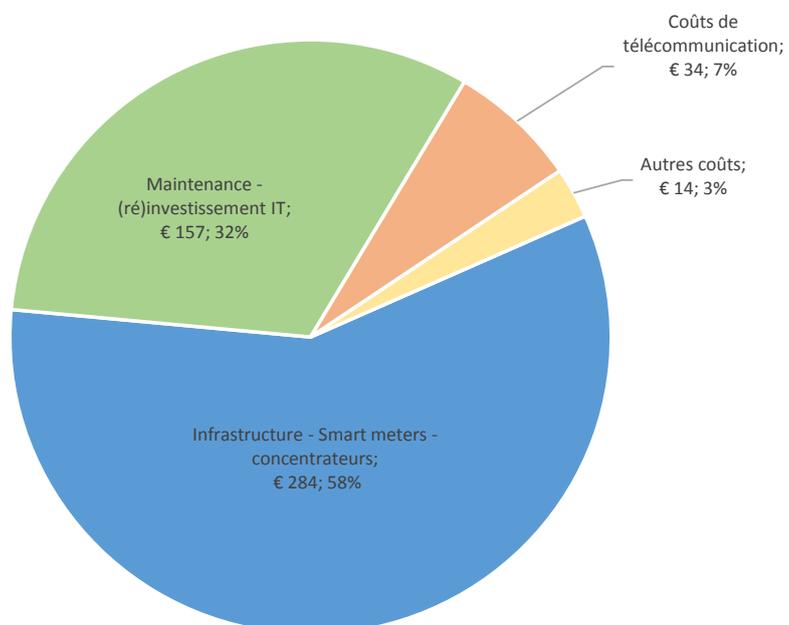


La répartition des coûts dans les deux scénarios étudiés pour ORES est la suivante :

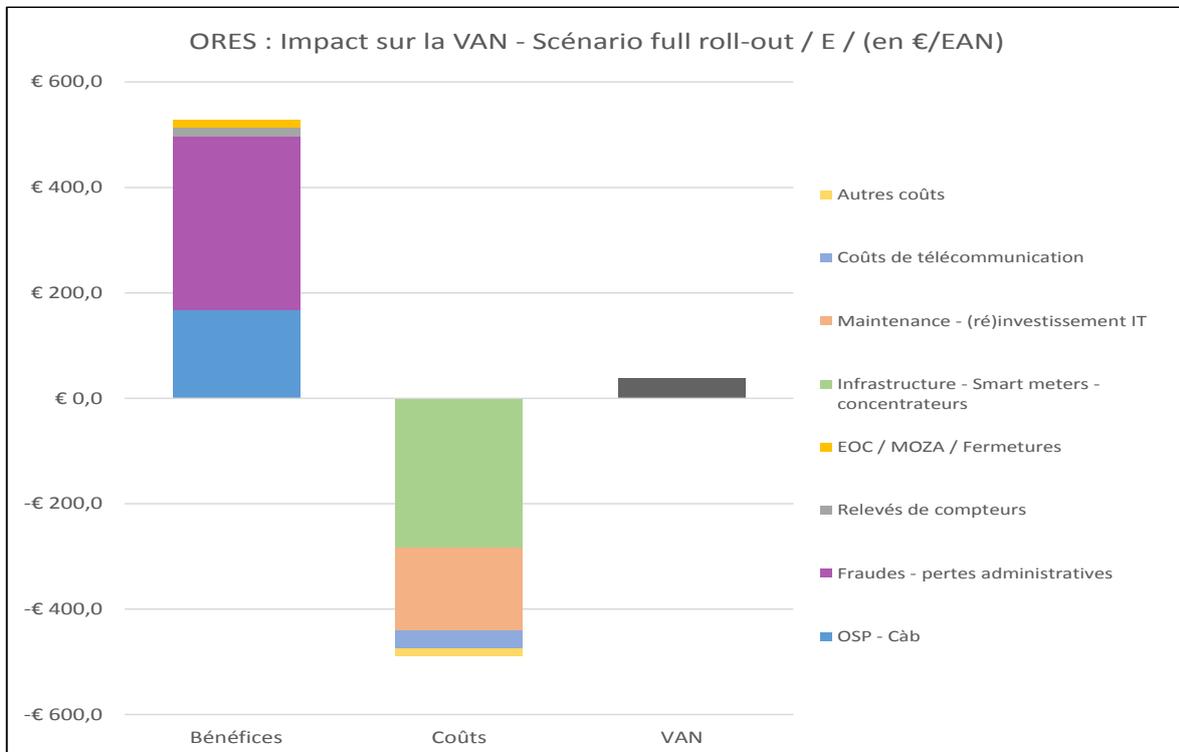
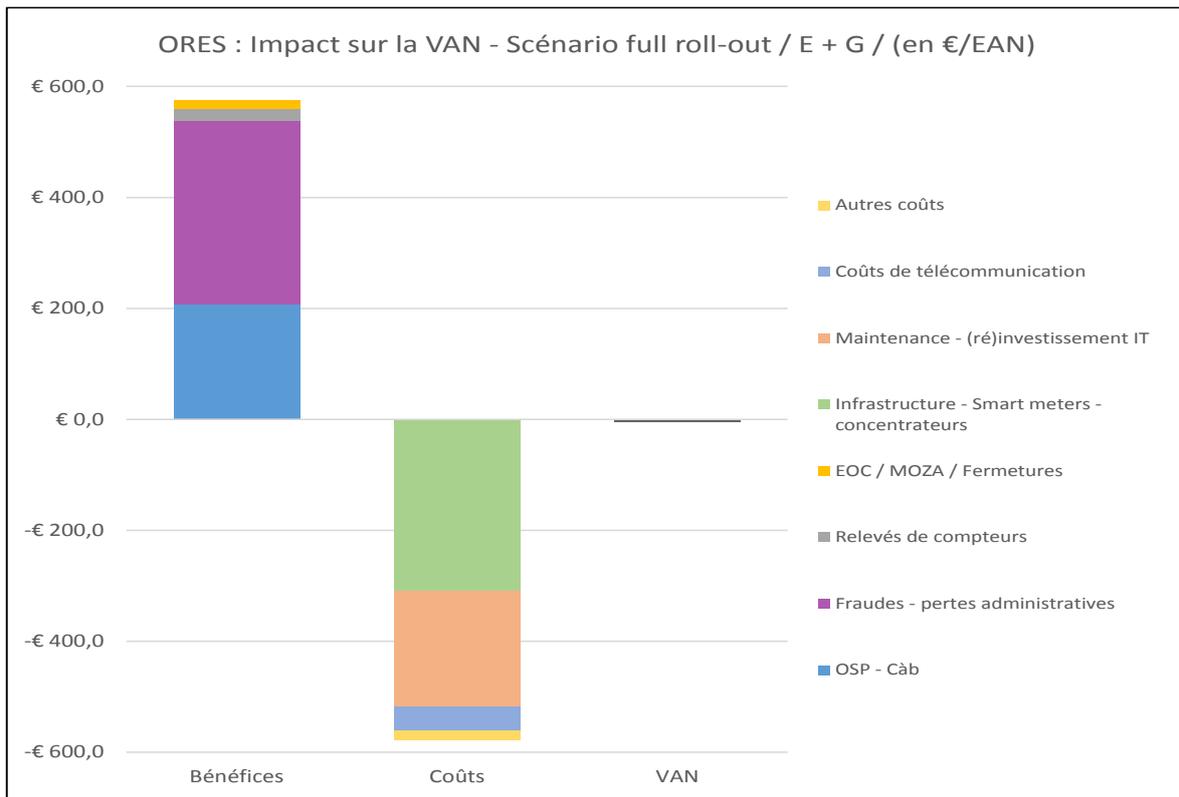
**ORES roll-out complet/ actualisé
postes de coûts (579 €/EAN sur 30 ans)**



**ORES roll-out complet/ actualisé / E only
postes de coûts (488 €/EAN sur 30 ans)**

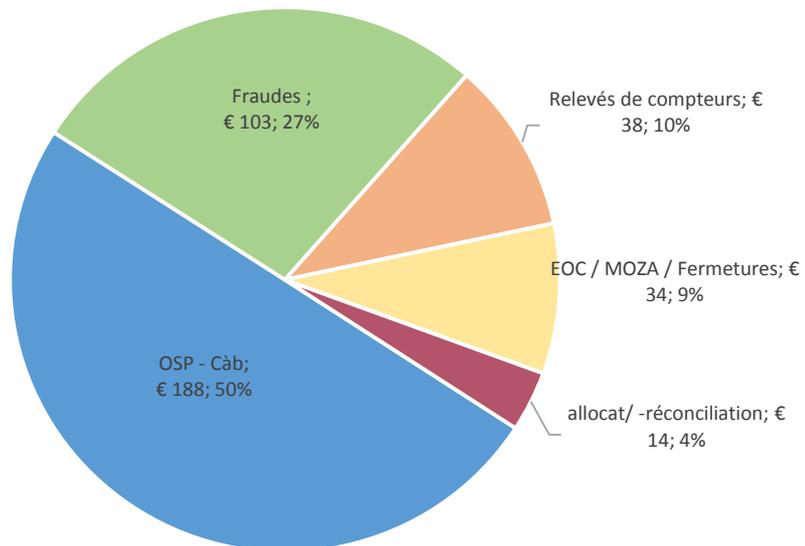


La répartition de la VAN dans les deux scénarios étudiés pour ORES est la suivante :

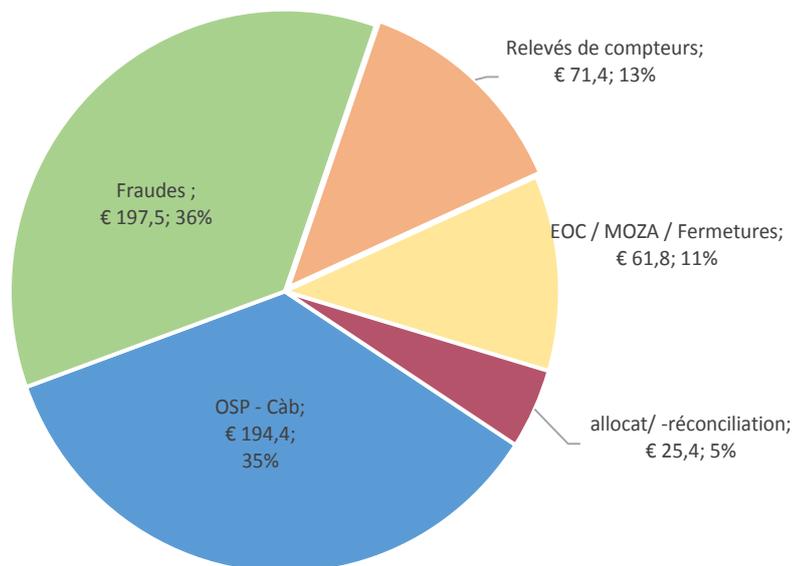


La répartition des bénéfices dans les deux scénarios étudiés pour RESA est la suivante :

**RESA déploiement segmenté / actualisé/
postes de bénéfices (377 €/EAN sur 30 ans)**

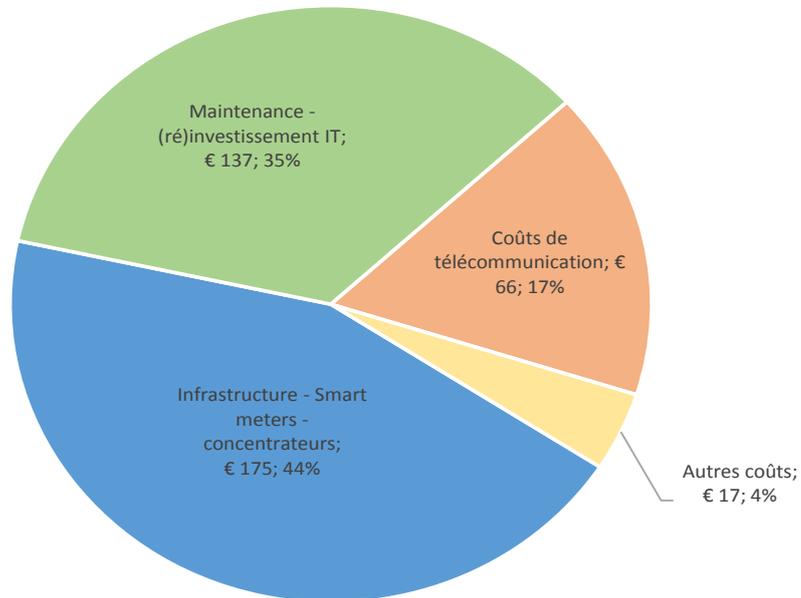


**RESA roll-out complet/ actualisé/
postes de bénéfices (551 €/EAN sur 30 ans)**

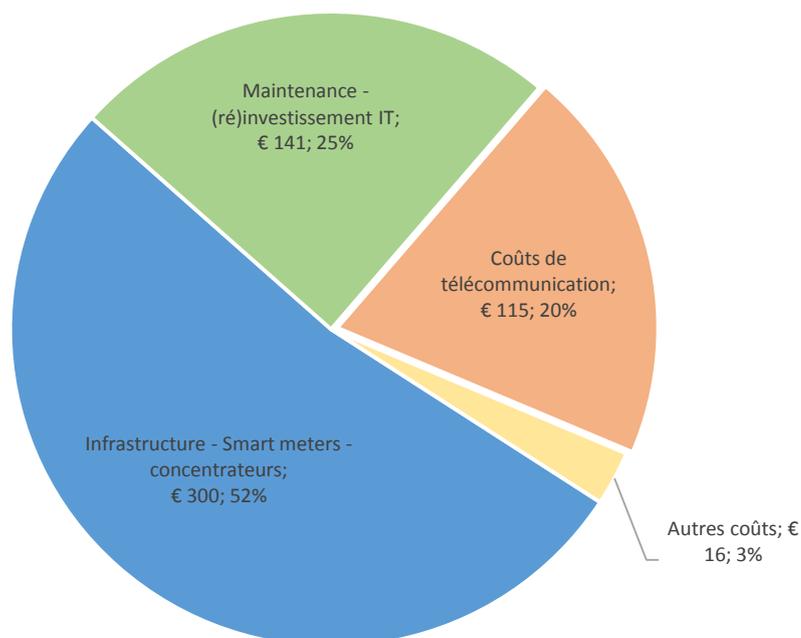


La répartition des coûts dans les deux scénarios étudiés pour RESA est la suivante :

