

Université Libre de Bruxelles
Institut de Gestion de L'environnement et Aménagement du Territoire
Faculté des Sciences
Master en Sciences et Gestion de l'Environnement

L'apport des compteurs intelligents à une consommation plus durable de l'électricité

Mémoire de Fin d'Etudes présenté par
Klopfert, Frédéric

En vue de l'obtention du grade académique de
Master en Sciences et Gestion de l'Environnement

Année Académique : 2007-2008

Directeur : Prof. W. Hecq

Table des matières

Table des matières	i
Tables des figures	iv
Abréviations	v
Lexique	vi
1. Introduction	1
1.1. Le besoin d'évolution des compteurs électriques	1
1.2. Objectifs de l'étude	2
1.3. Définition d'un compteur intelligent	3
1.4. Terminologie	4
1.5. Pour mettre les idées en place	4
1.6. Méthodologie	5
2. Les acteurs du marché de l'électricité	6
2.1. L'Union Européenne	6
2.1.1. Les directives de libéralisation du marché de l'électricité	6
2.1.2. La directive pour l'efficacité énergétique	7
2.1.3. La directive pour les instruments de mesures	9
2.1.4. La directive pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité	10
2.1.5. Le protocole de Kyoto et les « 3x20 »	10
2.2. Les pouvoirs publics belges	10
2.3. Les régulateurs	11
2.3.1. La CREG	11
2.3.2. La CWaPE	11
2.3.3. La VREG	11
2.3.4. Brugel	12
2.4. Les producteurs	12
2.5. Le réseau de transport	13
2.6. Le réseau de distribution	13
2.7. Les fournisseurs d'électricité	14
2.8. Les fournisseurs de compteurs	15
2.9. Les consommateurs	15
3. L'aspect technique des compteurs intelligents	16
3.1. Le compteur	17
3.2. Le port de communication à usage domestique	18
3.3. Le port de communication pour compteurs externes	18
3.4. Le port de communication à usage du gestionnaire	18
3.5. Le serveur central	21

4.	<u>La situation en Belgique</u>	22
4.1.	La consommation électrique en Belgique	22
4.2.	Les impacts des institutions belges.....	23
4.3.	L'allocation et la réconciliation.....	24
4.4.	L'équilibre du réseau.....	25
4.5.	Le projet de test Sibelga	26
4.6.	Les CI dans les autres pays européens	27
	4.6.1. Italie	28
	4.6.2. France.....	28
	4.6.3. Pays-Bas.....	29
	4.6.4. Suède.....	29
5.	<u>La maîtrise de la demande</u>	30
5.1.	Le confort et l'énergie	30
5.2.	Le confort et l'économie	32
5.3.	Les comportements et l'énergie	33
	5.3.1. La rétroaction directe.....	33
	5.3.2. La rétroaction indirecte.....	36
	5.3.3. Les conseils énergétiques.....	36
	5.3.4. Effet de la tarification.....	36
	5.3.5. La persistance des apprentissages	36
5.4.	Conclusions.....	37
6.	<u>Analyse des apports potentiels des compteurs</u>	40
6.1.	Analyse coûts-bénéfices.....	40
	6.1.1. Résultats de l'étude de la KEMA	40
	6.1.2. Résultats d'autres études en Belgique	43
	6.1.3. Principales causes de variabilité des études	43
	6.1.3.1. <i>Libéralisation du marché électrique</i>	43
	6.1.3.2. <i>Répartition des coûts</i>	44
	6.1.3.3. <i>Scénario de référence</i>	44
	6.1.3.4. <i>Paramètres du modèle</i>	45
	6.1.3.5. <i>Sensibilité des paramètres</i>	45
	6.1.3.6. <i>Manque d'information</i>	45
	6.1.3.7. <i>Non quantification de tous les avantages</i>	45
6.2.	Analyse SWOT - Forces	46
	6.2.1. Relevé, ouverture et fermeture automatisés des compteurs.....	46
	6.2.2. Changement de fournisseur	47
	6.2.3. Compteurs à budget et limiteur de puissance.....	48
	6.2.4. Facturation de la consommation réelle	48
	6.2.5. Informations détaillée sur la consommation.....	49
	6.2.6. Serveur central (CAS)	50
	6.2.7. Economie d'énergie générale (Load level)	50
	6.2.8. Diminution de pics de consommation (Peak shaving).....	52
	6.2.9. Sécurité d'approvisionnement électrique	54
6.3.	Analyse SWOT - Faiblesses	55
	6.3.1. Coût de l'infrastructure	55
	6.3.2. Risques technologiques et économiques	56
	6.3.3. Interopérabilité	57

6.3.4.Problématique du gaz	58
6.3.5.Impact des affichages intelligents.....	58
6.3.6.Impact financier pour les ménages.....	59
6.3.7.Impact environnemental	59
6.4. Analyse SWOT - Opportunités.....	59
6.4.1.Amélioration de la gestion et fiabilité du réseau.....	59
6.4.2.Tarififications nouvelles.....	60
6.4.3.Domotique et « Load Control ».....	61
6.4.4.Services énergétiques.....	62
6.4.5.Services de télégestion complémentaires	62
6.4.6.Statistiques	62
6.4.7.Réduction des émissions de gaz à effet de serre	62
6.4.8.Impact sur les énergies renouvelables	63
6.4.9.Submetering.....	63
6.5. Analyse SWOT - Menaces.....	64
6.5.1.Inégalités sociales.....	64
6.5.2.Incidence sur l'emploi.....	64
6.5.3.Sécurité et confidentialité	65
6.6. Analyse SWOT – Résumé	66

7. Conclusions **67**

7.1. Questions non posées ou mal posées.....	67
7.1.1.Préoccupations et interactions entre les acteurs	67
7.1.2.Les décisions à prendre	69
7.2. Recommandations.....	70
7.2.1.Etudes complémentaires.....	70
7.2.2.Mesures politiques	72
7.3. Conclusion : un compteur idéal ?	73

Références bibliographiques **74**

Documents	74
Sites Internet.....	80
Entretiens et courriers électroniques.....	81

Annexes **1**

A1 Problématique des compteurs de gaz.....	1
A2 Problématique de l'interopérabilité	3
A3 Smart Grids.....	5
A4 Exemple de courbe de charge d'un ménage	6
A5 Paramètres de l'analyse coûts-bénéfices	7

Tables des figures

<i>Figure 1 : Le Compteur intelligent, les ports de communication, les services</i>	4
<i>Figure 2 : Composants et ports de communication d'un système AMI</i>	16
<i>Figure 3 : Comparaison des technologies de communication</i>	19
<i>Figure 4 : Comparaison des coûts totaux des différentes technologies de communication</i>	20
<i>Figure 5 : Evolution de la consommation d'électricité du secteur résidentiel</i>	22
<i>Figure 6 : L'équilibre du réseau de transport</i>	25
<i>Figure 7 : Evolution des installations de compteurs intelligents</i>	27
<i>Figure 8 : L'énergie et le confort</i>	30
<i>Figure 9 : Bénéfices liés aux investissements dans les mesures d'efficacités</i>	32
<i>Figure 10 : Facteurs influençant la conception des affichages intelligents</i>	34
<i>Figure 11 : Economies de consommation électrique par rétroaction informationnelle</i>	37
<i>Figure 12 : Analyse coûts-bénéfices des compteurs intelligents en Région flamande</i>	41
<i>Figure 13 : Etude de sensibilité des paramètres de l'analyse coût-bénéfice</i>	42
<i>Figure 14 : Processus de facturation</i>	43
<i>Figure 15 : Variation du prix de l'électricité sur BELPEX</i>	52
<i>Figure 16 : Types de tarifications</i>	53
<i>Figure 17 : Ports de communication des compteurs intelligents</i>	57
<i>Figure 18 : Résumé de l'analyse SWOT des compteurs intelligents</i>	66
<i>Figure 19 : Position et influence des acteurs concernés par les compteurs intelligents</i>	68