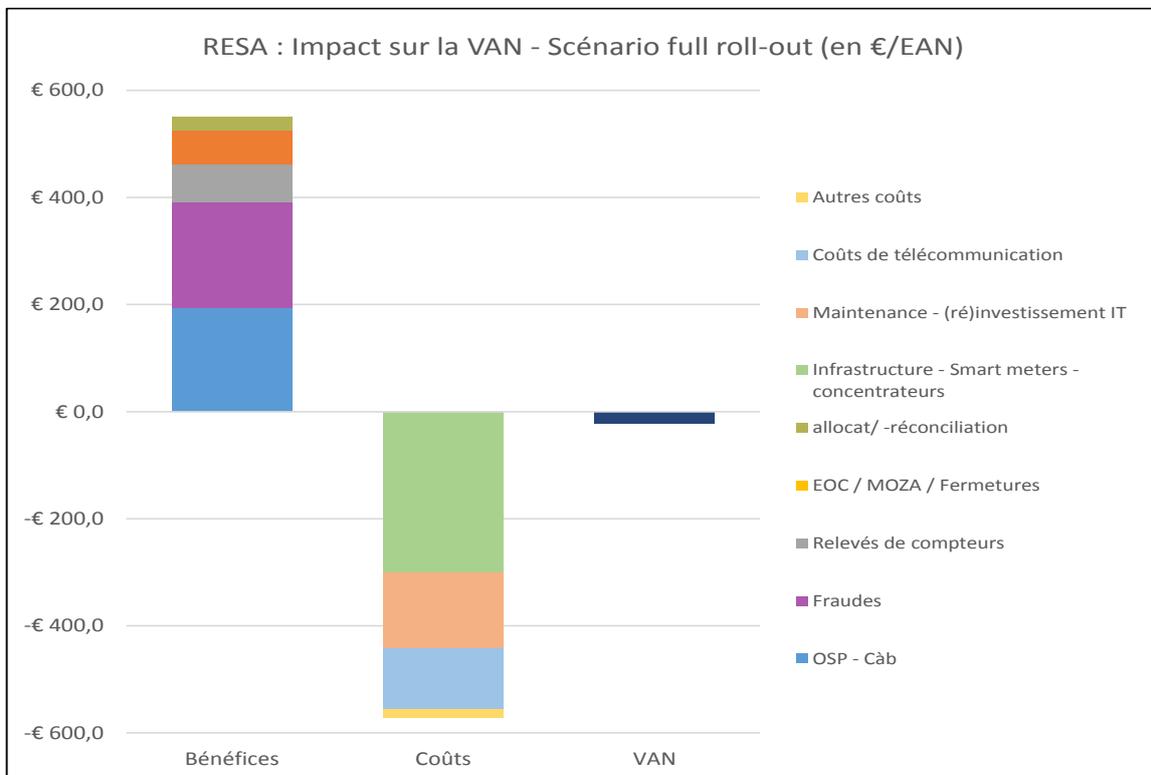
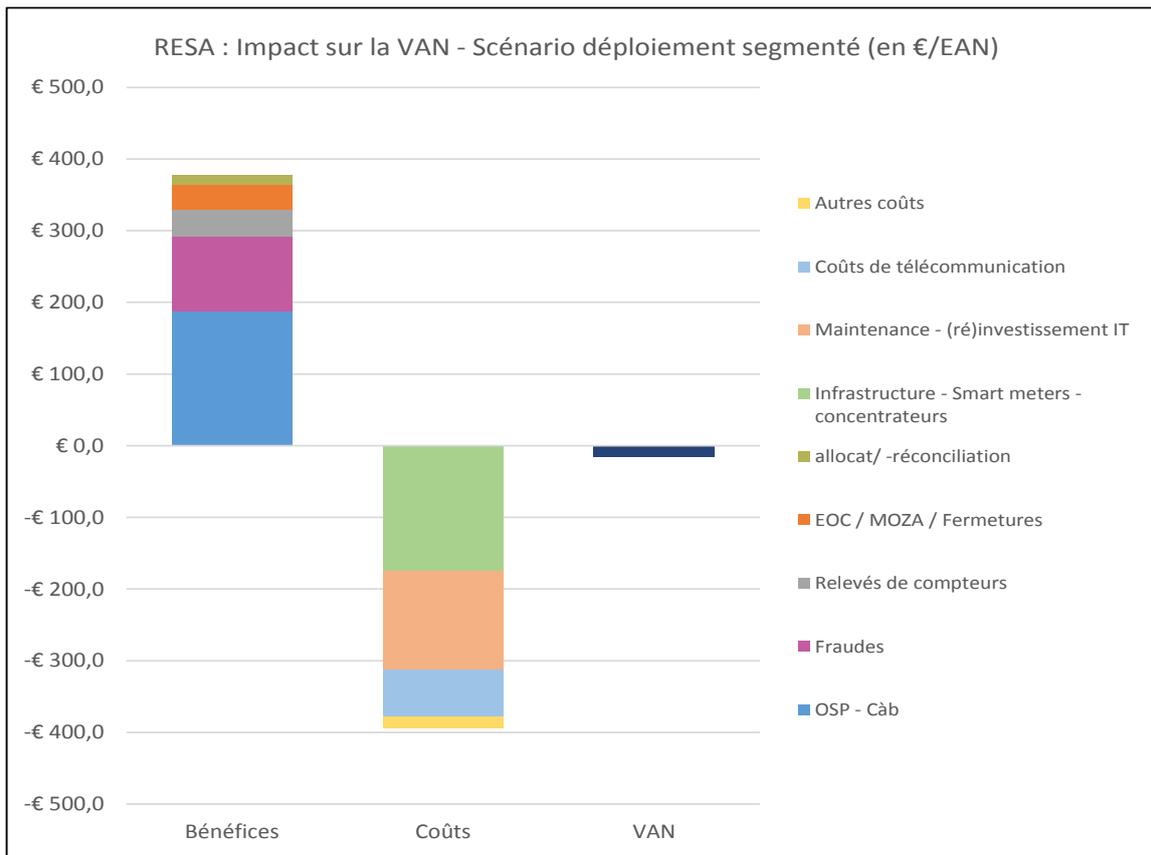
**RESA déploiement segmenté / actualisé/
postes de couts (395 €/EAN sur 30 ans)**



**RESA roll-out complet/ actualisé/
postes de couts (573 €/EAN sur 30 ans)**



La répartition de la VAN dans les deux scénarios étudiés pour RESA est la suivante :



5.4. Scénario pour le gaz

Pour le gaz, l'hypothèse retenue est celle d'un scénario de déploiement limité de compteurs intelligents dans le cadre du prépaiement, soit dans un premier temps uniquement pour le remplacement des compteurs à budget gaz actuels et pour les nouvelles demandes de passage en prépaiement.

Il convient de préciser que, pour assurer l'obligation de service public liée au prépaiement, le compteur gaz doit être muni d'un organe de coupure garantissant un débit de fuite inférieur ou égal à celui requis dans les prescriptions techniques éditées par le secteur. Aujourd'hui, la majorité des compteurs gaz commercialisés et dits intelligents sont dans les faits des compteurs communicants dépourvus de cet organe de coupure.

5.5. Synergies potentielles

A ce stade, l'étude n'a pas approfondi la question des synergies qui permettraient d'améliorer les business cases. Il existe néanmoins un intérêt pour la relève des compteurs d'eau, mais les tests n'ont pas apporté d'éléments démontrant à ce jour un intérêt économique à de telles synergies.

La CWaPE recommande dès lors que les fonctionnalités du compteur intelligent ne soient pas aujourd'hui inutilement et coûteusement étendues au champ des possibles synergies qui pourraient éventuellement un jour faire sens. La technologie évoluant plus rapidement que les rythmes de déploiement, il sera toujours loisible au GRD de faire évoluer les compteurs si de telles synergies devaient s'avérer bénéfiques d'un point de vue sociétal.

6. ENCADRER LE DEPLOIEMENT

6.1. Répondre aux inquiétudes

L'actualité du déploiement dans différents pays, de même que certains signaux récurrents dans les médias ont retenu l'attention de la CWaPE. Dès lors, celle-ci a souhaité recueillir les sentiments, même négatifs, des différents interlocuteurs, afin d'analyser les réponses possibles.

Lors du premier comité d'accompagnement de cette étude, les participants ont ainsi eu la possibilité d'exprimer leurs craintes relatives au déploiement des compteurs intelligents. La liste des craintes peut être consultée à l'Annexe VI.

Les pages suivantes tentent d'apporter des réponses à ces craintes couvrant des domaines très variés, et formuler des recommandations pour mieux encadrer le déploiement afin de contenir au mieux les inconvénients potentiels ou avérés.

6.1.1. Sécurité et fiabilité du système

Sécurité du système

Comme tout objet connecté, les compteurs communicants suscitent des craintes quant à leur exposition au risque de piratage. Constructeurs et exploitants de compteurs communicants sont dès lors naturellement sensibilisés à ce risque et mettent en œuvre les moyens nécessaires en vue de le mitiger.

Ainsi, toutes les communications entre compteurs, concentrateurs et systèmes informatiques du GRD devront être cryptées aux moyens de clés complexes régulièrement changées. L'ajout de certificats électroniques permet en plus d'identifier et d'authentifier les parties s'échangeant des informations. Les dispositifs et procédures mis en place pour garantir la sécurité des systèmes suivent des normes internationales comme par exemple l'ISO/CEI 27000.

Interpellés sur ces aspects liés à la sécurité, les principaux GRD nous ont transmis les réponses suivantes :

GRD	Quelles protections le GRD compte-t-il mettre en œuvre afin d'éviter des problèmes liés au hacking des systèmes et/ou des compteurs ? Dans le cas d'un hacking généralisé, est-ce que cela pourrait-il conduire à un black-out ?
ORES	<p>« L'ensemble des échanges entre les différentes interfaces de communication des compteurs et concentrateurs sont chiffrés, authentifiés et garantis en intégrité par des mécanismes de cryptographie symétrique et asymétrique. L'utilisation de certificats vient renforcer ces mécanismes. Les concentrateurs sont équipés d'un module de sécurité permettant de protéger les éléments cryptographiques utilisés par le concentrateur.</p> <p>Dans le cadre du système Linky déployé en France, une analyse EBIOS (Expression des Besoins et Identification des Objectifs de Sécurité) a été menée par ENEDIS afin de mettre en évidence les risques éventuels liés au déploiement d'un système de comptage intelligent et de prévoir des mesures adéquates (utilisation de plusieurs clés de chiffrement pour toutes les communications, changement régulier des clés, etc.).</p> <p>Par ailleurs, le système Linky est soumis à une certification de sécurité de premier niveau (le niveau le plus élevé) validée par l'ANSSI (Agence Nationale de la Sécurité des Systèmes d'Information). Le risque de black-out suite à une attaque du système a été identifié comme un risque intolérable. Les mesures afin d'éliminer ce risque ont été mises en application dans le système de sécurité implémenté sur Linky. »</p>
RESA	<p>« Dans le cadre de sa politique de sécurité de l'information, RESA a entamé un programme de gestion de la sécurité sur le périmètre Smart Meter.</p>

GRD	Quelles protections le GRD compte-t-il mettre en œuvre afin d'éviter des problèmes liés au hacking des systèmes et/ou des compteurs ? Dans le cas d'un hacking généralisé, est-ce que cela pourrait-il conduire à un black-out ?
	<p>Un ensemble d'activités de gestion de l' « Information Security » a été défini ainsi qu'une politique générale. Celle-ci est répercutée sur diverses autres politiques spécifiques, ciblant les différents aspects et intervenants du projet Smart Meter. Elles visent à aligner, de manière transversale et systémique, les différents intervenants sur les besoins, les conditions et les options liés à la sécurisation du système d'information.</p> <p>Les objectifs de sécurité sont alignés avec la norme ISO/IEC 27001 : 2013. Le programme de gestion sécurité de l'information est basé sur les recommandations internationales ISO/IEC 27002:2011 en vue d'élever et de maintenir la capacité et la maturité dans la gestion de la sécurité. Les différentes activités du programme ont été priorisées selon le résultat d'une première analyse de risque et du plan de mitigation des risques identifiés. »</p>
AREWAL	(Non répondu)

Les aspects liés à la protection des données à caractère personnel sont quant à eux traités de manière plus détaillée au chapitre 6.1.2.

Fiabilité

Une récente étude¹¹ de l'Université de Twente (Pays-Bas) a jeté le discrédit sur les compteurs intelligents. Pour cette étude, les chercheurs ont connecté neuf compteurs intelligents construits entre 2004 et 2014 à un tableau électrique afin de mesurer la consommation des différents appareils. Résultats de l'expérimentation : cinq des neuf compteurs affichaient une consommation bien plus élevée que la consommation réelle (jusque +582% !).

L'utilisation d'éclairage LED, qui altère la forme de l'onde électrique, couplé à des compteurs utilisant l'effet Hall ou l'enroulement de Rogowski pour mesurer l'intensité du courant est la principale raison des écarts observés.

Les fabricants européens de compteurs ont réagi via l'*European Smart Metering Industry Group* (ESMIG) dénonçant les conditions artificielles dans lesquelles se sont déroulés les tests. Ces conditions (30 ampoules LED connectées à un même variateur de lumière) dépassent largement ce que l'on peut trouver dans une habitation normale. Pour l'ESMI, il n'y a aucune raison de remettre en question la technologie liée aux compteurs intelligents. De leur côté, les principaux fabricants de compteurs Linky affirment que ce dernier n'a pas été repris dans les tests et qu'il n'utilise ni l'effet Hall, ni l'enroulement de Rogowski pour mesurer le courant.

Durée de vie des compteurs

La durée de vie des compteurs garantie par les fabricants se situe entre 15 et 20 ans. Elle est donc équivalente à la durée de vie des compteurs électroniques déjà présents sur les réseaux (en Belgique et à l'étranger¹²).

En France, fort de son expérience, Enedis estime la durée de vie moyenne de ses compteurs à 20 ans avec un taux de panne maximal garanti par les fabricants et défini dans les spécifications techniques (maximum 1% la première année et maximum 0,5% à partir la deuxième année). Suite au déploiement déjà réalisé d'environ 3 millions de compteurs Linky, Enedis a mesuré un taux de panne de 0,02% au

¹¹ « *Static Energy Meter Errors Caused by Conducted Electromagnetic Interference* », University of Twente Enschede, 2017, Frank Leferink *et al.*

¹² En France, le compteur bleu électronique est par exemple implanté depuis plus de 25 ans garantissant un retour d'expérience suffisant.

placement du compteur, le taux de panne sur la durée de vie totale du compteur devra être confirmé par l'usage.

Recommandation(s)

- Assurer la sécurité des systèmes informatiques des systèmes sur base d'application de standard et/ou normes internationales reconnues (ex. ISO/CEI 27000).
- S'assurer que les compteurs répondent à la Directive MID (précision, ...).
- Obtenir les garanties constructeurs quant à une durée de vie de minimum 15 ans pour le compteur.

6.1.2. Protection des données à caractère personnel

Les GRD traitent déjà actuellement un nombre important de données à caractère personnel. Le changement de technologie de comptage ne change rien aux procédures et mesures de protection du consommateur prévues dans les législations applicables aux GRD.

Toutefois la perspective d'un déploiement de compteurs communicants ou intelligents suscite évidemment des questions quant à la confidentialité des données et nécessitera une vigilance accrue tant l'étendue et la quantité données collectées seront accrues. Les craintes sont en effet multiples : « on va savoir ce que je consomme et quand », « on saura quand je suis en vacances », « les fournisseurs vont faire leur shopping parmi les clients », ...

Protection de la vie privée

Toutes ces données sont toutefois soumises aux dispositions générales de protection de la vie privée et il convient de respecter les législations européennes (cf. encadré ci-dessous) et belges en la matière.

En Belgique c'est la Commission de la Protection de la Vie Privée (CPVP) qui est compétente pour ces aspects. Cette dernière a confirmé que « toutes les données des compteurs résidentiels doivent être considérées comme personnelles (même les données liées aux réseaux) et ne peuvent jamais être considérées comme anonymes ». Les GRD ne peuvent donc pas collecter n'importe quoi comme données et sont par ailleurs soumis à la confidentialité de celles-ci. Le GRD ne devra donc utiliser les données fines d'un utilisateur de réseau en particulier uniquement lorsque cela s'avèrera strictement nécessaire et devra privilégier autant que possible l'usage de données agrégées.

Règlement général sur la protection des données (UE/2016/679)

Ce règlement a été adopté par le Parlement Européen en avril 2016 et, après une période transitoire de 2 ans, entrera pleinement en vigueur le 25 mai 2018. Il remplace la directive adoptée en 1995 et impose, sous certaines conditions, une politique relative à la collecte, l'utilisation et la gestion des données à caractère personnel. Ce règlement repose sur huit principes qui imposent que les données à caractère personnel soient:

- traitées de manière licite, loyale et transparent ;
- traitées conformément aux droits des personnes concernées (droit d'accès, de rectification, droits à l'oubli, pas de marketing direct, ...) ;
- adéquates, pertinentes et limitées à ce qui est nécessaire ;
- traitées uniquement pour des finalités déterminées ;
- exactes et tenues à jour ;
- conservées de manière sécurisée ;
- conservées pour une durée limitée au strict minimum ;
- non transférables vers des pays tiers sans une protection adéquate.

Ce règlement reprend également des obligations de :

- documentation : mise en place d'un registre de données contenant entre autres la nature et la finalité du traitement, les catégories des personnes concernées, l'endroit où les données sont tenues à jour, l'identité des personnes qui collectent et mettent à jour les données, les détails des transferts et leur finalité, la durée de conservation,
- désigner un « Data Protection Officer » chargé de conseiller l'entreprise mais également de s'assurer du respect des dispositions du Règlement
- notification à l'autorité de contrôle d'une violation de données à caractère personnel.

Courbe de charge

La courbe de charge, c'est-à-dire l'enregistrement du profil de consommation à intervalle régulier, est probablement la donnée la plus sensible.

Dès le début de la réflexion relative au déploiement des compteurs intelligents, la CWaPE a souhaité que cette courbe de charge ne soit pas automatiquement transmise aux acteurs commerciaux. Dès lors la courbe de charge, si elle peut être collectée par le GRD et utilisée autant que possible de manière agrégée pour la gestion de son réseau, ne peut pas être transmise au fournisseur sans l'accord explicite du consommateur.

La CWaPE recommande donc que le régime de comptage par défaut soit le régime 1 (voir §4.2). Ceci signifie donc que, par exemple, lors d'un déménagement, le régime de comptage du nouvel arrivant soit le régime 1 même si le compteur était précédemment exploité en régime de comptage 3. Seule exception possible, si le placement du compteur intelligent intervient à la demande de l'URD, le régime de comptage qui prévaut est alors le régime 3.

Data Protection Impact Assessment

Au niveau européen, une réflexion a été initiée dès 2009 par la constitution d'une *Smart Grid Task Force* dont le but était de conseiller la Commission sur les questions liées au déploiement et au développement des réseaux intelligents et de contribuer ainsi à façonner la politique européenne en la matière. De cette Task Force a notamment découlé la recommandation de la Commission du 10

octobre 2014 concernant le modèle¹³ d'analyse d'impact sur la protection des données (DPIA) des réseaux intelligents et des systèmes intelligents de mesure. Cette recommandation a ensuite été un des éléments repris dans le règlement général sur la protection des données¹⁴ (cf. encadré ci-dessus).

Dès 2015, les GRD, les régulateurs et la Commission de la Protection de la Vie Privée (CPVP) se sont rencontrés pour échanger leurs points de vue en rapport avec le déploiement de compteurs communicants. Les GRD wallons ont ensuite élaboré un document commun¹⁵ (cf. encadré ci-dessous) reprenant les principes généraux pour la réalisation de l'analyse d'impact sur la protection des données suivant ainsi les recommandations de la Commission de la Protection de la Vie Privée. Par la suite, chaque GRD est amené à réaliser sa propre analyse d'impacts sur base de ces principes généraux et documenter ses choix technologiques et opérationnels.

Correctement réalisée, implémentée et régulièrement mise à jour, cette évaluation d'impacts apporte ainsi des garanties quant à la protection des données à caractère personnel.

A ce jour (et à notre connaissance), seul ORES a réalisé sa propre DPIA sur base du document élaboré en commun par les GRD.

En quoi consiste et que contient la DPIA (sur base du socle commun établi par les GRD) ?

Il s'agit avant tout d'un document :

- décrivant les données collectées, leurs traitements (systèmes IT, personnels, ...) et finalités ;
- identifiant les conditions et les risques susceptibles de compromettre la confidentialité de ces données;
- caractérisant chaque risque en fonction de son impact et de sa probabilité de leur survenance ;
- identifiant les contrôles ou moyens permettant de mitiger les risques non acceptables ;
- détermination des risques résiduels (après mitigation) et acceptabilité ou non de ceux-ci.

Ce document est donc plus qu'une simple analyse d'impacts et constitue une partie du processus de gestion des risques du GRD. Rédigé dès le début de la réflexion sur déploiement des compteurs intelligents, ce document doit permettre au GRD de soutenir sa prise de décision quant aux grandes orientations (choix du matériel, de la chaîne de communication, des outils IT, ...).

Recommandation(s)

- Le régime de comptage par défaut est le régime 1 ; toutefois si la demande de placement d'un compteur intelligent intervient à la demande de l'URD, le régime de comptage qui prévaut est alors le régime 3.
- Chaque GRD doit mener sa propre analyse d'impact et de la mettre régulièrement à jour (à notre connaissance, seul ORES aurait réalisé une telle analyse).
- La CWaPE recommande de maintenir des contacts entre GRD et la Commission Vie Privée.

¹³ « *Data Protection Impact Assessment (DPIA) Template for Smart Grid and Smart Metering systems* » : <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014H0724&from=FR>

¹⁴ « *RÈGLEMENT (UE) 2016/679 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données à caractère personnel et à la libre circulation de ces données, et abrogeant la directive 95/46/CE (règlement général sur la protection des données)* » : <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32016R0679>

¹⁵ « *Compteurs intelligents en Wallonie. Analyse d'impact sur la protection de la vie privée. Principes généraux – Socle commun aux GRD wallons* », version 1.0 du 23/12/2015

- La CWaPE invite le législateur à s’inspirer des avis remis par la CPVP concernant d’une part la *conceptnota* du Gouvernement flamand (avis n°17/2017), d’autre part le projet d’ordonnance bruxelloise (avis n°35/2017).

6.1.3. Questions environnementales

Le déploiement des compteurs intelligents peut avoir plusieurs impacts sur l’environnement. Les plus fréquemment cités sont :

- La (sur)consommation des compteurs et des interfaces de communication ;
- Les déchets générés par un roll-out (désaffectation anticipée des compteurs actuels) ;
- La pollution liée aux ondes électromagnétiques générées par ces compteurs (traité dans le cadre du §6.1.4).

A côté de ces impacts négatifs, il existe d’autres impacts, positifs ceux-là, lesquels figurent parmi les incitants au placement des compteurs intelligents. Ainsi par exemple, les compteurs (et réseaux) intelligents permettent entre autres :

- Une meilleure connaissance de sa consommation, première étape vers une utilisation rationnelle de l’énergie ;
- Une intégration plus aisée des sources d’énergies renouvelables ;
- Une réduction des déplacements des agents des GRD via des interventions réalisées à distance.

Consommation des compteurs et des interfaces de communication

La (sur)consommation d’énergie liée au smart metering est un sujet régulièrement évoqué. Quant est-il réellement ?

Interrogés à ce propos, les GRD ont indiqué que ces consommations étaient soit réglementées par des normes¹⁶ auxquelles leurs cahiers des charges faisaient référence, soit limitées via des spécifications techniques imposées aux fabricants.

Un GRD a transmis à la CWaPE une note confidentielle où l’on compare, d’une part, les consommations des compteurs actuels (y compris les consommations des émetteurs TCC) avec, d’autre part, les consommations estimées des compteurs intelligents (y compris celles liées au port de sortie client) et de la chaîne communicante. Il ressort de cette note que le déploiement génèrera globalement des économies d’énergie.

Désaffectation anticipée des compteurs actuels

Si un déploiement massif devait être réalisé, il génèrera inévitablement des déchets liés à la désaffectation anticipée des compteurs. A l’inverse, un déploiement progressif ou segmenté limitera le nombre de compteurs désaffectés et donc le volume de déchets. Indépendamment du type de déploiement retenu, il convient que les GRD mettent en place une politique de recyclage des compteurs désaffectés.

¹⁶ Ex. : EN 62053 Équipement de comptage de l’électricité (c.a.) - Prescriptions particulières - Partie 61 : puissance absorbée et prescriptions de tension.

Recommandation(s)

- Respect des normes relatives à la puissance absorbée des équipements de comptage (EN 62.053).
- Grouper les communications là où c'est possible (ex. immeuble à appartements : un seul module de communication pourrait être utilisé par plusieurs compteurs).
- Limiter la fréquence de communication des données à ce qui est raisonnable et nécessaire.
- Mise en place d'une politique de recyclage des compteurs désaffectés.

6.1.4. Questions de santé publique

Un autre argument avancé par les opposants au déploiement des compteurs intelligents réside dans l'impact sur la santé des ondes électromagnétiques générées par ceux-ci. En effet, les compteurs intelligents échangent des informations avec les systèmes informatiques des gestionnaires de réseau de distribution et ces transferts d'informations génèrent potentiellement des ondes électromagnétiques.

Supports pour la communication

Les supports régulièrement évoqués pour la communication des compteurs intelligents avec les systèmes informatiques des gestionnaires de réseau de distribution sont :

- la téléphonie fixe ;
- le câble de télédistribution ;
- la fibre optique ;
- la téléphonie mobile (2G, 3G, 4G, ...) ;
- la communication par courants porteurs en ligne (CPL en français, PLC en anglais) via le réseau électrique ;
- les ondes radio (fréquence 169 MHz) ;
- et plus récemment, les réseaux sans fils à faible consommation énergétique¹⁷ tels que LoRa, SigFox, Zigbee, ...

La chaîne de communication peut également être une combinaison des supports repris ci-dessus. Ainsi certains envisagent la configuration suivante : les compteurs intelligents communiquent avec un concentrateur via par exemple une liaison CPL ou radio (169 MHz). Le concentrateur communique quant à lui avec les systèmes informatiques du GRD via la téléphonie mobile ou la fibre optique.

Notons que parmi ces principaux supports, les solutions non filaires (téléphonie mobile, CPL, 169 MHz, LoRa/SigFox) sont les plus susceptibles d'émettre des ondes électromagnétiques impactantes pour l'homme.

Nombre et durée des communications

De ce qu'il ressort des business cases transmis par les GRD à la CWaPE, il n'est pas question de communications permanentes entre les compteurs intelligents et les systèmes informatiques des GRD. Pour le compteur Linky (orientation suivie par ORES), la durée de communication d'un compteur serait de quelques secondes par jour voire quelques minutes lorsque le compteur agit comme relais ou en cas de transmission peu efficace. La durée d'exposition journalière aux ondes électromagnétique est dès lors relativement courte.

¹⁷ en anglais, LPWAN pour Low Power Wide Area Network

Impacts sur la santé

ORES a commandé une étude¹⁸ à l'ISSeP¹⁹ ; celle-ci avait pour objectifs de mesurer les champs électromagnétiques dus au smart metering, de confronter le résultat de ces mesures aux normes et recommandations en vigueur et, finalement, de comparer l'exposition des champs induits par le smart metering aux expositions produites par d'autres sources.

Concernant les champs émis par les courants porteurs, dans les cas de figure les plus défavorables, l'étude conclut que « le champ électrique est tout à fait négligeable dans tous les cas de figure » et que « le champ magnétique est également faible dans tous les cas ». En cas d'exposition chronique, ces mesures se situent de 15 000 à 50 000 fois sous le niveau de référence de la recommandation européenne²⁰ (1 560 à 3 125 fois si l'on se trouve à 2m d'une ligne aérienne). L'étude précise que la durée d'exposition aux champs magnétiques générés par les courants porteurs est assez courte ; que les émissions liées aux compteurs en amont et en aval sont inférieures à celles dues au compteur de l'habitation considérée. Dans le cas d'un local avec plusieurs compteurs, il n'y a pas d'augmentation de l'intensité du champ magnétique dû au CPL puisqu'un concentrateur communique avec un seul compteur à la fois ; par contre, la durée d'exposition augmente puisque les différents compteurs sont interrogés successivement par le concentrateur.

L'ISSeP compare les émissions liées au CPL avec celles des émetteurs de radiodiffusion (RTBF et RTL). Il ressort que le champ magnétique à 1m d'un câble véhiculant un CPL est comparable au champ magnétique généré par ces émetteurs radio à plusieurs dizaines de kilomètres. Ces émetteurs radio fonctionnent pratiquement en continu depuis plus de 60 ans.

Concernant les champs générés dans le cas de liaisons hertziennes (169 MHz mais aussi téléphonie mobile 2G, 3G, 4G), l'étude de l'ISSeP fait la distinction entre des appareils installés d'une part chez le client et, d'autre part, en cabine ou sur le réseau du GRD. Chez le client, le champ moyen à 1m est de 37 000 fois inférieur à la recommandation européenne²⁰ et équivaut au champ rayonné par un téléphone portable à 2 ou 3m dans de mauvaises conditions de couverture. Notons que la durée de communication du compteur n'est que de quelques secondes par jour. Pour les appareils installés en cabine ou sur le réseau du GRD, dans les pires conditions, les émissions sont au minimum 93 fois sous le niveau de référence de la recommandation européenne.

L'ISSeP conclut que, pour toutes les situations examinées, « les expositions générées par le smart metering (...) sont très faibles, ce qui confirme d'ailleurs les résultats des études antérieures ».

En France, l'ANFR (Agence Nationale des Fréquences) a également réalisé des mesures²¹ du rayonnement électromagnétique généré par les compteurs Linky en conditions « laboratoire » et sur le terrain. Elle conclut que « l'exposition créée par ces signaux (CPL) s'atténue fortement dès qu'on s'éloigne des câbles du réseau. Le long du réseau, le niveau de champ magnétique maximal s'atténue rapidement en aval du compteur alors que le niveau de champ électrique maximal varie moins. Les faibles niveaux d'exposition relevés chez des particuliers confirment que la transmission des signaux CPL utilisés par le Linky ne conduit pas à une augmentation significative du niveau de champ électromagnétique ambiant ».

L'INERIS (Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques) a également mené des mesures concernant l'exposition aux ondes électromagnétiques générées par le compteur. Elles

¹⁸ « Exposition aux rayonnements électromagnétiques produits par le smart metering », Rapport n°542/2016, ISSeP, Avril 2016

¹⁹ ISSeP : Institut scientifique de service public

²⁰ Recommandation 1999/519/CE

²¹ « Rapport technique sur les niveaux de champs électromagnétiques créés par les compteurs Linky », ANFR, Mai-Septembre 2016

aboutissent à des niveaux de champ extrêmement faibles, et à la quasi-disparition de tout champ à une distance d'un mètre.

Recommandation(s)

Même si les champs électromagnétiques générés par les compteurs intelligents (lors des communications vers les interfaces du GRD) restent largement sous les niveaux maximum préconisés par les normes ou recommandations en vigueur, il existe des recommandations pour atténuer leurs impacts. Voici quelques exemples de recommandations que les GRD pourraient suivre afin d'atténuer les impacts :

- Réduire au maximum la puissance d'émission ;
- Limiter les fréquences d'émissions (c.-à-d. le nombre de signaux envoyés par jour) ;
- Eviter les émissions nocturnes prolongées en raison d'un effet perturbateur potentiel sur le sommeil ;
- Réduire le nombre de modules de communication : ex. un seul module pour les différents flux (électricité, gaz, eau) ; un seul module pour un ensemble de compteurs dans les immeubles à appartements ;
- Dans le cas de communication CPL, étudier des filtres à installer sur demande (pour les personnes électro-hypersensibles par exemple) permettant d'éviter la propagation des signaux CPL en aval du compteur.

6.1.5. Protection du consommateur (aspects relatifs au marché)

La fin programmée de la fabrication des actuels compteurs à budget (payguard) implique que l'obligation de service public à charge des GRD de même que la fonctionnalité de prépaiement passeront par les compteurs communicants qui les remplaceront prochainement. Ces compteurs offriront par ailleurs de nouvelles possibilités de fonctionnalités relatives au prépaiement des consommations.