Abréviations

AMI	Advanced Metering Infrastructure
AMR	Automated Meter Reading
CI	Compteur intelligent
DNO	Distribution Network Operator, terme anglais pour GRD
DSB	Demand Side Bidding
DSM	Demand Side Management, terme anglais pour MDE
ESMA	European Smart Metering Alliance
EUMF	End Use Monitoring and Feedback
GES	Gaz à effet de serre
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
GSM	Global System for Mobile communications
IEA	International Energy Agency
kWh	kilowatt.heure – unité de consommation d'énergie
MDE	Maîtrise de la demande d'énergie
NPV	Net present value
OFC	Ouverture et fermeture des compteurs
PLC	Power Line Carrier
RCB	Région Bruxelles-Capitale
SLP	Profil de charge synthétique (Synthetic Load Profile)
SSE	Société de services énergétiques
TOU	Time of use
TSO	Transmission System Operator, terme anglais pour GRT
XML	eXtended Markup Language

Lexique

Elasticité	L'élasticité est définie comme le rapport entre le taux de croissance des demandes d'électricité et le revenu des ménages et permet de mesurer la sensibilité des demandes à la suite de variations relatives de ces revenus.
Firmware	Terme anglais utilisé pour désigner un logiciel embarqué, c'est-à-dire intégré dans un appareil programmable (hardware).
Réserve primaire	Réserve de capacité de production électrique qui peut être activée en moins de 15 secondes lorsque le déséquilibre entre production et consommation est détecté. Elle est fournie jusqu'à 15 minutes après l'incident.
Réserve secondaire	Réserve de capacité de production électrique qui peut être activée dans les 15 à 30 secondes. Elle remplace la réserve primaire dans les 15 minutes.
Réserve tertiaire	Réserve de capacité de production électrique qui est utilisée pendant des périodes plus longues pour compenser des déséquilibres ou des surcharges. Cette réserve est constituée d'unités de production électrique et de clients qui acceptent de diminuer leur consommation pendant une période prédéterminée et sur une base contractuelle.
Load Level	On parle de Load level lorsque la consommation diminue de manière uniforme et la courbe de charge se déplace vers le bas sans que la forme ne soit modifiée.
Peak Shaving	Le Peak shaving correspond à une modification de la courbe de charge lorsqu'une partie de la consommation qui correspond aux moments de plus grande consommation est déplacée vers des moments de plus faible consommation. La courbe de charge s'aplanit.
Energie primaire	Une source d'énergie primaire est une forme d'énergie disponible dans la nature avant toute transformation. Elle doit être transformée en une énergie secondaire et transportée vers l'endroit où cette énergie sera finalement utilisée.
Energie finale	L'énergie finale électrique correspond à l'énergie qui arrive sous forme électrique au compteur d'une habitation. C'est cette énergie qui est facturée.
Energie utile	L'énergie finale est transformée en énergie utile (lumière, chaleur, mouvement, etc.) par l'intermédiaire d'appareils électriques.

Les progrès technologiques dans l'informatique et les télécommunications permettent d'intégrer de l'intelligence dans les compteurs de consommation électrique que tous les ménages ont dans leur habitation. A tort ou à raison, ces nouveaux compteurs, dits intelligents, ont été identifiés comme un moyen de faire baisser la consommation électrique de la population, tout en améliorant la gestion des réseaux. Poussés par les directives européennes comme celle sur l'efficacité énergétique, ces compteurs intelligents font l'objet d'un intérêt marqué des différents acteurs du marché de l'électricité.

Cependant, de nombreuses questions restent ouvertes, tant du point de vue de la rentabilité économique de ces compteurs que de celui de sa contribution au développement durable de nos sociétés. Les études comportementales, les analyses coûts-bénéfices et l'énumération des forces, faiblesses, opportunités et menaces, apportent chacune un éclairage différent et une meilleure compréhension des multiples facettes de ces compteurs.

Ce mémoire de fin d'étude a pour ambition de donner au lecteur une vision large et globale de la problématique des compteurs intelligents, tant sous l'aspect économique que social et environnemental, tout en soulignant les motivations et les enjeux des acteurs concernés.

1. Introduction

1.1. Le besoin d'évolution des compteurs électriques

Depuis le début du réseau électrique, des compteurs ont été nécessaires pour mesurer la consommation afin d'établir les factures. Il s'agit de compteurs comme nous en avons tous un chez nous, qui mesure l'intensité du courant électrique consommé et comptabilise le nombre de kWh consommés.

Très rapidement les gestionnaires de réseau ont constaté qu'il y avait des périodes de forte consommation et des moments où la consommation était faible. Un système de tarification appelé « bi-horaire » a été introduit : une différence de prix significative entre l'électricité de jour et de nuit a permis de rééquilibrer la demande et conduisant à un « peak-shaving », bénéfique tant pour les gestionnaires de réseau que pour les consommateurs.

Les compteurs étant électromécaniques, un agent doit périodiquement venir relever les index, généralement une fois par an, afin d'établir la facture.

A l'époque de la télécommunication, de l'informatique et de la recherche permanente de la rentabilité, l'idée est venue d'intégrer aux compteurs classiques des moyens de transmettre les index directement au fournisseur, réduisant de ce fait les coûts liés au relevé des compteurs. Une des premières raisons d'ajouter de « l'intelligence » aux compteurs était donc économique, mais il en existe d'autres :

- La **gestion technique** du réseau électrique :

L'efficacité du réseau peut être grandement améliorée par une meilleure connaissance des profils de production et de consommation, l'équilibrage étant un souci majeur des gestionnaires de réseaux.

- La **maîtrise de la consommation** électrique :

Des études montrent que dans certains cas, des consommateurs bien informés sur leurs habitudes peuvent sensiblement réduire leur consommation électrique et les compteurs intelligents peuvent fournir cette information.

- L'amélioration des **services énergétiques** et une **meilleure tarification** :

Depuis longtemps, il existe des tarifications différentes aussi bien pour des raisons sociales que pour des raisons de coûts liés à l'équilibrage du réseau. Les nouveaux compteurs offrent des possibilités illimitées pour introduire des mécanismes plus souples que le système bi-horaire actuel.

Ce rapide aperçu, permet de constater qu'il y a de multiples raisons de mettre de l'intelligence dans les compteurs.

D'un autre côté, les motivations, la compréhension de la problématique et les attentes en matière de fonctionnalités dépendent essentiellement des différents acteurs du secteur énergétique et il n'est, par conséquent, pas si facile de déterminer une solution idéale.

1.2. Objectifs de l'étude

Nous sommes clairement à un tournant en matière de compteurs électriques. Dans de nombreux pays, des pilotes de petite ou de grande taille sont déjà mis en place.

L'objectif de cette étude est quadruple :

- 1) Analyser le **contexte actuel** en matière de compteurs électriques

Le chapitre 2 est consacré à ce sujet et a pour but d'identifier les différents acteurs et leurs motivations à rendre les compteurs intelligents.

- 2) Décrire l'**état de l'art** des compteurs intelligents

Le chapitre 3 couvre les principaux aspects techniques liés aux compteurs et à l'infrastructure nécessaire à son bon fonctionnement.

Le chapitre 4 décrit certaines particularités de la situation en Belgique.

- 3) Décrire et analyser les **motivations et les argumentations** avancées

Une de principales argumentations en faveur des compteurs intelligents étant l'aspect de l'économie d'énergie, le chapitre 5 est consacré aux études ayant pour objet la maîtrise de la demande d'énergie.

Le chapitre 6 vise à analyser la problématique des compteurs par une analyse coûts-bénéfices et par une analyse SWOT se basant sur les principaux arguments avancés par les différents acteurs.

- 4) **Proposer les étapes suivantes** pour faire avancer les projets de compteurs intelligents dans la direction d'une consommation durable de l'électricité.

La conclusion du chapitre 7 fait le point sur les informations encore manquantes à ce jour et propose quelques actions concrètes à court terme.

1.3. Définition d'un compteur intelligent

Avant d'aborder les avantages et inconvénients des compteurs intelligents, il faudrait pouvoir le définir. Il n'existe cependant pas de définition précise faisant l'unanimité.

L'adjectif « intelligent » est clairement abusif et a probablement été choisi pour indiquer qu'il s'agit d'un équipement électronique capable d'être programmé. Il ne faut surtout pas l'interpréter au sens informatique « d'intelligence artificielle », vu que ces compteurs agissent comme des « serveurs » obéissant aux requêtes extérieures et ne sont pas munis de capacité de décision et d'action propre.

En Hollande, le "Ministerie van Economische Zaken" [108] considère la terminologie de « compteur intelligent » erroné et provenant d'une traduction inexacte de l'Anglais « smart metering » qui indique que l'intelligence se situe au niveau du processus de mesure et non pas dans le seul appareil de mesure.

Citons le point de vue de l'ESMA¹ [107] reprise par l'A.I.E² [40]

There is no single definition of smart metering, however all smart-meter systems comprise an electronic box and a communications link. At its most basic, a smart meter measures electronically how much energy is used, and can communicate this information to another device which in turn allows the customer to view how much energy they are using and how much it is costing them.

The key distinction between smart-meter types is determined by their communication i.e. whether there is any with the energy supplier, whether this is one-way or two-way and the data-storage capability of the meter.

Dans le cadre de ce travail, je prendrai la définition suivante : un compteur intelligent est un compteur de consommation électrique ayant les caractéristiques minimales suivantes :

- il est connecté au réseau de distribution basse tension
- il est situé à l'intérieur des habitations privées
- il mesure de manière fiable l'énergie électrique consommée. Les mesures sont lisibles par les êtres humains sans équipement spécial
- il est équipé d'un moyen de télécommunication bidirectionnel vers un centre de télécollecte d'information

Beaucoup d'autres fonctionnalités peuvent être rendues disponibles, notamment en ce qui concerne les méthodes de comptage, les interfaces de communication auxiliaires, l'affichage, etc. Ces points seront détaillés au chapitre 3.

¹ European Smart Meter Alliance

² Agence Internationale pour l'Energie

1.4. Terminologie

Dans la littérature sur les compteurs intelligents (CI), on se réfère souvent aux compteurs classiques comme des compteurs MMR (Manual Meter Reading), par opposition aux CI qui, grâce à leur capacité de communication, ont la fonctionnalité AMR (Automatic Meter Reading).

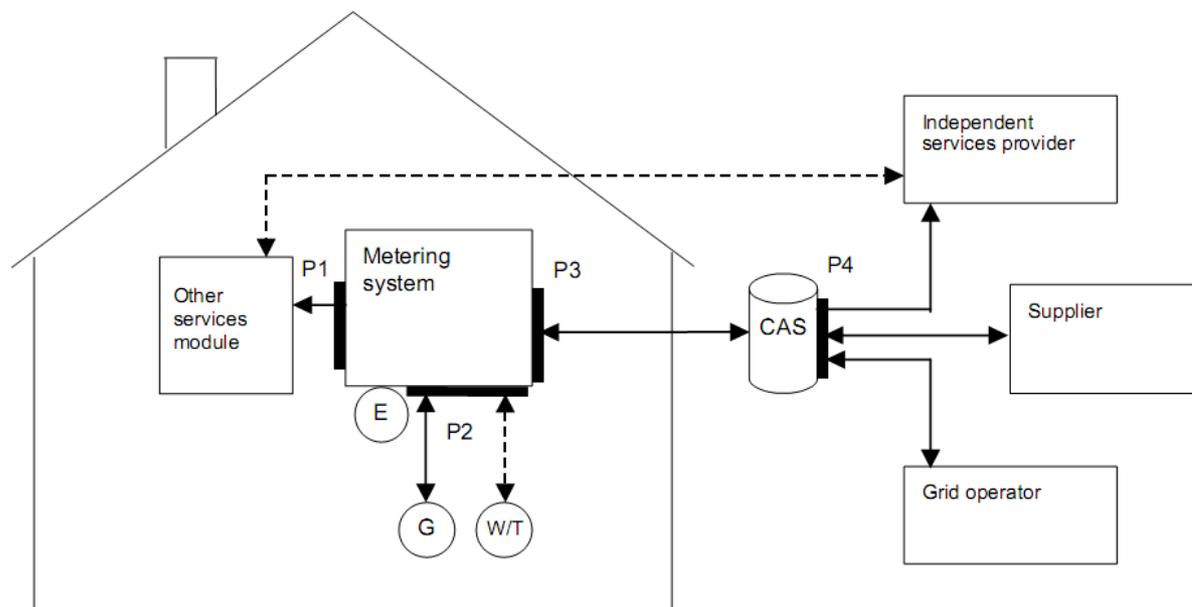
On parle de AM (Advanced Metering) lorsque le système de mesure permet d'enregistrer les courbes de charges (les consommations quart-horaire en Belgique) et transmet ces informations à un centre de collecte de façon régulière, habituellement journalière.

L'infrastructure composée du compteur, du réseau de communication vers le centre de collecte et du centre de gestion des données est appelée AMI (Advanced Metering Infrastructure), tandis que l'on se réfère au processus de gestion globale comme de l'AMM (Advanced Metering Management).

Une des particularités des CI, en dehors des canaux de communication, est sa capacité de mémoriser les consommations par intervalle de temps, quart d'heure par quart d'heure. En anglais, on parle alors d'« interval meter » par opposition aux compteurs classiques (cumulative meters).

1.5. Pour mettre les idées en place

Le schéma suivant est celui de la norme hollandaise NTA 8130 [55]



Source: Nederlands Normalisatie-instituut

Figure 1 : Le compteur intelligent, les ports de communication, les services

On y distingue :

- Le compteur intelligent (Metering system dans le schéma), situé dans l'habitation.

L'interface P3 permet la communication entre le compteur et un concentrateur.

Les interfaces P1 et P2 sont disponibles pour des extensions à destination des utilisateurs (typiquement pour un affichage complémentaire) et pour l'interconnexion vers d'autres types de compteurs (gaz, eau, chaleur).

- Le concentrateur et centre de traitement des données (CAS dans le schéma)

Il permet de gérer les compteurs individuels à l'aide d'un système de communication bidirectionnel. L'information est stockée dans une base de données, disponible pour les parties concernées.

- L'interaction des autres acteurs

Les fournisseurs, les gestionnaires de réseaux et les sociétés de services énergétiques ont accès aux données de consommations par l'intermédiaire du CAS.

1.6. Méthodologie

Lors de la définition des objectifs de ce mémoire, en février, l'idée était d'identifier les acteurs, les fonctionnalités envisageables sur les compteurs intelligents. En procédant à une analyse multicritère et multiacteur, l'intention était d'arriver à une spécification d'un « compteur idéal ».

Cependant, au cours des recherches, il est rapidement apparu que l'idée de définir un compteur idéal au niveau d'une spécification fonctionnelle n'avait pas de sens, car même si « la Belgique est à la traîne dans ce domaine » [211], des CI existent et des pilotes ont été mis en place récemment. De plus, il n'existe pas suffisamment d'informations quantitatives, précises et détaillées pour effectuer une analyse multicritères d'une qualité suffisante.

La méthodologie appliquée a donc été la suivante :

- Le point de départ de l'analyse et des comparaisons est la norme NTA 8130 [55], telle qu'elle est utilisée aux Pays-Bas et sur laquelle se base le projet Sibelga.
- La notion de compteur idéal n'a pas été limitée à une considération purement fonctionnelle, mais est intégrée dans la problématique du développement durable, donc en abordant les aspects économiques, sociaux et environnementaux.
- Les deux méthodes d'analyses choisies pour analyser les données sont l'analyse coûts-bénéfices pour ce qui est quantifiable et l'analyse SWOT, mieux adaptée aux aspects qualitatifs.
- L'objectif final étant d'arriver à des recommandations applicables à la Belgique, les problèmes analysés le sont dans cette perspective nationale, même si l'essentiel des aspects analysés sont communs à la majorité des pays européens. Ceci explique le peu de références à d'autres pays tels les Etats-Unis et le Canada.