Cette évolution doit pouvoir être préparée par le GRD et être acceptée par l'utilisateur du compteur à budget. Dans ce contexte, il est indispensable que les GRD mettent en place une gestion active de ce changement en concertation avec les acteurs du marché.

Cette gestion active du changement devra passer par une information adéquate envers les clients finals ainsi que par une phase de pilotage permettant de tester et d'affiner les nouvelles fonctionnalités du prépaiement ainsi que leur acceptation et domestication par les clients.

Ces pilotes seront aussi l'occasion pour le GRD, en collaboration avec les fournisseurs, de rendre l'outil de prépaiement moins stigmatisant de manière à promouvoir l'utilisation du prépaiement par des publics visant à mieux gérer leur budget énergie ou souhaitant mieux comprendre ou rationaliser leur consommation d'énergie.

La CWaPE recommande le pilotage et le développement des fonctionnalités de prépaiement suivantes dans les compteurs intelligents :

- Le maintien de l'information existante sur le compteur actuel et la mise à disposition d'informations nouvelles tant sur le compteur que via de nouveaux médias : site internet, *apps*, sms, ...
La CWaPE considère comme essentiel de garantir en priorité la meilleure accessibilité aux données suivantes : le crédit disponible en euros et une alarme préventive selon différents seuils de crédit restant. Par ailleurs, il est ressorti de l'enquête sur les compteurs à budget

²²que certains utilisateurs consultent le crédit restant sur le compteur à budget plusieurs fois par jour, dès lors il apparaît tout aussi essentiel que le GRD continue à fournir, à défaut de le faire via le compteur directement au minimum via d'autres médias présents localement chez le client final, une information détaillée et presque en temps réel comme service minimum de base en guidance énergétique;

- La diversification des moyens de paiement afin de recharger son compteur via virement ou dépôt bancaire, applications internet ou *apps* dédiées, sms, ... A ce propos, il conviendra de s'assurer que le temps entre la réalisation du paiement et la mise à jour du crédit disponible sur le compteur et le cas échéant la réactivation du compteur soit acceptable pour le client ;
- Le prépaiement sur base volontaire et voulue du client final, sans lien avec une situation de défaut de paiement ;
- La possibilité de supprimer en mode prépaiement la facture de régularisation et l'opportunité de la remplacer par un bilan énergétique annuel purement informatif.

Les compteurs intelligents devraient être de nature à mettre fin ou du moins à atténuer la stigmatisation des clients précarisés due à la présence d'un compteur à budget et par conséquent faciliter l'acceptation de la fonction de prépaiement par ces derniers, ce pour deux raisons principales :

- Les clients en difficulté de paiement disposeront d'un compteur identique aux autres clients de sorte que la connotation négative actuellement véhiculée par le « compteur à budget » devrait tendre à disparaître ;
- Avec l'arrivée des compteurs intelligents, les possibilités de rechargement du compteur devraient être multiples et ne nécessiteront plus nécessairement de déplacement du client précaire, ceci lui assurant davantage de discrétion dans la gestion de sa situation difficile. Par ailleurs, l'indispensable confiance dans l'outil de prépaiement implique que le système de rechargement soit irréprochable afin d'éviter que les difficultés et contraintes liées aux rechargements ne soient à nouveau montrées du doigt par les utilisateurs et fragilisent l'acceptation du compteur intelligent.

Les actuels compteurs à budget se voient régulièrement reprocher une méconnaissance des situations critiques en matière d'accès à l'énergie en raison d'un déficit de données relatives au phénomène des auto-coupures. Le compteur intelligent offrira la possibilité d'avoir une meilleure connaissance de ce phénomène, notamment en ce qui concerne la fréquence et la durée des périodes d'interruption de la fourniture. Alors même que l'utilisation de cette information par un organisme public pourrait être vécue comme une intrusion dans la vie privée par certains utilisateurs et ainsi introduire une forme de méfiance par rapport au compteur intelligent, la CWaPE considère que ces informations sur les auto-coupures devraient initier une action en matière d'aide, de guidance énergétique ou de protection.

Les compteurs intelligents, les nouvelles possibilités de rechargement de même que la meilleure connaissance du phénomène des auto-coupures vont en outre permettre de restaurer un lien entre la clientèle précaire et l'institutionnel qu'il prenne la forme du fournisseur commercial ou social, du GRD, du CPAS ou de toute autre organisme de protection du consommateur fragilisé. Il y aura lieu dans le chef des GRD de gérer ce changement également, là où le compteur à budget aujourd'hui est vécu par nombre de ses utilisateurs comme un médiateur technique, permettant justement de mettre à distance l'institutionnel.

Ces mêmes éléments seront autant d'outils à disposition des différentes parties impliquées dans la définition des politiques sociales régionales.

²² « Etude sur les compteurs à budget » parue en janvier 2017 (<http://www.cwape.be/?dir=2&news=631>)

Recommandation(s)

- Mettre en place une gestion active du changement en concertation avec les acteurs du marché notamment via des projets pilotes.
- Affichage du crédit disponible en euro sur le compteur et autres médias (prépaiement).
- Mise en place d'alarmes préventives pour différents seuils de crédit restant (prépaiement).
- Légiférer sur base d'un retour d'expérience relatif entre autres aux auto-coupures sur un service minimum de base en guidance énergétique pour public précarisé (prépaiement).
- Diversifier les moyens de paiement (prépaiement).
- Assurer une mise à jour acceptable pour le client du solde de prépaiement voir une réactivation du compteur le cas échéant (prépaiement).
- Permettre/promouvoir le prépaiement sur base volontaire comme aide à la gestion de sa facture d'énergie.
- Permettre de supprimer la facture de régularisation en cas de prépaiement.

6.1.6. Appropriation par le consommateur

Dans le cadre de la gestion du changement d'envergure que représente le passage à des compteurs intelligents, certains GRD ont lancé des projets pilotes dont les résultats seront fort attendus et devraient permettre de mettre en évidence les éventuelles difficultés ou points d'attention lors du déploiement.

C'est notamment le cas d'ORES qui, en collaboration avec l'Université de Mons et la DGO4, a lancé le projet « smart users » dont les objectifs sont d'identifier et de déployer les moyens nécessaires pour stimuler l'appropriation du compteur intelligent par les clients.

Quatre axes ont été identifiés dans le cadre de ce projet :

- Informer et accompagner le client sur les services qu'offre le compteur intelligent ;
- Étudier les besoins des clients en fonction de leurs particularités ou de leur profil ;
- Déployer les services associés répondant aux besoins identifiés (plateforme de consultation des consommations) ;
- Informer et accompagner les clients en matière d'utilisation rationnelle de l'énergie et de gestion du budget énergétique.

Au-delà de ces quatre axes, le projet a pour objectif d'étudier la manière dont les compteurs intelligents peuvent représenter un outil utile pour les publics précarisés et le consommateur moyen.

L'ensemble du projet fait l'objet d'une démarche d'inclusion sociale comprenant entre autres :

- Un travail de réseau avec les acteurs de terrain (CPAS, autorités locales, Police, ...) ;
- La mise en place d'une relation de confiance et la constitution de réseaux de savoirs partagés ;
- La mise en place de supports pédagogiques ;
- La tenue de sessions de formation des intervenants, d'information des acteurs du réseau et de sensibilisation des clients ;
- L'organisation de focus groupes en fonction de thématiques ;
- Des entretiens individuels personnalisés ;
- ...

Le projet qui a débuté début 2017 se déroule en plusieurs phases et devrait se poursuivre jusqu'en 2020. Alors que les premiers compteurs intelligents ont été placés dans le courant du dernier trimestre 2017, les années 2018 et 2019 seront marquées par des phases d'accompagnement et d'observation.

Les résultats sont attendus pour décembre 2019 (rapport intermédiaire) et décembre 2020 (rapport final).

En référence aux éléments développés ci avant, la CWaPE est d'avis que les gains en matière d'URE et en matière de flexibilité que pourraient éventuellement amener le compteur intelligent ne pourront être atteints qu'en impliquant de manière active le client final et en lui fournissant l'information et les outils adéquats. Il s'agit là d'un véritable défi du secteur afin que le déploiement des compteurs intelligents ne se limite pas à de simples économies de coûts à l'échelle du seul GRD, économies de coûts qui pourraient à l'examen ex post ne pas s'avérer suffisantes pour certains GRD afin de justifier de continuer à déployer des compteurs intelligents.

La CWaPE soutient donc toute initiative volontariste, comme par exemple des pilotes de démonstration, qui tenterait de vouloir objectiver ces gains en matière d'URE et de flexibilité, intégrant l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeur et démontrant que le consommateur final peut contribuer activement à la transition énergétique.

6.1.7. Question spécifique de l'opt-out

Dans sa demande adressée à la CWaPE en date du 12 octobre 2016, Monsieur Paul Furlan alors Ministre de l'Energie souhaitait que la possibilité d'*opt-out* du système communicant pour le consommateur puisse être envisagée.

Afin de répondre à cette demande, il convient de préciser de quoi on parle exactement. En effet plusieurs cas peuvent être envisagés. Ceux-ci sont repris dans les paragraphes suivants.

Opt-Out « GRD » - Communication entre le compteur et les interfaces du GRD

Le comptage intelligent est entre autres un outil de gestion du réseau qui :

- améliore la qualité du service client (détection et gestion des pannes) ;
- permet une meilleure connaissance du réseau et une gestion plus fine de celui-ci conduisant à une maîtrise des coûts de gestion ;
- pourrait devenir un outil de lutte contre les risques de pénurie (limitation temporaire de la puissance).

Prévoir d'annuler la communication entre le compteur du client et les interfaces du GRD aurait pour conséquence que le comptage communicant ne pourrait plus remplir ses fonctions de gestion du réseau, ou alors de manière imparfaite et inefficace.

Cet Opt-Out aurait également un impact négatif sur les gains opérationnels en rendant impossible la réalisation d'actions à distance, la détection des fraudes et pertes et engendrerait des coûts supplémentaires liés à deux systèmes de comptage (télé relève et relève manuelle).

Cet Opt-Out reviendrait donc à détériorer l'analyse coûts-bénéfices qui légitime le déploiement de ces compteurs.

Pour ces raisons, l'Opt-Out « GRD » n'est donc pas souhaitable.

Opt-Out « Marché » - Communication entre les interfaces du GRD et les acteurs de marché

Il est important de rappeler que la communication des données de comptage d'un client par le GRD vers les acteurs de marché (fournisseur, ARP, agrégateur) mandatés par le client est réalisée par défaut selon le régime de comptage 1 (sauf placement d'un compteur intelligent à la demande de l'URD). Il n'y a donc pas de transmission de la courbe de charge (régime 3) du client aux acteurs de marché sans que le client n'ait marqué explicitement son accord.

L'Opt-Out « Marché » - pour autant qu'il y ait eu un Opt-In préalable - est donc possible à tout moment.

Opt-Out « sortie client » - Port de sortie locale du compteur

Le compteur communicant dispose d'un port de sortie local qui permet au client de récupérer des données de comptage, courbes de charges ainsi que des signaux tarifaires (passages heures pleines-heures creuses) afin de les valoriser au travers d'applications propres.

Ce port de sortie local du compteur est désactivé par défaut ; il s'agit d'ailleurs d'une recommandation de la Commission de la protection de la vie privée. Ce port de sortie local devrait pouvoir être activé (et désactivé à nouveau) à tout moment sur demande de l'URD et sans frais. Cet Opt-out - pour autant qu'il y ait eu un Opt-In préalable - est donc également possible à tout moment.

Recommandation(s)

- Port de sortie local du compteur doit être désactivé par défaut.
- Port de sortie local doit pouvoir être activé/désactivé à tout moment à distance sur demande de l'URD.

6.1.8. Impact pour le prosumer

Le compteur intelligent doit permettre au prosumer, via la tarification de ses flux d'énergie, de mieux intégrer sa production et de mieux la valoriser en fonction des contraintes du réseau et de l'évolution des prix du marché.

Ainsi le compteur intelligent doit prévoir de mesurer les données nécessaires en vue de valoriser ou de commercialiser l'injection. Il semble très probable qu'à terme, le principe de compensation disparaisse, à tout le moins pour les nouvelles installations. Le compteur communicant devra donc pouvoir gérer tant les volumes d'injection que de consommation.

Plus proche dans le temps, avec la méthodologie tarifaire 2019-2023, le compteur intelligent devra permettre dès 2020 au prosumer qui en a émis le souhait d'avoir une tarification de ses coûts de réseau sur base de ses prélèvements bruts réels et non plus forfaitaires. Ces prélèvements bruts étant compensés avec les volumes d'injection de ce prosumer sur base quart horaire.

6.2. Autres dispositions en matière de conformité technique

6.2.1. RGIE

La CWaPE s'est interrogée sur les changements attendus concernant l'architecture de branchement. Des contacts ont été pris en ce sens et plusieurs réunions techniques organisées avec les GRD. Le thème a également été évoqué en FORBEG avec les autres régulateurs régionaux.

Le placement des futurs compteurs intelligents pourrait en effet induire la modification des techniques de raccordement actuelles des URD raccordés en basse tension. En effet, la nécessité de communication du compteur en toutes circonstances envisagée par plusieurs GRD ne sera rendue possible que moyennant le maintien permanent de son alimentation électrique. L'utilisateur de réseau ne devrait donc plus avoir la possibilité, comme c'est le cas actuellement, de manœuvrer un organe de coupure disposé en amont du compteur.

Pour ce faire, certains GRD envisagent de placer le disjoncteur de branchement non plus en amont du compteur, comme c'est le cas aujourd'hui dans le montage conventionnel, mais bien en aval de celui-ci. La protection contre les courts-circuits serait alors réalisée au moyen de fusibles à haut pouvoir de coupure (HPC) qui pourraient également remplacer la fonction de sectionnement actuellement réalisée par un sectionneur 125A disposé dans l'armoire de raccordement (coffret « 25S60 »). D'autre part, l'accès de l'URD à un port de sortie nécessite une configuration adaptée du coffret de comptage.

La CWaPE insiste sur la nécessité impérieuse de veiller à ce que ces changements se produisent dans le respect le plus strict de l'intégralité des prescriptions du RGIE.

Face à certaines informations parfois contradictoires, certains risques de potentielle non-conformité au RGIE ont été identifiés, principalement au regard des articles :

- 49 relatif à la protection contre les chocs électriques par contacts directs (degré de protection des enveloppes pour les nouveaux coffrets 25D60 et 25E60) ;
- 86 relatif à la protection contre les chocs électriques par contacts indirects dans les locaux ou emplacements domestiques (notamment en cas de câbles de liaison de type armé entre l'armoire de comptage et le tableau général disposé en aval) ;
- 128 et 130 relatifs à la protection des circuits (coupure des conducteurs actifs et du neutre) ;
- 251.01 et 251.10 relatifs à la protection surcharge dans les locaux ou emplacements domestiques ainsi que les spécificités et fonctions spécifiques dévolues au disjoncteur de branchement.

Des contacts ont également été pris, tant avec le service public fédéral (SPF), autorité compétente en matière de respect de cette législation fédérale, qu'avec l'organe technique commun (OTC) des organismes de contrôle afin d'attirer leur attention sur ces aspects sensibles pouvant éventuellement être source de non-conformité.