Il faut également mentionner que, comme le signale d'ailleurs certaines autres études, beaucoup d'informations sensibles ne sont simplement soit pas disponibles, soit disponibles mais confidentielles. Certaines sources m'ont autorisé à mentionner des chiffres qu'à condition de ne pas explicitement en citer leur origine. De telles informations n'ont été incluses dans ce document que dans la mesure où elles ont été confirmées par plusieurs sources indépendantes et où elles offraient un intérêt suffisant en tant qu'ordre de grandeur.

2. Les acteurs du marché de l'électricité

Afin de comprendre les raisons d'introduire des compteurs intelligents (CI) et les impacts qui en découlent, il est nécessaire de faire une brève description de tous les acteurs concernés.

Ce chapitre a donc pour but de rapidement énumérer les acteurs et leurs principales motivations, dans une logique top-down.

Au niveau politique, ce sont les institutions européennes, par l'intermédiaire de nombreuses directives, qui donnent une impulsion favorable aux CI. Le gouvernement belge, d'une part, devant se soumettre à ces directives et, d'autre part, étant préoccupé par la problématique de l'énergie en général, est également à la recherche de solutions réalistes, les CI n'étant qu'un élément parmi bien d'autres.

Les régulateurs veillent au bon fonctionnement du monde régulé (essentiellement les gestionnaires de réseaux) et du marché libéralisé dans lequel évoluent les autres acteurs : producteurs d'électricité, fournisseurs d'énergie et fabricants de CI, CI dont les consommateurs seront, en fin de compte, les utilisateurs.

2.1. L'Union Européenne

2.1.1. Les directives de libéralisation du marché de l'électricité

La directive 96/92/CE, signé le 19 décembre 1996 concerne les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Son but était de favoriser une concurrence réelle et équitable, tout en mettant en place un marché unique et efficace.

La directive de 1996, ayant de nombreux défauts, a été abrogée et remplacée par la **directive 2003/54/CE** [69] qui a comme objectif principal d'accélérer l'éligibilité des clients, toujours dans le but de rendre le marché intérieur électrique plus efficace et plus fluide.

Sans entrer dans des détails qui sortiraient du cadre de ce mémoire, cette directive a mis en place les règles communes qui régissent l'environnement énergétique actuel en distinguant clairement la production, le transport et la distribution de l'énergie.

Notons cependant que c'est cette directive 2003/54/CE qui instaure (liste non exhaustive) :

- L'obligation de service public et de protection des consommateurs

Les entreprises du secteur énergétique seront exploitées en respectant les règles de libre concurrence. Les états membres doivent cependant imposer aux entreprises le service public minimum, en couvrant les aspects suivants : sécurité d'approvisionnement, qualité de prix et de fourniture, protection de l'environnement, garantie pour tout client résidentiel le droit d'être approvisionné en électricité de qualité et à un prix raisonnable, de protéger les consommateurs vulnérables, etc.

- Désignation des gestionnaires de réseau transport (GRT) et de distribution (GRD)

Les GRT sont responsables de :

- Garantir la capacité à long terme du réseau aussi bien pour la consommation interne que pour les demandes raisonnables de transport d'électricité des autres états membres
- Assurer la sécurité d'approvisionnement grâce à une capacité et une fiabilité suffisante
- Garantir l'accès au réseau de façon non-discriminant tout en fournissant l'information nécessaire pour tous les utilisateurs

Les GRD, quant à eux, sont responsables de :

- Assurer l'efficacité, la fiabilité et la sécurité du réseau de distribution électrique dans le respect de l'environnement
 - Donner priorité aux producteurs d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelable ou de cogénération
 - Garantir l'accès au réseau de façon non-discriminant tout en fournissant l'information nécessaire pour tous les utilisateurs
 - Assurer une capacité de réserve dans le réseau afin de couvrir la demande ainsi que les pertes du réseau.
 - Prendre les mesures adéquates en matière d'efficacité énergétique et en matière de maîtrise de la demande
- Dissociation comptable

Les activités de transport et de distribution doivent être totalement dissociées au niveau de la comptabilité interne des sociétés afin de garantir une transparence suffisante et d'éviter des discriminations, subventions cachées ou autres distorsions de concurrence.

La transposition dans le droit belge

La transposition dans le droit belge s'est faite par la loi du 29 avril 1999 (Moniteur belge du 11 mai 99), la loi du 16 juillet 2001 (MB du 20 juillet 2001) et celle du 14 janvier 2003 (MB du 28 février 2003).

La structure du réseau belge qui en découle est décrite plus loin.

2.1.2. La directive pour l'efficacité énergétique

La **directive 2006/32/CE** du 5 avril 2006 [72] a pour but l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et l'instauration d'un cadre en matière de services énergétiques.

Parmi les motivations ayant conduit à cette directive on retrouve :

- Une meilleure sécurité d'approvisionnement
 - Améliorer l'efficacité énergétique au stade de l'utilisation finale, maîtriser la demande d'énergie et encourager les énergies renouvelables permettent de compenser la marge de manœuvre limitée pour pouvoir encore agir à court ou à moyen terme sur les conditions d'approvisionnement et de distribution d'énergie.
- Les engagements liés au protocole de Kyoto.

Les activités humaines associées au secteur de l'énergie sont responsables de pas moins de 78 % des émissions de gaz à effet de serre de la Communauté. Toute amélioration de l'efficacité énergétique se traduira donc rapidement dans une baisse des émissions des gaz à effet de serre.

- La réduction de la dépendance énergétique

Une amélioration de l'efficacité énergétique au stade de l'utilisation finale permettra d'exploiter le potentiel d'économies d'énergie rentable dans des conditions économiquement efficaces.

L'objectif indicatif non contraignant est de réaliser une économie d'énergie de 9% au minimum en 9 ans.

Afin d'atteindre ces objectifs, on retrouve différentes notions :

- D'amélioration de l'**efficacité énergétique** qui est définie comme un accroissement de l'efficacité énergétique dans les utilisations finales à la suite de modifications d'ordre technologique, comportemental et/ou économique.
- De **société de services énergétiques** (SSE) qui fournit des services énergétiques et/ou d'autres mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique dans des installations ou locaux d'utilisateurs
- De **certificats blancs**, certificats qui seraient délivrés par des organismes de certification indépendants confirmant les affirmations des acteurs du marché concernant des économies d'énergie consécutives à la mise en œuvre de mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique
- La réalisation d'économie d'énergie en jouant sur des facteurs qui influencent le **comportement des utilisateurs**.

Parmi les articles qui ont une influence sur la problématique des compteurs intelligents, on retiendra :

Article 6 : Vente d'énergie au détail

Les distributeurs d'énergie, les gestionnaires de réseaux de distribution et/ou les entreprises de vente d'énergie au détail doivent :

- Pouvoir fournir les **informations statistiques agrégées** sur leurs clients finals.

Ces informations peuvent comprendre des informations historiques et comprennent des données actuelles sur la consommation de l'utilisateur final y compris, le cas échéant, le profil de charge, la segmentation de la clientèle et la localisation géographique des clients, tout en préservant l'intégrité et la confidentialité des informations qui sont à caractère personnel ou sensible.

- Proposer et promouvoir des **services énergétiques** à des prix compétitifs à leurs clients finals.

Article 13 : Relevé et facturation explicative de la consommation d'énergie

Les distributeurs d'énergie, les gestionnaires de réseaux de distribution et les entreprises de vente d'énergie au détail sont tenus de :

- Fournir des compteurs individuels qui mesurent avec précision leur consommation effective et qui fournissent des informations sur **le moment où l'énergie a été utilisée**

- Etablir les factures sur la base de la consommation réelle d'énergie et présentées **de façon claire et compréhensible**
- Etablir à **intervalles suffisamment courts** des factures sur la base de la consommation réelle pour permettre aux clients d'adapter leur consommation d'énergie.
- De fournir des informations suffisamment claires sur
 - les **prix courants effectifs** et consommation énergétique ;
 - **l'évolution de la consommation** en comparant de préférence sous la forme d'un graphique, la consommation actuelle d'énergie du client final et celle de l'année précédente à la même période ;
 - la **comparaison avec un consommateur moyen** d'énergie normalisée ou étalonnée appartenant à la même catégorie d'utilisateurs

On peut directement remarquer, que cette directive ne définit pas de manière explicite la notion **de moment où l'énergie a été utilisée** ni celle d'**intervalles suffisamment courts**, notions qui sont donc laissées à l'appréciation des états membres.

2.1.3. La directive pour les instruments de mesures

La **directive 2004/22/CE** sur les Instruments de Mesure (MID) a été adoptée par le parlement et le Conseil de l'Europe le 31 mars 2004. Elle a été transposée dans le droit belge par l'arrêté royal du 13 juin 2006 (Moniteur du 09/08/2006) [70].

L'annexe MI-003 concerne spécifiquement les compteurs électriques de puissance active.

Le but de la directive est de définir une procédure unique d'évaluation de la conformité (Article 9) des appareils qui permettrait ensuite leur libre circulation dans l'union européenne.

Les articles 7.6, 8.1 et 10.5 de l'annexe 1 de la directive impose que :

- Un instrument de mesure doit être conçu de manière à permettre le contrôle des fonctions de mesurage après que l'instrument a été mis sur le marché et mis en service. Si nécessaire, des équipements ou des logiciels spéciaux permettant ce contrôle doivent être intégrés à l'instrument.
- Lorsqu'un instrument de mesure à un logiciel associé qui comporte d'autres fonctions que celle de mesure, le logiciel qui est essentiel pour les caractéristiques métrologiques doit être identifiable et ne peut être influencé de façon inadmissible par le logiciel associé.
- Qu'il soit possible ou non possible de lire à distance un instrument de mesure destiné au mesurage dans le domaine des services d'utilité publique, celui-ci doit en tout état de cause être équipé d'un système d'affichage contrôlé métrologiquement et accessible à l'utilisateur sans outils. Les résultats délivrés par cet affichage servent de base pour la détermination du prix à payer.
- Les caractéristiques métrologiques de l'instrument de mesure ne doivent pas être influencées de façon inadmissible par le fait de le connecter à un autre dispositif, par une quelconque caractéristique du dispositif connecté ou par un dispositif à distance qui communique avec l'instrument de mesure.

La directive impose donc que l'utilisateur puisse lire à tout moment la valeur de sa consommation en kWh et ceci indépendamment du firmware³ chargé initialement ou téléchargé dans l'appareil.

L'annexe MI-002 concerne les compteurs de gaz.

2.1.4. La directive pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité

Par souci de complétude, citons la **directive 2005/89/CE** concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures et qui a été adoptée par le parlement et le Conseil de l'Europe le 18 janvier 2006 [71].

L'article 5 traitant du maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande sur le réseau électrique, demande que les états membres définissent « des mesures encourageant l'adoption de **technologies de gestion de la demande en temps réel** telles que des systèmes de comptage faisant appel à des technologies de pointe ».

2.1.5. Le protocole de Kyoto et les « 3x20 »

Le protocole de Kyoto est entré en vigueur le 16 février 2005 et impose à l'Europe une diminution des émissions des gaz à effet de serre de 8% par rapport à celles de 1990. Un accord intra-européen (le burden sharing) a défini les efforts que doit consentir chacun des états membres. La Belgique s'est engagée à réduire, dans la période de 2008-2012, ses émissions de gaz à effet de serre de 7,5 % par rapport à 1990 [29].

Bien que le protocole de Kyoto soit encore d'application et que ses objectifs soient déjà difficiles à atteindre, des objectifs encore plus ambitieux sont mis en place dans la perspective des négociations post-Kyoto.

En mars 2007, le Conseil Européen a voté ce qui est communément appelé les « 3x20 » dont l'objectif est de réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre (GES) européennes, atteindre 20 % d'énergies renouvelables, et réduire de 20 % la consommation énergétique d'ici 2020.

2.2. Les pouvoirs publics belges

Les pouvoirs publics belges sont sous la pression de différentes directives concernant la libéralisation, la sécurité d'approvisionnement électrique, d'efficacité énergétique, ainsi que le traité de Kyoto pour la réduction des émissions de gaz à effets de serre décrits ci-dessus.

Un objectif important est la diminution de la consommation énergétique et des émissions GES. C'est dans ce cadre que le Ministère des Affaires Economiques fait procéder à des études et est indirectement concerné par les CI, considérés comme un des leviers d'action.

Cependant, dans une optique de développement durable, les aspects sociaux et environnementaux ne devraient pas être négligés.

³ Terme anglais utilisé pour désigner un logiciel embarqué, c'est-à-dire intégré dans un appareil programmable

2.3. Les régulateurs

Les régulateurs sont en charge des recommandations et des prévisions en matière d'approvisionnement et de dépendance énergétique, d'établir la planification des centrales et de proposer une tarification équitable.

La Belgique, vu le contexte régional, a quatre régulateurs :

2.3.1. La CREG

Créée par la loi du 29 avril 1999, la CREG (Commission de Régulation de L'Electricité et du Gaz) est en charge de réguler les marchés de l'électricité et du gaz.

Elle est en charge, d'une part, d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel et, d'autre part, d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des lois et règlements qui y sont relatifs. [35]

La GREG n'est pas directement impliquée dans les projets et études des compteurs intelligents, la matière étant régionalisée. [211]

2.3.2. La CWaPE

La CWaPE (Commission wallonne pour l'énergie), créée par décret wallon le 12 avril 2001, est chargée de contrôler les opérateurs intervenant sur le marché wallon, de remettre des avis sur le fonctionnement de ces marchés au Gouvernement wallon et d'arbitrer les conflits relatifs au raccordement et à l'accès des utilisateurs aux différents réseaux d'électricité et de gaz. [102]

Dans son rapport annuel 2007, la CWaPE précise son intérêt en matière de compteurs intelligents par «...le suivi attentif des réalisations en matière de comptage intelligent pour lequel un cahier de charge très précis, basé sur une étude coûts-bénéfices, devra être rédigé prochainement ». [08]

2.3.3. La VREG

Créée par décret le 17 juillet 2000, la VREG (Vlaamse Reguleringsinstantie voor Elektriciteits en Gasmarkt) est en charge de la régulation de la région flamande.

Ses missions sont le contrôle de l'application des lois sur l'énergie, la gestion des plaintes et conflits liés au réseau de distribution ou des règlements techniques ainsi que l'information des acteurs du marché sur le fonctionnement du marché et des prix. [74]

La VREG montre un intérêt plus marqué pour les CI : En mai 2007, elle a fait réaliser par la KUL une étude sur les moyens de communication des compteurs. Fin juillet de cette année, elle a publié une étude économique sur l'introduction des CI sur le marché.

2.3.4. Brugel

La Commission de régulation pour l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale, dénommée « Bruxelles Gaz Electricité », en abrégé « BRUGEL » s'assure que l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'électricité et du gaz soient réglés de manière efficace. A cette fin, elle fournit des avis aux autorités publiques, contrôle et réglemente l'organisation du marché. [102]

Sibelga, le gestionnaire de réseau de distribution de la Région Bruxelles-Capitale, développe un projet pilote à Bruxelles. Brugel veille à rester informé des choix techniques pris et, à la fin du projet, Brugel émettra des recommandations au gouvernement afin de définir les obligations à charge de Sibelga [209].

Il est intéressant de noter que les régulateurs en Belgique n'ont pas un rôle proactif dans la mise en place des compteurs intelligents. Ils n'ont qu'un rôle d'observateur et de protection du citoyen, du maintien de la concurrence entre fournisseurs, de la surveillance de la qualité des fournitures électriques et du contrôle de la facturation régulière.

2.4. Les producteurs

La production d'électricité se fait à partir de différentes sources d'énergies primaires, pour l'essentiel dans de grandes centrales fonctionnant avec différents types de combustibles (charbon, gaz, uranium) ou, avec le développement des énergies renouvelables dans de plus petites centrales décentralisées (éoliennes, biogaz, photovoltaïque, etc.).