La CWaPE insiste à nouveau auprès des GRD sur leur responsabilité relative au respect strict et rigoureux de ces prescriptions légales qui impactent directement le degré de sécurité des installations de branchement et donc la sécurité des installations électriques raccordées en aval. Il y va donc de la sécurité des utilisateurs de réseaux et de leurs biens. Cette responsabilité est d'autant plus indiscutable que le branchement est un élément constitutif du réseau pour lequel les GRD sont tenus d'assurer non seulement une réalisation irréprochable mais également la gestion et l'entretien conformément notamment aux articles 40 et 41 du règlement technique de distribution d'électricité.

Si les GRD devaient constater que les règles actuellement en vigueur sont désuètes au regard des évolutions technologiques existantes et attendues, voire qu'elles entravent de manière inappropriée le développement des nouvelles technologies à mettre en place, il leur revient d'évaluer avec l'autorité fédérale compétente les mesures à mettre en place, en matière d'évolution réglementaire ou de dérogation dûment habilitées.

A défaut d'une telle évolution, il revient aux GRD de mettre en œuvre des solutions conformes à la réglementation, notamment en matière de calibre du disjoncteur de branchement, lesquelles garantissent un niveau de sécurité objectif et autorisé par l'autorité compétente. Ces considérations doivent impérativement être rencontrées préalablement à tout déploiement à grande échelle.

Recommandation(s)

- L'architecture de branchement doit être conforme au RGIE.
- Le RGIE doit pouvoir évoluer à niveau de sécurité inchangé.

6.2.2. Métrologie

Dans le cadre de nouveaux processus de marché qui seront permis avec l'entrée en vigueur du MIG6, il est prévu que le prosumer puisse valoriser son éventuel surplus de production. Le CWaPE rappelle que ceci est déjà possible actuellement pour autant que ce client final remplisse les conditions suffisantes : en faire la demande, disposer d'un compteur double-flux, disposer d'un code EAN pour l'injection et avoir un fournisseur qui rachète ce surplus (article 153 §4 du Règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité).

Cette restriction a été voulue du fait que les compteurs *Ferraris* ont initialement été homologués pour les prélèvements et non pour les injections. Or, il ne peut y avoir de transaction commerciale que si le compteur a été homologué par la métrologie.

Par conséquent, si l'on veut soutenir ces nouveaux processus de marché, il est nécessaire que ces nouveaux compteurs soient homologués dans les deux sens (prélèvement et injection). Il revient donc aux GRD de s'assurer que ces conditions sont remplies.

Recommandation(s)

- Le compteur doit être homologué pour le prélèvement et pour l'injection.

7. CONCLUSIONS

La présente étude a été initiée suite à la demande du Ministre de l'Énergie M. Paul Furlan, au nom du Gouvernement, dans un contexte de multiples questionnements légitimes émanant du monde politique, des représentants de la société civile et des acteurs du secteur de l'énergie, quant à l'arrivée très remarquée des compteurs intelligents sur le marché et leur futur potentiel en Wallonie. Les attentes quant à une position claire sur la stratégie de déploiement étaient et demeurent importantes, mais aussi les inquiétudes quant aux potentiels effets négatifs qui pourraient être générés, pour certains publics en tout cas, si ce déploiement devait être mal encadré.

Le Gouvernement a décidé de confier cette étude à la CWaPE et de la faire suivre par un Comité d'accompagnement rassemblant des représentants du Cabinet et de l'Administration de l'Énergie, de l'Union des Villes et Communes de Wallonie, de la Febeg, des GRD, du RWADE. Dès le début, la CWaPE a souhaité impliquer ces partenaires et bénéficier de toute l'expertise rassemblée dans ce Comité, qu'elle a d'ailleurs étendu à d'autres acteurs, à leur demande et en accord avec le Ministre. Au-delà de la question de l'actualisation de l'analyse coûts-bénéfices menée en 2012 en application des directives européennes, la CWaPE s'est intéressée aux attentes et craintes que pouvaient véhiculer la question délicate des compteurs d'un genre nouveau, et a tenté de formuler les réponses les plus appropriées possibles dans le but de permettre aux décideurs de maximiser les avantages et minimiser les inconvénients inhérents à ce bond en avant technologique.

L'évolution technologique générale de nos sociétés, la mise en œuvre de réseaux et d'usages de plus en plus « smart » pour favoriser la transition énergétique, le cadre tendanciel européen et belge, rendent le débat sur les compteurs intelligents incontournable. Comme nous l'évoquions à l'entame de cette étude, la CWaPE considère leur avènement inéluctable, pour toutes ces raisons, mais aussi de par le fait même que le gestionnaire de réseau de distribution doit continuer à remplir ses obligations en matière de comptage, de placement de compteur à prépaiement et de mise en œuvre du tarif prosumer dès 2020. Ce n'est pas un hasard d'ailleurs si la majorité des gains et coûts identifiés par les gestionnaires de réseau de distribution dans le cadre d'un déploiement de ces compteurs sont liés à ces obligations.

Néanmoins, cette évidence n'est pas pour autant une fatalité, et il convient d'encadrer correctement le déploiement. Concepts, rôles dévolus aux acteurs sur le marché de l'énergie et de la flexibilité, fonctionnalités minimales, mesures d'encadrement en matière de sécurité, de réglementation, de protection et d'information du consommateur, etc. les recommandations identifiées tout au long de ce document sont nombreuses. Elles s'adressent tant aux opérateurs qu'aux décideurs. Elles sont synthétisées dans l'Annexe VII à laquelle nous renvoyons le lecteur.

Ces recommandations ne doivent en aucun cas freiner les gestionnaires de réseau de distribution dans le lancement d'un plan de déploiement. Il y va de leur responsabilité à la fois d'acteur tourné vers un service public et d'opérateur industriel. Ce déploiement doit toutefois suivre des balises claires, auxquelles la CWaPE sera très vigilante dans le cadre de ses compétences.

En effet, la définition d'une stratégie doit rechercher l'optimum pour l'URD qui *in fine*, aura à supporter le coût et les impacts du système mis en œuvre. C'est pourquoi la CWaPE estime que le GRD ne peut se lancer dans un plan de déploiement, au-delà du respect de ses obligations de base, que si le business case global de celui-ci est au moins neutre financièrement à échéance. Il lui revient donc de choisir la meilleure technologie, d'optimiser ses coûts, et de rechercher les segments qui apporteront le plus rapidement des bénéfices collectifs. Dans cette logique, de par leur structure organisationnelle différente, et même si ce n'est selon la CWaPE pas forcément le meilleur signal à donner au citoyen, il

n'est pas exclu que des scénarii non homogènes apparaissent sur le territoire wallon, ni à l'inverse que cela n'implique à terme une convergence entre ceux-ci.

Au-delà de ceux directement liés à l'action du GRD, d'autres potentiels de gains intéressants pour la société existent. Difficilement quantifiables et identifiables aujourd'hui, ils ont été exclus de l'étude chiffrée, qui s'appuie dès lors sur des hypothèses assez conservatrices. Certes, les objectifs déterminant le plan de déploiement des compteurs intelligents et les segments prioritaires, identifiés aujourd'hui sur base de l'analyse coûts-bénéfices, seront amenés à évoluer en fonction des évolutions technologiques, du marché, de la transition énergétique, de l'implication citoyenne, des retours expériences.

Le secteur doit maintenant se donner les moyens de les explorer et de les objectiver au plus vite, sans quoi les compteurs intelligents ne resteront qu'un outil propre au gestionnaire de réseau et un gadget technologique compréhensible par une infime minorité.

Pour toutes ces raisons, la CWaPE est d'avis qu'à ce stade, l'erreur serait plutôt de pêcher par excès de prudence et recommande donc d'adopter ces nouvelles technologies de comptage selon des plans de déploiements raisonnables, s'étalant sur une durée longue, et mettant en œuvre un maximum de recommandations visant à améliorer leur efficacité et leur appropriation par le citoyen.

Au terme de cette étude, la CWaPE tient à remercier l'ensemble des participants à ce long processus pour leurs contributions éclairées et constructives, qui ont permis d'aboutir au présent résultat. On l'a compris, le processus de déploiement n'en est qu'à ses débuts, et la CWaPE reste confiante dans la capacité de l'ensemble des parties à s'investir dans un projet d'envergure efficace et réellement bénéfique pour l'ensemble de la société. Elle s'emploiera en tout cas à suivre les développements en concertation avec l'ensemble des acteurs et dans le cadre de ses compétences.

* *
*



Projet de méthodologie en vue de la réalisation d'une actualisation de l'étude sur le déploiement de compteurs intelligents¹

28 novembre 2016

1. Objet

Il s'agit d'actualiser l'étude « portant sur la mise en œuvre des compteurs intelligents, leurs fonctionnalités ainsi que leurs coûts et bénéfices en Wallonie pour les acteurs du marché de l'énergie et la société ».

Cette actualisation sera essentiellement « qualitative » en ce sens qu'elle devrait mettre en évidence les avantages (bénéfices) et les risques (coûts à différents niveaux) liés à la technologie des compteurs intelligents, sans calculer un résultat global pour chaque acteur.

Les différentes facettes pourront être quantifiées en vue d'en mesurer l'impact mais l'ambition n'est pas de réaliser une segmentation globale de coûts entre caractéristiques et acteurs de marché puisque de toute façon, le modèle de marché prévoit que les URD supporteront, *in fine*, tous les coûts, sans financement externe.

L'actualisation de l'étude intégrera les développements réalisés en MIG6 (ATRIAS), les OSP telles que définies aujourd'hui et potentiellement envisagées, un déploiement des compteurs étalé sur 15 ans, le respect de la trajectoire en termes de développement des énergies renouvelables, l'arrivée de nouveaux usagers en électricité et gaz. L'étude considèrera comme acquis le développement inéluctable des compteurs électroniques disposant, ou non, d'une fonction communicante.

Les fonctionnalités minimales associées au compteur intelligent ont été définies de manière à ce que tout compteur installé puisse être connecté à une interface permettant au client de disposer de ses données de consommation ou de les transmettre à un tiers qu'il aurait mandaté. Les outils et technologies récentes apparues sur le marché dans le domaine domotique (smart home, energy box,...) sont hors du scope de cette étude. Néanmoins, dans les spécifications du compteur intelligent, il est acquis qu'une interface existe, qui permettrait aux consommateurs désirant investir dans une domotique intelligente de brancher des appareils en aval du compteur.

Les fonctionnalités minimales requises sont :

Enregistrement	Enregistrement des données de consommation (par 1/4 d'heure pour l'électricité et par heure pour le gaz)
Communication bidirectionnelle	Communication au moins une fois par jour de façon automatique des fichiers d'index au GRD et sortie utilisateur et communication du GRD du solde restant (en cas de prépaiement)
Pilotage à distance	Pour les compteurs électriques, enclenchement, déclenchement et réglage de la puissance à distance

Toutefois, les deux dernières fonctionnalités ne pourront être activées que dans la mesure où le compteur est « communicant ».

¹ « Etude portant sur la mise en œuvre des compteurs intelligents, leurs fonctionnalités ainsi que leurs coûts et bénéfices en Wallonie pour les acteurs du marché de l'énergie et la société », étude réalisée en juin 2012 par Capgemini Consulting pour le compte de la CWaPE

2. Objectif de l'étude

L'étude se concentrera sur l'analyse des effets sur un ensemble d'aspects significatifs susceptibles d'être influencés suite à l'arrivée des compteurs intelligents sur le marché. L'objectif de l'étude sera d'identifier les moyens de maximiser les bénéfices (financiers et autres) et de minimiser les risques (financiers et autres facteurs d'intégration difficile).

Ces aspects significatifs seront identifiés comme des « applications » rendues possibles par les fonctionnalités du compteur intelligent, associées ou non à un traitement centralisé (au niveau du GRD) dans l'hypothèse où le compteur est communicant (avec le GRD).

2.1. Identification des "applications" susceptibles d'être influencées par l'arrivée de compteurs intelligents

Les membres du comité d'accompagnement identifieront les "applications" qui feront l'objet de l'analyse. À titre non exhaustif, les aspects suivants sont déjà identifiés :

- le défaut de paiement
- le prépaiement
- la fourniture minimale garantie et les auto-coupures
- le développement de l'électricité produite à partir de sources renouvelables (E-SER)
- la tarification (commodité, réseau...)
- la gestion active de la demande (avec intervalles de temps 5', 1h, 4h, 15h)
- l'utilisation rationnelle de l'énergie
- la détection de fraude
- le relevé de compteurs
- le respect de la vie privée
- le fonctionnement du marché
- le coût de l'adaptation et de la « smartisation » des réseaux

2.2. Qualification et quantification des bénéfices et des risques associés à chaque application

Collecte d'informations auprès des différents acteurs concernés, relatives d'une part au compteur électronique et, d'autre part, à la fonction communicante. La possibilité d'*opt-out* du système communicant pour les consommateurs sera examinée.

2.3. Mesures à prendre pour :

- maximiser les bénéfices pour les différents aspects (en termes de fonctionnalités, d'acteurs, ...) qui pourront tirer bénéfice des compteurs intelligents ; ces bénéfices seront tant qualitatifs (bénéfices escomptés en termes de comportement notamment) que quantitatifs (coût/bénéfice de certaines applications générant un coût marginal avec les bénéfices associés) ;
- minimiser les risques dont les coûts et les « complications » dus à l'arrivée des compteurs intelligents ;
- assurer un déploiement optimisé pour permettre, dans le temps, d'équiper en priorité les URD apportant un maximum de bénéfices au niveau du réseau et au niveau du marché, ou qui pourraient retirer eux-mêmes des bénéfices liés au placement d'un compteur intelligent ;
- informer de façon adéquate les consommateurs.

2.4. Conclusions et recommandations au Gouvernement wallon

Rédaction d'un rapport final

3. Organisation/planning

Chaque étape (4 au total) fera l'objet d'une réunion du comité d'accompagnement.

Lors de la première réunion, outre l'identification des "applications", l'ensemble de la méthodologie sera débattue et adaptée le cas échéant. Un timing sera défini à cette occasion. Le comité d'accompagnement sera composé de représentants des organes suivants :

- Cabinet du Ministre-président et du Ministre de l'Energie ;
- DG04 ;
- Union des Villes et Communes de Wallonie ;
- Fédération belge des Entreprises Electriques et Gazières ;
- gestionnaires de réseau de distribution ;
- Réseau wallon pour l'accès durable à l'énergie ;
- + LAMPIRIS et EDORA.

3.1. Étape initiale

- Examen et amélioration du projet de note méthodologique
- Établissement d'un inventaire des attentes et des craintes liées à l'arrivée des compteurs intelligents (brainstorming)
- Établissement de la liste des "applications" rendues possibles par les compteurs intelligents qui permettraient d'avoir une influence sur cet inventaire
- Élaboration de l'agenda des prochaines réunions du CA

→ Tour de table et échanges lors de la 1^{er} réunion du CA (**lundi 28 novembre 2016 à 14h00**)

3.2. Étapes suivantes

- 1) Rechercher l'information auprès des acteurs en vue de connaître et de quantifier l'impact des "applications" liées à l'implémentation des compteurs intelligents

→ Présentation des résultats et discussions lors de la 2^e réunion du CA (**mars 2017**)

- 2) Proposition de recommandations en vue de maximiser les bénéfices et minimiser les risques identifiés pour les différentes "applications"

→ Présentation et discussions lors de la 3^e réunion du CA (**mai 2017**)

- 3) Présentation du rapport final

→ Présentation lors de la 4^e réunion du CA (**juin 2017**)

Annexes

- Annexe 1 - Courrier du Ministre du 1^{er} septembre 2016
- Annexe 2 - Réponse de la CWaPE du 26 septembre 2016
- Annexe 3 - Courrier du Ministre du 11 octobre 2016
- Annexe 4 - Réponse de la CWaPE du 12 octobre 2016

Actualisation étude « compteurs intelligents »

1 Introduction

Le Ministre de l'Énergie, Paul FURLAN, a souhaité que la CWaPE réalise une actualisation de l'étude sur les compteurs intelligents datant de juin 2012 réalisée par Cap Gemini pour le compte de la CWaPE (voir [Etude portant sur la mise en œuvre des compteurs intelligents, leurs fonctionnalités ainsi que leurs coûts et bénéfices en Wallonie pour les acteurs du marché de l'énergie et la société](#)).