En agrégeant les diverses formes d'énergies renouvelables (biogaz, hydraulique à l'exclusion du pompage, éolien, biomasse), et les produits de récupération (déchets ménagers et industriels), leur part dans la production brute d'électricité soit 4,4 % est en hausse de 35,7 % par rapport à 2005. La cogénération enregistre également une hausse de 36 % par rapport à 2005. [66]

Depuis la libéralisation

Suite à la libéralisation du marché de l'électricité et donc la fin du monopole d'Electrabel, tous les producteurs peuvent produire de l'électricité et accéder au réseau de transport aux mêmes conditions. Les producteurs sont donc soumis à une concurrence qu'elle soit nationale ou internationale.

Depuis que la production est devenue une activité soumise à la concurrence, la décision de construire ou non de nouvelles centrales peut être librement prise par les producteurs. L'état et les régulateurs n'ont qu'un rôle consultatif en la matière.

Motivations

Dans ce contexte compétitif, les producteurs essaient d'adapter leurs prix, leur marge bénéficiaire et leur coût, de manière à augmenter leur rentabilité. Cette rentabilité ne va pas nécessairement de paire avec l'intérêt collectif : le maintien de capacités de production de réserve est très coûteux et donc relativement peu rentable.

L'A.I.E. attire d'ailleurs l'attention sur le fait que les réserves de productions diminuent dans plusieurs états membres. La Belgique, avec l'Irlande sont les seuls pays de l'Union à avoir une capacité de production de réserve inférieure à 20% [43].

2.5. Le réseau de transport

Le réseau de transport, sert à transporter l'électricité sur de grandes distances entre les centrales de production, quelques gros consommateurs industriels et les grands nœuds de distribution. Pour des raisons de sécurité de fonctionnement, le réseau est fortement maillé.

Afin de limiter les pertes électriques par effet Joule, l'électricité est transportée sous haute tension, entre 150 et 380 kV.

L'interconnexion de ce réseau avec les pays limitrophes permet également l'importation et l'exportation d'électricité. Belpex est la bourse créée à cet effet pour l'achat et la vente d'électricité entre la Belgique, la France et la Hollande. En 2007, la moyenne des échanges quotidiens sur Belpex a représenté 8,5 % de la consommation nationale. [21]

Les missions d'ELIA, le gestionnaire du réseau de transport (GRT) sont [20] :

- La mise à disposition du réseau de haute tension aux acteurs du marché, d'en assurer la maintenance et son renforcement si nécessaire
- La fourniture de services permettant d'exploiter le réseau
- Le maintien de l'équilibre entre les injections et les prélèvements sur le réseau. C'est le mécanisme du balancing.
- L'interconnexion du réseau avec les pays voisins dans le but d'assurer la sécurité d'approvisionnement, les pays européens étant solidaires en cas de pannes majeures ou de problèmes de productions.

Depuis la libéralisation

Au contraire du segment de la production, le réseau de transport est appelé à rester un monopole naturel. En effet, les investissements nécessaires à la construction d'une infrastructure sont tels qu'il est inimaginable du point de vue économique que plusieurs réseaux de transports puissent coexister.

2.6. Le réseau de distribution

Le réseau de distribution de l'électricité, de compétence régionale, se caractérise par une configuration toute différente. Il s'agit non plus de réseaux maillés, dans lequel chaque poste est interconnecté, mais bien de réseaux en étoile. C'est par le biais de ces réseaux que les particuliers sont alimentés en électricité, à des tensions allant de 400V à 26/30 kV. [45]

En Belgique, il existe une petite trentaine de GRD, chacun opérant sur une zone géographique déterminée.

Vis-à-vis des consommateurs (ménages), les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) ont les missions suivantes :

- Effectuer les relevés des compteurs dans les habitations
- Procéder aux ouvertures, fermetures et renforcement des compteurs

- Assurer aux ménages la possibilité de changer de fournisseur

Mais ils doivent également veiller à la gestion technique du réseau, entre autre :

- S'assurer de la charge optimale (load factor) et au besoin, prévoir le remplacement ou le renforcement de certaines parties du réseau
- Détecter les pertes et les vols
- Assurer la maintenance et l'évolution technique du réseau

Depuis la libéralisation

Comme pour le réseau de transport, les réseaux de distribution bénéficient d'un monopole naturel.

Remarque

Dans la majorité des pays européens, dont la Belgique, les compteurs et la gestion des données associées font partie de la responsabilité des GRD en tant qu'infrastructure du réseau de distribution. Les coûts associés sont répercutés dans les tarifs d'accès au réseau.

Dans certains pays, dont la Grande-Bretagne, les compteurs et la collecte des données font partie du marché libéralisé et sont sous la responsabilité d'autres entités économiquement indépendantes [26].

C'est dans le cadre de ces missions que les compteurs intelligents peuvent rendre de nombreux services. A première vue, les compteurs devraient permettre une sensible diminution de certains coûts, notamment ceux liés aux interventions chez les clients (relevé des compteurs) mais offrent également une opportunité d'amélioration de la gestion technique du réseau.

C'est donc tout naturellement que les GRD sont fortement concernés par les CI.

2.7. Les fournisseurs d'électricité

Même si le parcours physique de l'électricité va directement du producteur vers le consommateur, son parcours commercial est tout différent : le producteur, lorsqu'il ne consomme pas directement son électricité (auto-producteurs), la vend à un fournisseur, sorte de "grossiste en électricité" qui la revend in fine aux consommateurs.

Les fournisseurs doivent donc d'une part, veiller à leur approvisionnement par l'achat d'électricité à des producteurs d'électricité et d'autre part, gérer les contrats avec les consommateurs.

S'ils ne peuvent assurer l'équilibre, ils devront acheter ou vendre la différence sur le marché spot (Belpex) ou s'acquitter de pénalités.

Ce sont également les fournisseurs qui ont la relation commerciale avec les consommateurs, ce qui leur permet d'acquérir une bonne connaissance des profils de consommation de leurs clients, en fonction de l'heure, du jours de la semaine, de la saison, de la température, etc. [19]

Depuis la libéralisation

Les fournisseurs constituent le troisième segment du secteur de l'électricité. Tout comme le premier segment (production), il est ouvert à la concurrence. Ils disposent tous des mêmes conditions d'accès aux réseaux de distribution.

Dans ce marché concurrentiel, ils ont tout intérêt à se différencier :

- Par la qualité de leur relation avec les clients
- Par des tarifications attractives
- Par des services particuliers, notamment des services de conseil énergétique

Remarque

L'intérêt de CI est très grand pour les fournisseurs. A priori, les CI peuvent fortement contribuer à l'amélioration de leur relation avec leur clientèle par l'amélioration des services, mais également en leur fournissant la souplesse nécessaire à définir des tarifications ciblées sur certains segment de la population.

D'autre part, des mesures précises de consommation devraient également permettre une meilleure prévision des consommations des clients et donc réduire les risques d'erreur de prévisions quart-horaire et des pénalités qui s'en suivent.

2.8. Les fournisseurs de compteurs

Le marché des CI est un marché très important. A l'heure actuelle, l'Italie, la France, la Suède et la Hollande ont déjà décidé d'installer systématiquement des CI, représentant un nouveau marché de plusieurs dizaines de millions de compteurs.

En Belgique, le marché est nettement plus petit, d'autant plus qu'il est morcelé en trois régions. De plus, il n'est pas libéralisé, puisque l'infrastructure de mesure est toujours sous la responsabilité des GRD [48].

2.9. Les consommateurs

Certains gros consommateurs industriels peuvent être directement connectés sur le réseau de transport, mais l'essentiel de la consommation se fait par connexion sur le réseau de distribution, éventuellement en moyenne tension.

Les ménages sont toujours connectés en basse tension (BT) à 230V ou 380V, monophasé ou triphasé. La consommation des ménages belges est décrite plus en détail au chapitre 4.1.

Jusqu'à récemment, les consommateurs ont été peu intéressés par leur consommation électrique, en dehors du coût total de la facturation.

D'après Meyel, en 1987, moins de 50% des ménages savent où se trouve le compteur électrique et 45% ne savent pas en interpréter les résultats [54].