Un comité d'accompagnement a été constitué pour suivre l'actualisation de cette étude et une première réunion de ce comité d'accompagnement s'est tenue le 28 novembre dernier.

Suite à cette réunion, la CWaPE a élaboré un scénario de référence et quelques scénarios alternatifs quant aux déploiements des compteurs intelligents. Ces scénarios sont détaillés au paragraphe 2 de la présente note.

Les acteurs présents lors de cette réunion du 28 novembre ont pu exprimer leurs attentes et leurs craintes quant au déploiement des compteurs intelligents. La CWaPE souhaiterait par conséquent obtenir des GRD des informations pertinentes permettant de l'aider à formuler des réponses ou des recommandations face à ces attentes et craintes. Des questions à l'attention des GRD ont dès lors été élaborées par la CWaPE. Ces questions sont reprises au paragraphe 3.

La CWaPE souhaiterait obtenir les remarques et réponses des GRD pour le **10 mars 2017** étant donné qu'une deuxième réunion du comité d'accompagnement est d'ores et déjà programmée pour le 28 mars. La CWaPE se tient à disposition pour toute demande d'information ou de réunion préalable à ce 10 mars. Si le GRD n'est pas en mesure de communiquer l'entièreté de ses réponses pour le 10 mars, il lui est demandé de transmettre le maximum de réponses disponibles pour cette date.

Notons finalement que l'intérêt porte principalement sur les compteurs d'électricité. Les compteurs gaz étant à ce stade non pris en compte dans l'étude sauf si le GRD peut démontrer l'intérêt (synergies) qu'il y a pour lui de s'intéresser de manière conjointe à ces deux vecteurs énergétiques.

2 Scénarios envisagés

Les paragraphes ci-dessous reprennent des propositions de scénarios. Ces derniers ne sont à ce jour pas figés.

Il est demandé aux GRD de se positionner par rapport à ces propositions : de les valider, de les adapter et/ou de proposer des variantes ou nouveaux scénarios. Nous attirons toutefois l'attention sur le fait qu'il faut, nous semble-t-il, se limiter aux quelques scénarios les plus crédibles car chacun de ceux-ci devront être évalués et chiffrés.

Pour l'ensemble des scénarios évoqués ci-dessous, l'URD qui en fait la demande peut à tout moment bénéficier du placement d'un compteur intelligent à ses propres frais et selon un tarif approuvé par la CWaPE.

2.1 Scénario de référence ($S_{réf}$)

Le scénario proposé comme point de départ de l'étude est basé sur le scénario le plus abouti dont dispose la CWaPE et qui a été établi par ORES.

Ce scénario table sur le déploiement de compteurs intelligents compatibles avec le standard Linky développé par Enedis. La solution de communication privilégiée est de type G3-PLC. Lorsque la communication PLC n'est pas possible (densification trop faible, zone rurale isolée, ...), la communication sera assurée via le réseau de téléphonie mobile (type GPRS ou versions ultérieures). L'hypothèse, à valider par le GRD lors de l'examen du scénario, est qu'au terme du déploiement 80% des compteurs communiqueront par G3-PLC et 20% par GPRS.

Le déploiement envisagé s'étalera sur 15 ans. Au terme de ces 15 ans l'ensemble du parc wallon BT sera équipé de compteurs intelligents. Le plan de déploiement de ce scénario de référence s'intéressera dans un premier temps aux zones à forte concentration de compteurs à budget (CàB) ainsi qu'aux remplacements et aux placements de nouveaux compteurs. Progressivement, le déploiement s'étendra ensuite aux compteurs à budget restants et à l'ensemble du parc en s'assurant toujours de densifier prioritairement les zones où des compteurs intelligents sont déjà installés.

2.2 Scénario minimaliste (S_{min})

Dans ce scénario minimaliste, les compteurs intelligents sont utilisés uniquement pour remplacer les compteurs à budget actuels appelés à disparaître.

Par conséquent, un compteur intelligent sera placé :

- pour toute demande de nouveau placement de compteur à budget,
- pour toute nouvelle activation de compteur à budget,
- lors du remplacement d'un compteur à budget actif.

Toutefois et afin de répondre à l'article 9 de la directive 2012/27 relative à l'efficacité énergétique, il conviendra également d'installer des compteurs « *qui indiquent avec précision la consommation réelle d'énergie du client final et qui donnent des informations sur le moment où l'énergie a été utilisée* » lors des remplacements ainsi que pour les nouveaux raccordements.

Etant donné que la concentration des compteurs intelligents sera plus faible, la communication envisagée sera préférentiellement de type GPRS.

La durée du déploiement n'est pas fixée, elle sera fonction du stock de compteurs à budget dont disposent encore les GRD.

2.3 Scénario de déploiement en 30 ans (S_{30ans})

Ce scénario doit s'envisager comme une variante du scénario de référence pour lequel le terme est porté à 30 ans au lieu de 15 ; ce terme de 30 ans étant cohérent avec la durée de vie des compteurs actuels.

La conséquence d'un déploiement plus lent est que les taux de concentration des compteurs intelligents nécessaires au bon fonctionnement de la communication PLC risquent d'être moins vite atteints. Dès lors il est probable que les communications GPRS soient importantes dans un premier temps.

2.4 Scénario de déploiement en 5 ans (S_{5ans})

Ce scénario doit s'envisager comme une variante du scénario de référence pour lequel le terme est porté à 5 ans à l'instar de ce que réalise actuellement Enedis en France.

La conséquence d'un déploiement plus rapide est que les taux de concentration des compteurs intelligents nécessaires au bon fonctionnement de la communication PLC seront plus vite atteints. Dès lors ce type de communication sera privilégié dès le début du déploiement.

2.5 Scénario optimum GRD ($S_{Optimum}$)

Il est proposé aux GRD qui le souhaitent de fournir une variante ou un tout autre scénario qui pour eux correspond à l'optimum économique du GRD. Dans ce cas, il est demandé au GRD de détailler ce scénario et de montrer en quoi celui-ci apporte un plus par rapport au scénario de référence.

Scénario	Standard	Communication privilégiée (alternative)	Déploiement			Remarque
			Durée	Public cible initial	Public cible à terme	
$S_{réf}$	Linky	PLC (GPRS)	15 ans	CàB, Remplacements, Nouveaux raccordements	Tous	Déploiement par densification des zones CàB
S_{min}	Linky	GPRS	Fct stock CàB disponibles	CàB	CàB	
$S_{30 ans}$	Linky	GPRS -> PLC	30 ans	Idem $S_{réf}$	Tous	Idem $S_{réf}$
$S_{5 ans}$	Linky	PLC	5 ans	Idem $S_{réf}$	Tous	Idem $S_{réf}$
$S_{Optimum}$	À définir	À définir	À définir	À définir	À définir	

Tableau 1 : Synthèse des scénarios envisagés

3 Questions à l'attention des GRD

3.1 Déploiement

- Question 1 : **(ORES uniquement)** Quels sont les critères qui ont amené à ORES à privilégier le standard Linky ? Quels sont les critères qui ont amené ORES à privilégier la communication PLC dans les zones à forte concentration et la communication GPRS ailleurs ? Quels sont les critères qui ont amené ORES à proposer son plan de déploiement (URD visés et déploiement en 15 ans) ? Est-il possible d'obtenir un résumé de la phase d'analyse ainsi qu'un état des lieux des projets pilotes dont il est question dans le document « Projet Smart Metering & Smart Users, Analyse coûts-bénéfices » transmis par ORES en août 2016 ?
- Question 2 : **(ORES uniquement)** ORES peut-il confirmer que les compteurs de standard Linky sont bien homologués pour fonctionner en injection (et donc permettent la valorisation de l'injection) et respectent bien l'Arrêté royal relatif aux instruments de mesure ?
- Question 3 : **(Autres GRD qu'ORES)** Y a-t-il des choix envisagés chez vous en termes de standard, de communication et de plan de déploiement ? Si oui, sur base de quels critères ont-ils été envisagés ? Est-ce que le standard retenu respecte bien l'Arrêté royal relatif aux instruments de mesure et est donc bien homologué pour fonctionner en injection ?
- Question 4 : La question de l'incompatibilité du matériel entre les différents GRD et/ou fournisseurs a été posée lors de la réunion du 28 novembre. Est-ce vraiment problématique à partir du moment où la plateforme de communication du marché (Atrias) est la même pour tous ? Qu'en est-il de la compatibilité du port de sortie local (*télé-information client filaire*) ?
- Question 5 : Comment le GRD envisage le placement d'un compteur chez un URD qui en fait la demande et qui ne se trouverait pas dans une zone à forte concentration de compteurs intelligents ?
- Question 6 : Quel est l'impact du déploiement des compteurs intelligents sur l'emploi chez le GRD ? Quels nouveaux emplois seront créés et quelles fonctions seront appelées à être supprimées ? Au global quel devrait être l'effet net sur l'emploi ?

3.2 Gains financiers identifiés par le GRD

- Question 7 : Quels sont les gains identifiés par le GRD (ex. : liés à la gestion des CàB, pertes administratives et fraudes, relève, pannes, ...) pour chacun des scénarios proposés ?
- Question 8 : Dans le cadre de la proposition tarifaire 2019-2023 pour laquelle le GRD devra introduire un business plan au plus tard pour le 1^{er} janvier 2018, quel est le business case « smart meter » envisagé à ce jour par le GRD ? Existe-t-il déjà ? Si oui, pourriez-vous le joindre aux réponses aux questions (sous format Excel) ?
- Question 9 : **(ORES uniquement)** Pouvez-vous fournir la feuille de calcul Excel du « modèle ORES » permettant de comprendre les estimations avancées au niveau des gains et des réductions de coûts mentionnés dans le document identifié à la question 1 ? Pouvez-

vous détailler précisément les hypothèses sous-jacentes et les justifications des chiffres utilisés ?

3.3 Protection du consommateur

Question 10 : En l'absence d'intervention humaine, comment le GRD va-t-il gérer :

- les situations de « raisons sociales, médicales, structurelles et techniques » dans le cadre de l'activation de la fonction « prépaiement »
- l'explication des fonctions liées au « prépaiement » à la clientèle vulnérable

Question 11 : Comment le GRD va-t-il gérer la mise à jour du solde de prépaiement ? Sous quelle forme ce solde sera-t-il communiqué ? A quelle fréquence ? Est-ce que le GRD prévoit d'autres outils qu'il compte mettre à disposition de l'URD (site internet, application mobile, ...) ?

Question 12 : Comment le GRD va-t-il gérer le traitement relatif aux données concernant les « auto-coupures » de clients sous prépaiement ? Quelles actions ces données pourraient-elles déclencher dans le chef du facilitateur de marché ? Y a-t-il d'autres informations du compteur intelligent qui pourraient être utiles en matière de protection sociale ?

Question 13 : Pour les coupures à distance pour cause de MOZA, d'EOC ou de défaut de crédit en cas de prépaiement, quelle(s) procédure(s) le GRD va-t-il mettre en place pour gérer et encadrer la coupure ?

Question 14 : Impact prix pour les ménages : comment le coût du déploiement des compteurs intelligents sera-t-il répercuté sur la clientèle ? Un lissage des coûts est-il envisagé ?

Question 15 : Comment le GRD va-t-il envisager les rechargements des clients sous prépaiement ? Quels seront les dispositifs qui pourront être mis en place pour faciliter ce rechargement ? Le GRD prévoit-il d'autres modes de rechargement (internet, bancontact, ...) ?

Question 16 : Quelles seront les informations /fonctionnalités qui seront disponibles sur le compteur ? Les fonctionnalités actuelles des compteurs à budget seront-elles conservées (alarme préventive, crédit de secours, limiteur de puissance, ...) ou étendues (informations relatives à une consommation anormale,...)

Question 17 : Les situations de prépaiement sur les compteurs exclusif nuit seront-elles prises en considération ? Le prépaiement permettra-t-il de couvrir exactement les dépenses énergétiques et éviter ainsi la création de nouvelles dettes ?

3.4 Sécurité

Question 18 : Quelles protections le GRD compte-t-il mettre en œuvre afin d'éviter des problèmes liés au hacking des systèmes et/ou des compteurs ? Dans le cas d'un hacking généralisé, est-ce que cela pourrait-il conduire à un black-out ?

Question 19 : Comment les exigences relatives à la protection de la vie privée seront-elles prises en considération ?

3.5 Gestion réseau

Question 20 : Durée de vie et fiabilité intrinsèque des compteurs : des craintes ont été formulées. De quelles garanties le GRD dispose-t-il ?

Question 21 : Dans son courrier, le Ministre demande d'envisager « la possibilité d'opt-out du système communicant pour le consommateur ». Comment les GRD se positionnent face à cette demande ?

3.6 Education

Question 22 : Comment le GRD se positionne-t-il quant à des signaux tarifaires didactiques et notamment quant à la mise en œuvre des principes de capacité permanente et de capacité flexible ? Le GRD voit-il d'autres incitants ou moyens d'inciter l'URD à faire du Smart Grid avec les compteurs intelligents ?

3.7 Environnement

Question 23 : Est-ce que l'impact environnemental global est pris en compte dans le choix des technologies et des compteurs que le GRD compte mettre en œuvre ? Si oui, quels sont les principaux points d'attention de ce point de vue ? (pas seulement les dépenses énergétiques sur la durée de vie du compteur et les économies escomptées)

Question 24 : Surconsommation des compteurs intelligents : des craintes ont été formulées à ce propos. Qu'en est-il réellement ? De quelles informations / garanties le GRD dispose-t-il à ce propos ?

* *

*

Annexe III. ATTENTES DES UTILISATEURS ET DES ACTEURS DU MONDE DE L'ÉNERGIE QUANT AU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS

Les attentes des utilisateurs et des acteurs de réseau quant au déploiement des compteurs intelligents ont été listées lors du premier comité d'accompagnement de l'étude. Celles-ci sont reprises dans le tableau ci-dessous :

Attentes	Explications complémentaires données
Base volontaire	Dans le cas d'un roll-out segmenté, possibilité pour l'URD d'y aller sur base volontaire
Connaître valorisation de la flexibilité	Connaître et valoriser la flexibilité
Comptage précis et rapide	Disposer de données de comptage correctes et fiables afin d'éviter le processus de réallocation
Nouveaux services	Pouvoir proposer à l'URD de nouveaux services
Consom'acteur	Permettre aux acteurs résidentiels de bénéficier des avantages du marché
Lecture à distance	Pouvoir faire la lecture des index à distance
Signaux tarifaires didactiques	Donner à l'URD des signaux de prix faciles à appréhender (ex. feux rouge, orange, vert)
Auto-coupure	Disposer d'une meilleure connaissance du phénomène d'auto-coupure
« Smartisation »	Disposer d'outils de gestion des réseaux intelligents
Délestage	Donner un signal en cas de délestage
Intégration SER	Meilleure intégration des productions renouvelables
Connaissance consommation	Permettre une meilleure connaissance de sa consommation (URE, ...)
Facilitation du marché	Outil de facilitation du marché
Services au client	Amélioration du service au client (panne, erreur, ...)
Éducation	Education à une consommation efficace
Accès aux données	Accès aux données
Balises législatives	Avoir des propositions de balises législatives
Signaux de prix incitatifs	Donner des signaux de prix intelligents et incitatifs
Transition énergétique	Transition énergétique à moindre coût
Détection des pertes	Meilleure détection/connaissance des pertes administratives et techniques
Abonnement	Permettre une modification plus aisée de son abonnement (monohoraire -> bihoraire, ...)
Level playing field	En ce qui concerne l'accès aux données, assurer un <i>same level playing field</i>
Prépaiement	Permettre le prépaiement
Compensation	
Consommation de quartier	
GAD	
Digitalisation des processus	
Éclairage public	Meilleure gestion et contrôle des consommations pour l'éclairage public
Δ- coût OSP	Continuer de répondre aux OSP (compteur à budget) et réduire les coûts de ces OSP
Aide au dimensionnement du réseau	Aider au dimensionnement du réseau (Assets)
Congestion	
Bâtiments publics	Meilleure gestion et contrôle des consommations des bâtiments publics
Détection de pannes	Aide à la détection des pannes réseaux
Secours	Dispositif de secours et fourniture minimale

Attentes	Explications complémentaires données
Optimisation des processus	Optimalisation des processus opérationnels
Sécurité des indexiers	Sécurité des releveurs d'index ; éviter les contacts avec les clients agressifs
Social welfare	
Détection fraudes	
Politique sociale	Outil d'aide pour les politiques sociales
Simplification communication	Simplification de la communication et des processus
Gestion en temps réel	
Innovation	Permettre l'innovation
Synergie comptage	Synergie de comptage avec d'autres flux (électricité, gaz, eau, ...)
Fin stigmatisation précarisés	Fin de la stigmatisation des clients précarisés lors du rechargement des compteurs à budgets
Communication interfaces locales	
SOS	Sécurité d'approvisionnement

Gouvernement flamand

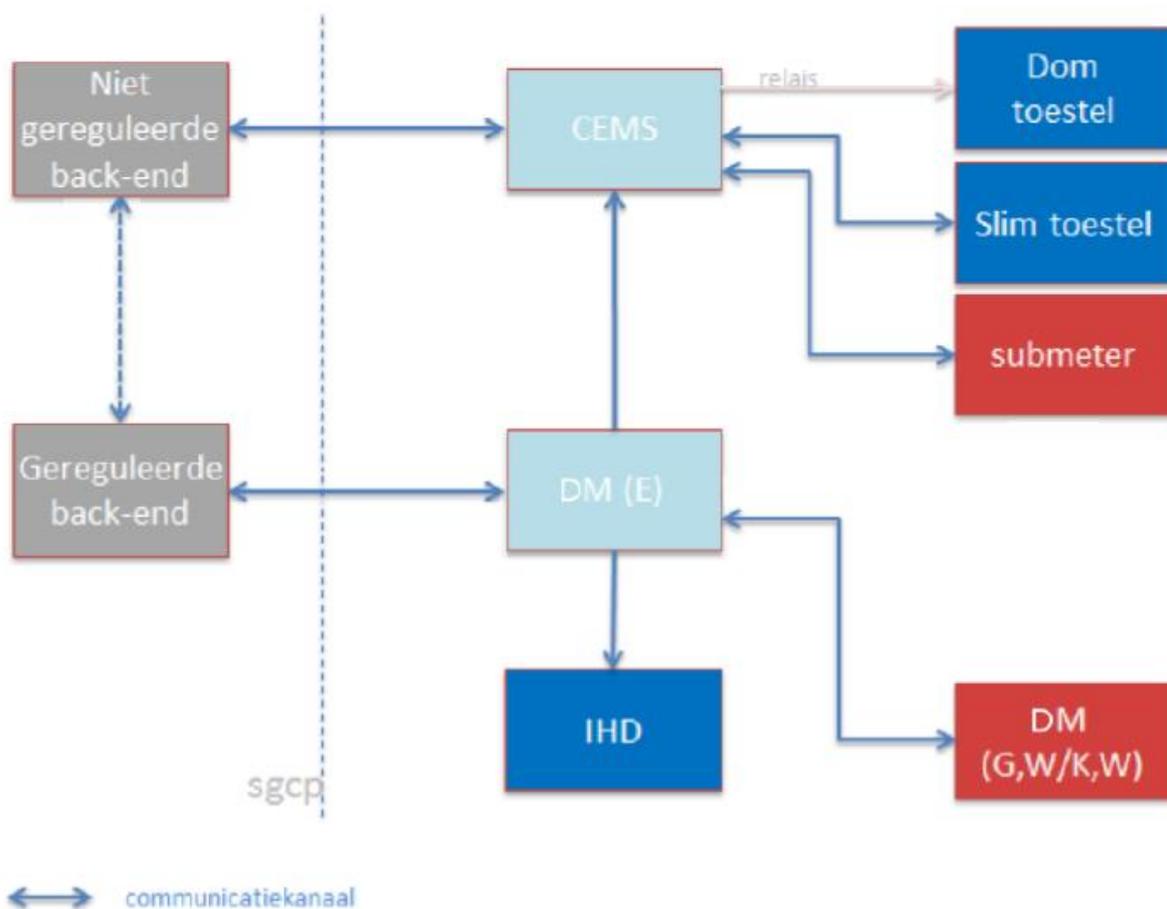
En mars 2017, le Gouvernement flamand a publié une *conceptnota* relative au déploiement des compteurs digitaux en Flandre.

Dans un premier temps, cette note définit le compteur digital et fait un rappel de la situation actuelle (cadre juridique) ainsi que sur les actions déjà accomplies (analyse coûts-bénéfices, fonctionnalités, projets pilotes, flexibilité, avis de la VREG, étude Energyville, confidentialité).

Ensuite la note reprend une proposition de déploiement pour la Flandre dont les principaux éléments sont repris ci-dessous.

Architecture du compteur digital et du système de comptage intelligent :

Le schéma ci-dessous est directement extrait de la note et décrit ci-dessous.



Legende:

- CEMS: Customer Energy Management System
- IHD: in-Home Display
- DM (E): digitale meter voor elektriciteit
- DM (G,W/K,W): digitale meters voor gas, warmte/koude, water
- sgcp: smart grid connection point

Figure 7 : Architecture du système de comptage intelligent proposée par le Gouvernement flamand

Source : Vlaamse Regering

La note préconise un compteur numérique standard et simple (noté *DM(E)* à la figure ci-dessus) placé au sein d'un système de comptage intelligent sophistiqué, flexible et extensible. Les fonctions de base du compteur sont la mesure et l'enregistrement des consommations sur base quart-horaire ainsi que la communication bidirectionnelle avec les back-ends du GRD. Le compteur doit en plus disposer des entrées/sorties suivantes :

- Un port P1 auquel l'utilisateur pourra connecter un module optionnel de gestion de l'énergie (noté CEMS sur le schéma). La communication se fait alors uniquement dans le sens compteur vers module optionnel ; ce dernier pouvant quant à lui communiquer de manière bidirectionnelle avec les back-ends d'un fournisseur de services (partie non régulée) et permettre le pilotage de certaines charges chez l'utilisateur.
- Un port P2 qui doit permettre de connecter d'autres compteurs numériques (gaz, eau, production locale, sous-comptage, chaleur, froid) ; la communication est ici bidirectionnelle.
- Une *Smart Meter Gateway* qui doit permettre l'affichage d'informations du compteur sur un écran déporté chez l'utilisateur (optionnel). Via cette même passerelle, le technicien du GRD en visite chez l'URD pourra connecter un appareillage similaire en vue lire les informations enregistrées dans le compteur.

Les protocoles de communication de ces ports ainsi que les interfaces utiliseront des standards internationaux tels qu'IDIS ou OMS. L'installation du module optionnel se fera à la demande de l'URD et auprès d'un acteur commercial. Il n'y aura par contre pas de standardisation du module optionnel en lui-même de telle sorte que les acteurs commerciaux seront libres de proposer différents modèles et services.

L'utilisateur reste propriétaire des données de comptage ; il détermine quelles données sont transmises, à qui et à quelle fréquence. Le gestionnaire des données enverra au minimum les index du compteur sur base mensuelle au fournisseur de l'utilisateur conformément aux lignes directrices du 3rd Energy Package de l'Union Européenne. Les données de comptage peuvent être mises à disposition de tiers moyennant le consentement explicite de l'URD.

Fonctionnalités :

Le compteur n'intégrera pas de fonctionnalité spécifique permettant la gestion de signaux tarifaires. Ceux-ci pourront toutefois être développés via le module optionnel.

Par contre, le compteur devra permettre d'adapter la puissance de raccordement via la communication bidirectionnelle ouvrant ainsi la voie à l'introduction de tarifs capacitaires dynamiques. Cette fonctionnalité permettra également de gérer le prépaiement. L'affichage du solde, les alarmes, le crédit de secours et le rechargement pourront alors être gérés pour le fournisseur (ou le GRD dans le cas du compteur à budget) via le module optionnel, un site web, une application mobile ou d'autres moyens de communication.

Le tableau ci-dessous, directement extrait de la *conceptnota*, reprend les fonctionnalités requises pour le système de comptage intelligent tout en mettant en évidence les fonctionnalités minimales selon la Directive 2012/148/EU et selon l'avis de la VREG du 8/4/2015. Il donne également une indication sur la partie qui gèrera ces fonctionnalités compteur digital ou le module optionnel.

Functionaliteit	Minimale functionaliteit volgens 2012/148/EU	Aangegeven in VREG advies 8/4/2015	DM ²³	CEMS ²⁴
1. Metingen + registratie				
a. Actieve energie – afname	X	X	X	
b. Actieve energie – injectie	X	X	X	
c. Reactieve energie – afname	X	X	X	
d. Reactieve energie – injectie	X	X	X	
e. Actueel actief vermogen	X	X	X	
f. Actueel reactief vermogen	X	X	X	
g. Meetfrequentie (kwartierwaarden)	X	X	X	
2. Communicatie met SMO (van op afstand)	X	X	X	
3. Communicatie via een lokale gebruikerspoort	X	X	X	
4. Beveiligde communicatie	X	X	X	
5. Vanop afstand toegang tot het distributienet onderbreken of verlenen	X	X	X	
6. Vanop afstand een vermogensbeperking instellen	X	X	X	
7. Openen en sluiten vanop afstand van een spanningsvrij contact				X
8. Openen en sluiten vanop afstand van een relais (circuit)				X
9. Herconfiguratie en firmware-upgrade vanop afstand		X	X	
10. Logfile van de communicatie van de meter met het systeem van de SMO toegankelijk voor klant		X		
11. Misbruik van of inbreuk op de meetinrichting of pogingen daartoe registreren en informatie daarover op afstand uitwisselen met de SMO	X	X	X	
12. Ondersteuning meerdere time-of-use-periodes		X	X	
13. Ondersteuning geavanceerde prijssignalen	X	X		X
14. Geldende prijzen doorsturen via de gebruikerspoort	X	X	X	
15. Ondersteuning budgetmeter/prepaidmeter		X		X
16. Ondersteuning voor het laden van elektrische voertuigen				X
17. Schakelen van slimme toestellen (aansturing via digitale communicatie)				X
18. Als proxy / communicatie-gateway voor andere diensten (EMS (CLS-interface op HAN-poort in Duitsland), submeter, productiemeter, gasmeter, watermeter, gegevens, ...)		X		X
19. Energiebeheerfuncties (EMS)				X

Rôles de marché :

La note clarifie certains rôles, ainsi :

- L'**utilisateur** est le propriétaire des données de comptage.
- Le GRD est l'« **opérateur du comptage numérique** » (digitale meteroperator). Il est propriétaire du compteur, assure le déploiement, l'installation, l'entretien, la relève des index, ... tout comme il le faisait avec des compteurs classiques.
- L'**administrateur des données** : cette partie neutre régulée est responsable de la validation des données, de mettre celles-ci à disposition des différents acteurs (GRD, fournisseur, agrégateur, ...) moyennant mandats éventuels de l'URD et d'assurer un *same level playing*

²³ DM : Digital Meter

²⁴ Customer Energy Management System

field entre ces acteurs quant à la mise à disposition de ces données de comptage. Il veille à la sécurité et à la confidentialité des données telles que prévues dans la réglementation sur la protection de la vie privée. Il endosse le rôle de « Data Protection Officer » défini par la General Data Protection Regulation (cf. §27). Il revient aux GRD de nommer cet administrateur.

- Les **acteurs commerciaux** fournissent le module optionnel de gestion de l'énergie (CEMS) et peuvent à travers celui-ci offrir de nouveaux services énergétiques à l'utilisateur (efficacité énergétique, facturation séparée pour la recharge de véhicule électrique, flexibilité et gestion de la demande, ...).

Déploiement :

En termes de déploiement, la note énumère les situations où un compteur intelligent doit être placé :

- nouveaux raccordements ou rénovations lourdes ;
- remplacements de compteur (défectuosité, métrologie, ...) ;
- unités de production décentralisées (<10 kVA) : nouvelles installations et installations existantes ;
- compteurs à budgets : remplacements et nouveaux placements.

En outre, les compteurs peuvent également être placés chez les utilisateurs qui en feraient la demande (exemple : propriétaires de véhicules électriques, gros consommateurs, participation à des services de flexibilité, etc.). Lors du placement d'un compteur intelligent gaz, il y aura placement en même temps d'un compteur intelligent pour l'électricité.

Le début officiel du déploiement est planifié pour le dernier trimestre de 2018.

Coûts et financement

Etant donné le choix d'une architecture de comptage simple et qu'aucune spécificité flamande n'est demandée, le compteur sera standard permettant ainsi de réduire son coût.

Pour les nouveaux raccordements et les rénovations lourdes, le placement d'un nouveau compteur est déjà une imposition et son coût est pris en charge par l'utilisateur selon les tarifs approuvés. Pour les nouvelles productions décentralisées, les coûts de remplacement du compteur Ferraris (« qui tourne à l'envers ») est à charge du GRD. Pour les prosumers existants, le GRD remplace le compteur de production à la demande et aux frais de l'URD et place alors un compteur digital.

La note liste en suite les principaux avantages des compteurs digitaux :

- meilleure connaissance des flux réseaux ;
- opportunité de développer des nouveaux produits et services ;
- réduction des coûts liés à le relève manuelle et transmission plus rapide des données de comptages vers le marché ;
- meilleure connaissance pour l'utilisateur de ses consommations ;
- opérations à distance rendues possibles pour le GRD (situation d'urgence, adaptation de la capacité, ouverture/fermeture, ...) ;
- meilleure intégration des productions renouvelables et des unités de stockage.

VREG

Le VREG a publié en date du 6 avril 2017 un avis sur la note du Gouvernement flamand. Dans cet avis, le VREG se félicite de l'initiative du Gouvernement flamand de procéder au déploiement de compteurs intelligents.

Cependant le VREG émet un certain nombre de réserves ou de clarification. Il serait en effet souhaitable d'utiliser le terme compteur intelligent plutôt que compteur digital et de clarifier l'architecture du système de comptage intelligent. Par ailleurs, le VREG soutient l'implémentation de fonctionnalités supplémentaires (fichier de log des accès aux données du compteur, affichage du solde de prépaiement, de la qualité de la tension, des données des sous-compteurs).

Au niveau du sous-comptage, le VREG met en évidence un certain nombre d'incohérences, la nécessité de disposer d'exigences techniques pour les sous-compteurs à partir desquels une transaction commerciale sera réalisée (ex. flexibilité, production locale bénéficiant des certificats verts, ...).

Enfin, le VREG reconnaît la nécessité de mettre en place un modèle de gestion de données indépendant, mais souligne la complexité de la construction proposée et montre certaines préoccupations concernant sa mise en œuvre concrète.