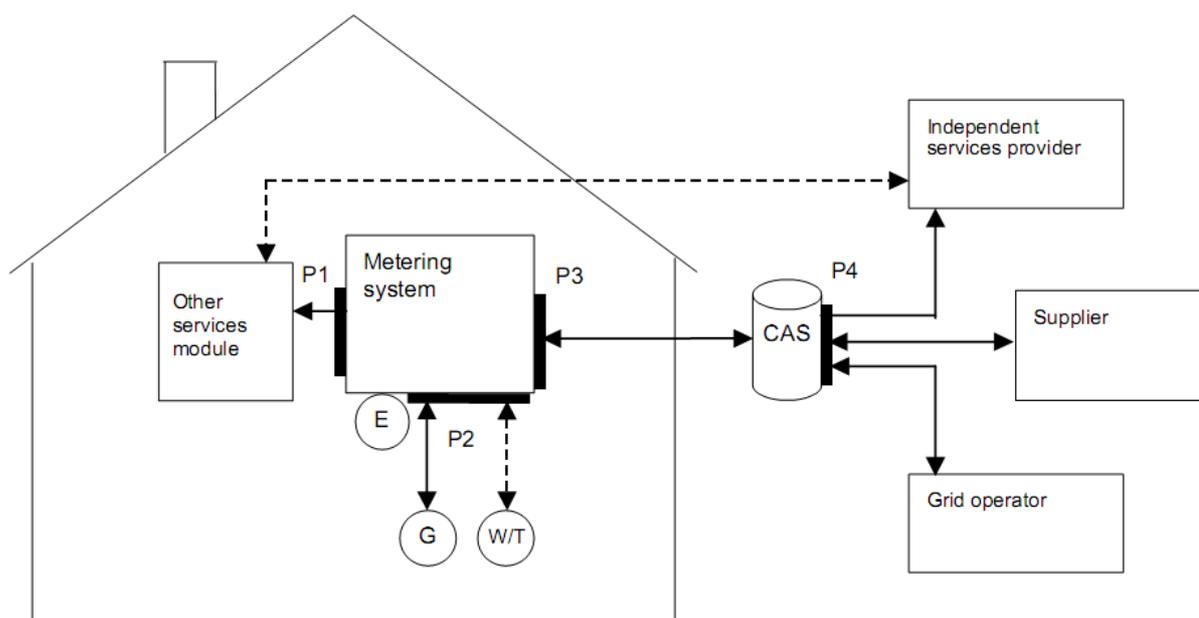
Clients protégés

Il existe une catégorie de clients ayant des difficultés pour payer leur facture d'énergie. Ils peuvent obtenir le statut de « client protégé » et sont alors garantis, sous certaines conditions, d'être fournis pour une puissance limitée. [64]

3. L'aspect technique des compteurs intelligents

Ce chapitre décrit les principaux aspects techniques des compteurs intelligents et l'infrastructure nécessaire à les faire fonctionner. Les informations de ce chapitre sont principalement extraites de la norme NTA 8130 [55].

D'après le schéma de principe ci-dessous, on peut directement se rendre compte qu'un compteur intelligent n'est pas un appareil seul qu'il suffit d'installer, mais fait partie d'un système complet et complexe, dont des parties sont sous la responsabilité d'acteurs différents. Il ne sert donc à rien d'étudier uniquement les fonctionnalités du compteur de manière isolée.



Source : Nederlands Normalisatie-instituut

Figure 2 : Composants et ports de communication d'un système AMI

Ce chapitre décrit les composants principaux du système et les interfaces de communication prévues pour transmettre les informations nécessaires aux acteurs concernés.

Le compteur intelligent étant un appareil communicant par excellence, il transmet les informations par des **ports de communication**, dénommés P1 à P4 conformément au schéma ci-dessus.

3.1. Le compteur

Le compteur intelligent (CI) proprement dit est installé dans l'habitation directement sur l'arrivée électrique du réseau de distribution en basse tension.

Du point de vue matériel, le compteur est composé des éléments suivants :

- Le contacteur général permettant l'enclenchement ou le déclenchement de l'électricité dans toute l'habitation
- Le système de mesure de la puissance consommée (monophasé ou triphasé)
- Un dispositif pour limiter de la puissance maximale admissible
- Le port de communication P1, unidirectionnel, à usage domestique qui sert notamment à la connexion d'un affichage optionnel
- Le port de communication P2, bidirectionnel, est prévu pour la gestion de compteurs annexes, tels les compteurs de gaz, d'eau ou de chaleur
- Le port de communication P3, bidirectionnel, à usage du gestionnaire du compteur. C'est par ce port que le GRD envoie les commandes au compteur et en récupère les données utiles.

La norme NTA 8130 [55] prévoit une série de fonctionnalités minimales :

- quatre index pour la mesure de la consommation électrique, exprimée en kWh
 - Consommation aux heures de pointe
 - Consommation aux heures creuses
 - Production d'électricité aux heures de pointe
 - Production d'électricité aux heures creuses
- un index pour la mesure de la consommation de gaz, exprimée en m³
- une horloge interne
- l'enregistrement de l'historique de la consommation et production électrique :
 - 960 valeurs de consommation quart-horaire et avec une résolution de 1 Wh, ce qui correspond à 10 jours de mesures
 - 960 valeurs de production quart-horaire et avec une résolution de 1 Wh, ce qui correspond à 10 jours de mesures
- l'enregistrement de l'historique de la consommation de gaz sous la forme de 240 valeurs de consommation horaire et avec une résolution de 0,001 m³, ce qui correspond à 10 jours de mesures
- l'enregistrement de l'information nécessaire à l'évaluation de la qualité de la fourniture électrique, en particulier, les variations de tensions, les coupures de courtes durées (<3 minutes) et les coupures de longues durées.
- un affichage qui permet la lecture locale des compteurs et de messages envoyés par le GRD, par exemple, la raison de la désactivation.

Un CI étant avant tout un appareil de mesure, il tombe donc sous la directive MID.

3.2. Le port de communication à usage domestique

La norme NTA 8130 prévoit que le port unidirectionnel P1 transmette toutes les 10 secondes :

- La valeur des compteurs électriques en kWh
- La consommation électrique instantanée avec une résolution de 10W
- Le tarif en cours (heures pleines/ heures creuses)
- La position de l'interrupteur électrique général et de la vanne de gaz (on/off)
- Le courant maximal, en Ampères

Au moins toutes les 24 heures, les 24 dernières valeurs du compteur de gaz en m³ sont également transmises.

Les messages envoyés par le GRD à destination de l'affichage local sont également envoyés sur le port P1.

Les informations sont codées suivant la norme NEN-EN-IEC 62056-61 et transmises suivant le protocole NEN-EN-IEC 62055-21, deux normes hollandaises.

La communication se fait par signaux de type TTL, c'est-à-dire par connexion filaire à courte distance.

Ce port est conçu pour pouvoir y connecter des systèmes d'affichages évolués, appelés affichages intelligents, qui permettraient de présenter aux utilisateurs des informations claires sur leur consommation électrique et/ou de gaz.

3.3. Le port de communication pour compteurs externes

Ce port sert à connecter d'autres compteurs, tel que celui du gaz, de l'eau ou de calorimètres.

La communication se fait suivant la norme M-bus, filaire ou sans contact. M-bus est un standard de communication industriel très répandu, mais qui ne définit que les caractéristiques physiques. La manière de transmettre les commandes et données (protocole), n'est pas incluse dans la norme.

3.4. Le port de communication à usage du gestionnaire

La norme NTA 8130 impose que le port P3 soit bidirectionnel. Par ce port, le compteur peut recevoir des commandes pour :

- Activer/désactiver le contacteur général de manière individuelle ou collective
- Sélectionner le courant maximal de manière individuelle ou collective
- Réduire de manière collective et temporaire le courant maximal
- Transmettre un message sur le port P1
- Définir les heures pleines et les heures creuses
- Mettre à jour le logiciel du compteur

Le même port sert à transmettre les informations suivantes :

- Toutes les informations qui disponibles sur le port P1
- L'historique de la consommation électrique et de gaz (profil de charge)
- Les informations relatives à la qualité de la fourniture électrique (monitoring)

Du point de vue de la communication, la problématique est complexe. Il s'agit d'une communication à moyenne ou longue distance (entre l'intérieur de l'habitation et un « concentrateur » appartenant au gestionnaire de réseau. Plusieurs technologies existent, offrant chacune des avantages et des inconvénients.