Finalement, un nombre important de données feront l'objet d'échanges ; il est dès lors important que les parties prennent en compte les principes repris dans la législation sur la protection de la vie privée.

Annexe V. TEXTES EUROPEENS EN FAVEUR DU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS (LISTE NON EXHAUSTIVE)

Texte	Extrait ou commentaire
<p>Directive 2006/32/CE Efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques</p>	<p>« Pour définir des mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique, il convient de tenir compte de l'amélioration de l'efficacité énergétique obtenue grâce au recours généralisé à des innovations technologiques rentables, par exemple à des relevés électroniques. »</p> <p>« Les États membres veillent à ce que dans la mesure où cela est techniquement possible, financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles, les clients finals dans les domaines de l'électricité, du gaz naturel, du chauffage et/ou du refroidissement urbain(s) et de la production d'eau chaude à usage domestique reçoivent à un prix concurrentiel des compteurs individuels qui mesurent avec précision leur consommation effective et qui fournissent des informations sur le moment où l'énergie a été utilisée. »</p>
<p>Directive 2009/72/CE Règles communes pour le marché intérieur de l'électricité</p> <p>et</p> <p>Directive 2009/73/CE Règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel</p>	<p>« Afin de promouvoir l'efficacité énergétique, les États membres ou, si un État membre le prévoit, l'autorité de régulation, recommandent vivement aux entreprises d'électricité (de gaz) d'optimiser l'utilisation de l'électricité (du gaz), par exemple en proposant des services de gestion de l'énergie, en élaborant des formules tarifaires novatrices ou, le cas échéant, en introduisant des systèmes de mesure ou des réseaux intelligents. »</p> <p>« Les États membres veillent à la mise en place de systèmes intelligents de mesure qui favorisent la participation active des consommateurs au marché de la fourniture d'électricité (de gaz). La mise en place de tels systèmes peut être subordonnée à une évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et des bénéfices pour le marché et pour le consommateur, pris individuellement, ou à une étude déterminant quel modèle de compteurs intelligents est le plus rationnel économiquement et le moins coûteux et quel calendrier peut être envisagé pour leur distribution.</p> <p>Cette évaluation a lieu au plus tard le 3 septembre 2012.</p> <p>Sous réserve de cette évaluation, les États membres, ou toute autorité compétente qu'ils désignent, fixent un calendrier, avec des objectifs sur une période de dix ans maximum, pour la mise en place de systèmes intelligents de mesure.</p> <p>Si la mise en place de compteurs intelligents donne lieu à une évaluation favorable, au moins 80 % des clients seront équipés de systèmes intelligents de mesure d'ici à 2020. »</p>
<p>Recommandation 2012/148/UE Préparation de l'introduction des systèmes intelligents de mesure</p>	<p>Cette recommandation fournit des orientations concernant la conception et l'exploitation de réseaux et systèmes de mesure intelligents au regard du droit à la protection des données à caractère personnel. Elle donne également des orientations sur les mesures à prendre lors du déploiement d'un tel système de mesure. On retrouve entre autre la méthodologie pour réaliser une analyse coûts-bénéfices ainsi que les exigences fonctionnelles minimales communes aux systèmes intelligents de mesure de l'électricité.</p>
<p>Directive 2012/27/CE Efficacité énergétique</p>	<p>« En ce qui concerne l'électricité, (...) au moins 80 % des consommateurs devraient être équipés de systèmes intelligents de mesure d'ici à 2020, si la mise en place de compteurs intelligents donne lieu à une évaluation favorable. En ce qui concerne le gaz, (...) les États membres ou toute autorité compétente qu'ils désigneraient devraient établir un calendrier pour la mise en place de systèmes intelligents de mesure, si celle-ci donne lieu à une évaluation favorable. »</p>
<p>Recommandation 2014/724/UE</p>	<p>Cette « recommandation formule des orientations sur les mesures à prendre pour la diffusion, la reconnaissance et l'utilisation, positives et à grande échelle, du</p>

Texte	Extrait ou commentaire
Modèle d'analyse d'impact sur la protection des données des réseaux intelligents et des systèmes intelligents de mesure	<i>modèle d'analyse d'impact sur la protection des données des réseaux intelligents et des systèmes intelligents de mesure (DPIA), en vue de contribuer à garantir le droit fondamental à la protection des données à caractère personnel et au respect de la vie privée dans le déploiement d'applications de réseaux intelligents et de systèmes intelligents de mesure. »</i>
Directive 2014/94/CE Déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs	<i>« Dans la mesure où cela est techniquement possible et financièrement raisonnable, les opérations de recharge des véhicules électriques aux points de recharge devraient faire appel à des systèmes intelligents de mesure afin de contribuer à la stabilité du système électrique en rechargeant les batteries depuis le réseau lorsque la demande générale d'électricité est faible et de permettre un traitement des données sûr et souple. À long terme, cela pourrait également permettre aux véhicules électriques de restituer de l'énergie électrique provenant de leurs batteries vers le réseau lorsque la demande générale d'électricité est élevée. Des systèmes intelligents de mesure tels que définis dans la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil permettent de disposer des données en temps réel qui sont nécessaires pour assurer la stabilité du réseau et encourager une utilisation rationnelle des services de recharge. Les systèmes intelligents de mesure fournissent des informations exactes et transparentes sur le coût et la disponibilité des services de recharge, encourageant ainsi la recharge pendant les «heures creuses», c'est-à-dire les périodes de faible demande générale d'électricité et de prix bas de l'énergie. L'utilisation de systèmes intelligents de mesure optimise la recharge, au bénéfice du réseau électrique et des consommateurs. »</i>
COM/2016/0864 final Proposition de révision de la directive électricité 2009/72/CE	<p>Cette proposition, toujours en discussion actuellement²⁵, vise à adapter la directive 2009/72/CE relative aux règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Elle introduit une annexe III relative aux compteurs intelligents. Sur base d'une analyse coûts-bénéfices positive, les Etats membres devront équiper de compteurs intelligents 80% des clients finaux dans les huit ans :</p> <p><i>« Les États membres veillent à la mise en place sur leur territoire de compteurs intelligents qui peut être subordonnée à une évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et des bénéfices pour le marché et pour le consommateur, pris individuellement, ou à une étude déterminant quel modèle de compteurs intelligents est le plus rationnel économiquement et le moins coûteux et quel calendrier peut être envisagé pour leur distribution.</i></p> <p><i>Cette évaluation prend en considération la méthode d'analyse des coûts et des avantages et les fonctionnalités minimales prévues pour les compteurs intelligents définies dans la recommandation 2012/148/UE de la Commission, ainsi que les meilleures techniques disponibles pour assurer le niveau le plus élevé de cybersécurité et de protection des données.</i></p> <p><i>Sous réserve de cette évaluation, les États membres ou, si un État membre l'a prévu ainsi, l'autorité compétente désignée, fixent un calendrier, avec des objectifs sur une période de dix ans maximum, pour le déploiement de systèmes de compteurs intelligents. Si la mise en place de compteurs intelligents donne lieu à une évaluation favorable, au moins 80 % des clients finaux seront équipés de compteurs intelligents dans les huit années qui suivent la date de cette évaluation favorable, ou d'ici à 2020 pour les États membres qui ont entamé le déploiement de tels compteurs avant l'entrée en vigueur de la présente directive. »</i></p>

²⁵ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/HIS/?uri=COM:2016:0864:FIN> , consulté le 13/11/2017

Annexe VI. CRAINTES EMISES FACE AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS

Liste dressée lors du 1^{er} comité d'accompagnement de l'étude en date du 16 novembre 2016.

Craintes	Explications complémentaires données
Volonté client	Impossibilité d' <i>Opt-out</i> , respect de la volonté client
Impact prix < 0	Impact prix négatif sur autres consommateurs
Perceptions	Perceptions de l'URD
Impacts organisationnels	Impacts organisationnels liés au déploiement des compteurs
Coût non-décision	
Rater la transition	ne pas être prêt pour la transition énergétique
CT ≠ LT	Crainte d'un compromis à court-terme vs Vision stratégique
Freins réglementaires	Freins réglementaires à l'innovation
Unbundling	Mise à mal de l' <i>Unbundling</i>
Étalement amortissement	Ne pas pouvoir étaler les coûts (durée d'amortissement) sur plusieurs périodes tarifaires
Enveloppe budgétaire	Disposer d'enveloppes budgétaires insuffisantes
Absence de lissage	Plus de lissage de la facture (ex. consommation de gaz en hiver)
Chiffrage des coûts	Mauvaise identification des coûts réels de l'installation des compteurs
Comparabilité tarifs	Offres tarifaires difficilement comparables pour l'URD
Complexification	Complexification du système pour l'URD
Santé	Impact des compteurs sur la santé (ondes électromagnétiques, ...)
Coupure à distance	Permettre les coupures à distance sans avoir eu de contact avec l'URD
Perte de confiance	
Fiabilité	Fiabilité du matériel
Différence 3 régions	Approche différente dans les trois régions
Hacking	Hacking des systèmes (sécurité) / Hacking généralisé -> risque de blackout
Incompatibilité	Incompatibilités du matériel entre les différents GRD et/ou fournisseurs
Absence intervention humaine	
Signaux tarifaires antagonistes	Signaux tarifaires antagonistes entre les tarifs GRD d'une part et les tarifs fournisseurs d'autre part
Vie privée	
Pas de choix possible (techn. commun.)	Pas de choix possible de la technologie de communication
Modèle de marché	Modification du modèle de marché
Instabilité cadre réglementaire	
Discrimination (fracture énergétique)	Réservé à ceux qui peuvent se l'offrir
Durée de vie	Durée de vie des compteurs
Mauvais encadrement	Ne pas oublier les nouveaux métiers (obstacles) et absence de cadre
Messages contradictoires à la clientèle	Messages divergents par rapport à la communication compteurs intelligents
Impact prix	Impact prix pour ménages précarisés
Avenir compensation	<i>Phasing out</i> de la compensation
Sécurité informatique réseau	
Impact environnemental	Impact environnemental global
Utilisation des données abusive	Utilisation des données à d'autres finalités que la facturation
Vulnérabilité du système	Vulnérabilité du système (hors hacking)
Mise à jour du solde PP	Solde de prépaiement mis à jour une fois par jour
2 vitesses développement	Développement à deux vitesses
Opportunité cible CàB	Opportunité de cibler le segment des compteurs à budget (public fragilisé)

Annexe VII. LISTE DES RECOMMANDATIONS

La liste des recommandations reprises tout au long de ce rapport est compilée ci-dessous, avec les renvois vers les pages correspondantes :

- Compteur simple avec intelligence au maximum dans les systèmes informatiques des GRD plutôt que localement.16
- Idéalement, un modèle unique de compteur sur l'ensemble du territoire wallon ou, à défaut, des interfaces permettant une interopérabilité en particulier pour le port de sortie local.....16
- Donner une base légale aux différents régimes de comptage et définir le régime par défaut.18
- Encadrer l'accessibilité de données, en ce compris à des tiers, notamment au regard du Règlement général sur la protection des données (GDPR).18
- Le compteur doit permettre au minimum les fonctionnalités de base suivantes : enregistrement des données de consommation par 1/4 h pour l'électricité et par 1h pour le gaz, communication bidirectionnelle, pilotage à distance, permettre le prépaiement (y compris modulation de puissance et ouverture/fermeture).20
- Donner une base légale aux fonctionnalités minimales.20
- Donner une base légale aux données collectées et être conforme au Règlement général sur la protection des données (quelles données sont collectées, pour quel usage, combien de temps, consentement de l'URD, qui est responsable du traitement, ...).20
- Permettre le tarif exclusif nuit21
- Permettre la fourniture pour la recharge de son véhicule électrique avec un fournisseur distinct de celui de son habitation.21
- Garantir que le « data manager », en l'occurrence le GRD, soit neutre, indépendant et régulé. C'est lui qui garantit la protection et la sécurité des données à caractère sensible, commercial ou personnel. Il ne peut tirer un quelconque avantage commercial de celles-ci.23
- Permettre au GRD de développer comme seuls services énergétiques ceux prévus par les OSP.23
- L'utilisation des courbes de charge par le GRD pour la gestion de son réseau ne peut se faire que de manière agrégée sur un ensemble d'URD.24
- Limiter les fonctionnalités du compteur aux fonctionnalités nécessaires pour éviter des coûts inutiles. .24
- Encourager quelques projets-pilotes visant à objectiver les gains en matière d'URE et de flexibilité liés aux compteurs intelligents.29
- Assurer la sécurité des systèmes informatiques des systèmes sur base d'application de standard et/ou normes internationales reconnues (ex. ISO/CEI 27000).41
- S'assurer que les compteurs répondent à la Directive MID (précision, ...).41
- Obtenir les garanties constructeurs quant à une durée de vie de minimum 15 ans pour le compteur.41
- Le régime de comptage par défaut est le régime 1 ; toutefois si la demande de placement d'un compteur intelligent intervient à la demande de l'URD, le régime de comptage qui prévaut est alors le régime 3. .43
- Chaque GRD doit mener sa propre analyse d'impact et de la mettre régulièrement à jour (à notre connaissance, seul ORES aurait réalisé une telle analyse).....43
- La CWaPE recommande de maintenir des contacts entre GRD et la Commission Vie Privée.43
- La CWaPE invite le législateur à s'inspirer des avis remis par la CPVP concernant d'une part la conceptnota du Gouvernement flamand (avis n°17/2017), d'autre part le projet d'ordonnance bruxelloise (avis n°35/2017).44
- Respect des normes relatives à la puissance absorbée des équipements de comptage (EN 62.053).....45

- Grouper les communications là où c'est possible (ex. immeuble à appartements : un seul module de communication pourrait être utilisé par plusieurs compteurs).....45
- Limiter la fréquence de communication des données à ce qui est raisonnable et nécessaire.45
- Mise en place d'une politique de recyclage des compteurs désaffectés.45
- Réduire au maximum la puissance d'émission ;47
- Limiter les fréquences d'émissions (c.-à-d. le nombre de signaux envoyés par jour) ;47
- Eviter les émissions nocturnes prolongées en raison d'un effet perturbateur potentiel sur le sommeil ; 47
- Réduire le nombre de modules de communication : ex. un seul module pour les différents flux (électricité, gaz, eau) ; un seul module pour un ensemble de compteurs dans les immeubles à appartements ;47
- Dans le cas de communication CPL, étudier des filtres à installer sur demande (pour les personnes électrohypersensibles par exemple) permettant d'éviter la propagation des signaux CPL en aval du compteur.47
- Mettre en place une gestion active du changement en concertation avec les acteurs du marché notamment via des projets pilotes.49
- Affichage du crédit disponible en euro sur le compteur et autres médias (prépaiement).49
- Mise en place d'alarmes préventives pour différents seuils de crédit restant (prépaiement).....49
- Légiférer sur base d'un retour d'expérience relatif entre autres aux auto-coupures sur un service minimum de base en guidance énergétique pour public précarisé (prépaiement).....49
- Diversifier les moyens de paiement (prépaiement).49
- Assurer une mise à jour acceptable pour le client du solde de prépaiement voir une réactivation du compteur le cas échéant (prépaiement).49
- Permettre/promouvoir le prépaiement sur base volontaire comme aide à la gestion de sa facture d'énergie.49
- Permettre de supprimer la facture de régularisation en cas de prépaiement.49
- Port de sortie local du compteur doit être désactivé par défaut.51
- Port de sortie local doit pouvoir être activé/désactivé à tout moment à distance sur demande de l'URD.51
- L'architecture de branchement doit être conforme au RGIE.53
- Le RGIE doit pouvoir évoluer à niveau de sécurité inchangé.....53
- Le compteur doit être homologué pour le prélèvement et pour l'injection.53