Le CIRED [103] a identifié les interfaces de communication et les protocoles.

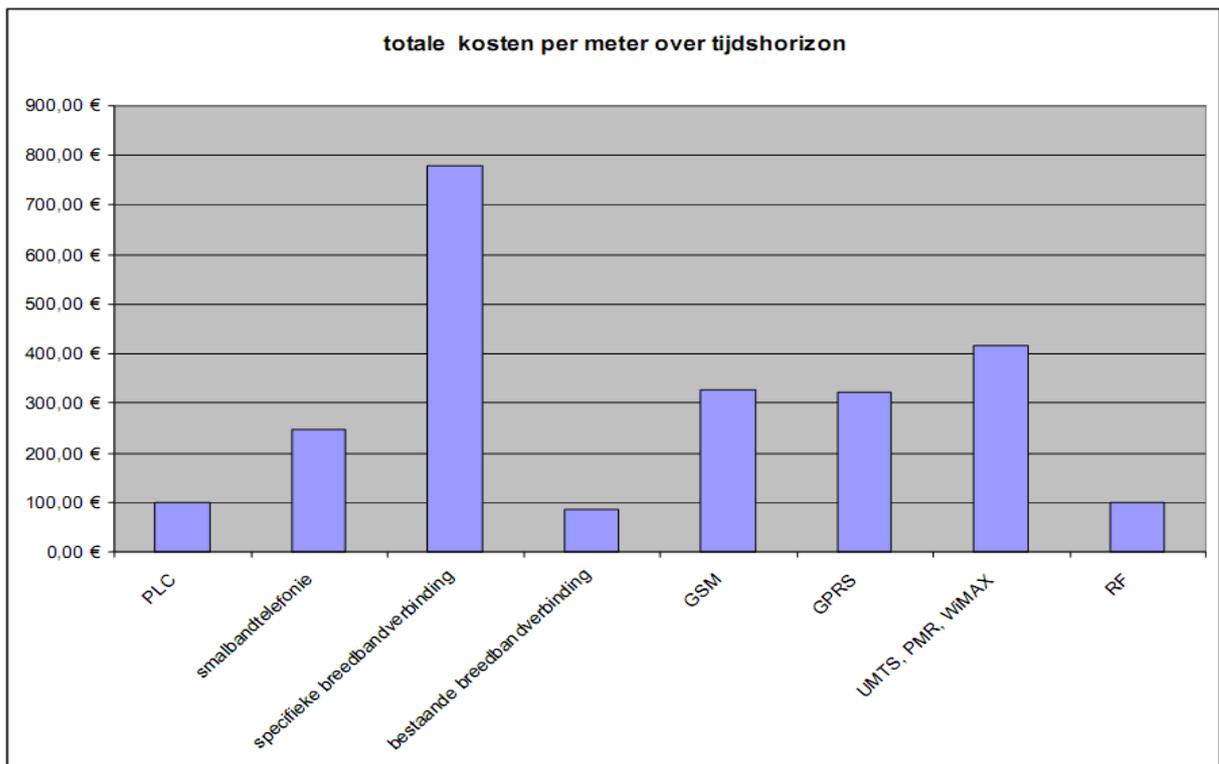
Le lecteur intéressé pourra se référer à « ESMA Application Guide 2008 » [25] pour une description simple des différentes technologies existantes.

Le professeur Geert Deconinck, dans son étude faite pour le compte de la VREG [10], a fait une analyse très détaillée des différentes technologies disponibles. Les aspects techniques (couverture, fiabilité, souplesse, etc.) et économiques (investissement initial, coût d'exploitation) y sont traités et résumés par les deux tableaux suivants :

	<i>PLC</i>	<i>cable</i>		<i>wireless</i>			
		<i>internet</i>	<i>telephone</i>	<i>GSM, GPRS</i>	<i>UMTS</i>	<i>RF</i>	<i>PMR</i>
<i>reachability</i>	100%	S: 95% / B: 60%	98%	+ 99%	60%	100%	100%
<i>costs</i>	medium	S: very high B: medium	medium to high	high	high	medium	high
<i>operation</i>	own	S: telecom-provider B: ISP	telephone operator	mobile phone operator	mobile phone operator	own	own or PMR-operator
<i>access</i>	via comm. provider	directly	directly	directly	directly	via comm. provider	directly or via comm. provider
<i>suitability (bandwidth, BW)</i>	functions with low BW	functions with high BW	functions with medium BW	functions with medium BW	functions with high BW	functions with low BW	functions with medium BW
<i>suitability (real-time, RT)</i>	functions with RT req's	functions with (S) / without (B) RT req's	functions without RT req's	functions without RT req's	functions with RT req's	functions with RT req's	functions with RT req's
<i>flexibility</i>	medium	high	medium / high	medium / high	high	medium	medium / high
<i>reliability</i>	high	medium / high	very high	high /very high	medium / high	high	very high

Source : G. Deconinck / K.U.Leuven - ESAT/ELECTA

Figure 3 : Comparaison des technologies de communication



Source : G. Deconinck / K.U.Leuven - ESAT/ELECTA

Figure 4 : Comparaison des coûts totaux des différentes technologies de communication

Note : le coût total de chaque technologie est calculé sur la base d'une période de 15 ans. [10, page 58]

Cette étude est faite pour la région flamande et n'est pas directement transposable à d'autres régions, certaines technologies dépendant d'infrastructures particulières qui ne sont pas nécessairement disponibles partout.

Afin de garder une souplesse d'utilisation, la norme NTA 8130 préconise les technologies suivantes, qui à elles trois couvrent la majorité des besoins :

- Le PLC (Power Line Communication) est une technologie qui permet de transmettre des données sur un câble basse tension (220V entre neutre et phase).
Malgré son faible débit de communication, le PLC offre plusieurs avantages majeurs : elle est entièrement sous le contrôle du GRD, est d'une grande fiabilité et fournit des informations sur la qualité du réseau (analyse de perturbation, détection de phase, etc.).
- Le GPRS (General Packet Radio Service) fait partie du monde du GSM.
Son principal avantage réside dans sa relative facilité d'installation, mais crée une dépendance des GRD envers les opérateurs de télécommunication. De plus, la communication n'est pas toujours possible dans certaines caves où sont situés les compteurs.
- L'Ethernet, disponible par le câble de télédistribution ou par l'ADSL

3.5. Le serveur central

Dans la Figure 2, le **CAS** (Central Access Serveur) représente le serveur central qui est essentiellement un système informatique qui doit :

- assurer la communication bidirectionnelle, par le port P3, avec les CI installés dans les habitations

En fonction de la technologie de communication utilisée, différents équipements sont nécessaires. Pour le PLC, les modems et concentrateurs décodent les données qui transitent sur la ligne et les transfèrent vers le centre de traitement. Pour le GPRS ou l'ADSL, ce sont les « gateway » qui remplissent cette fonction.

- Traiter et gérer des données

Les données recueillies sont traitées, validées et stockées dans une base de données centrale.

Les données ainsi recueillies doivent être mises à disposition des fournisseurs d'électricité (à des fins de facturation), mais également des autres acteurs du marché : les fournisseurs de services énergétiques (SSE), les gestionnaires de réseaux et les régulateurs.

Il est donc particulièrement important que l'accès aux données se fasse de manière fiable, rapide et transparente, à travers ce port de communication appelé P4 dans la norme.

Le port P4 n'est pas un port de communication point-à-point comme les ports précédents, mais correspond à une interface informatique de consultation de données du CAS, accessible simultanément par les différents acteurs concernés.

De plus, certains acteurs doivent pouvoir transmettre des instructions vers les compteurs, tel que des commandes pour l'ouverture ou la fermeture du compteur, pour l'obtention des relevés des index, du profil des charges, ou d'autres paramètres.

Ces communications peuvent se faire par les technologies internet à haut débit et bon marché.

La norme NTA 8130 n'est pas explicite sur la manière dont doit se faire la communication à ce niveau, laissant la problématique entre les mains des gestionnaires des systèmes informatiques des acteurs concernés.

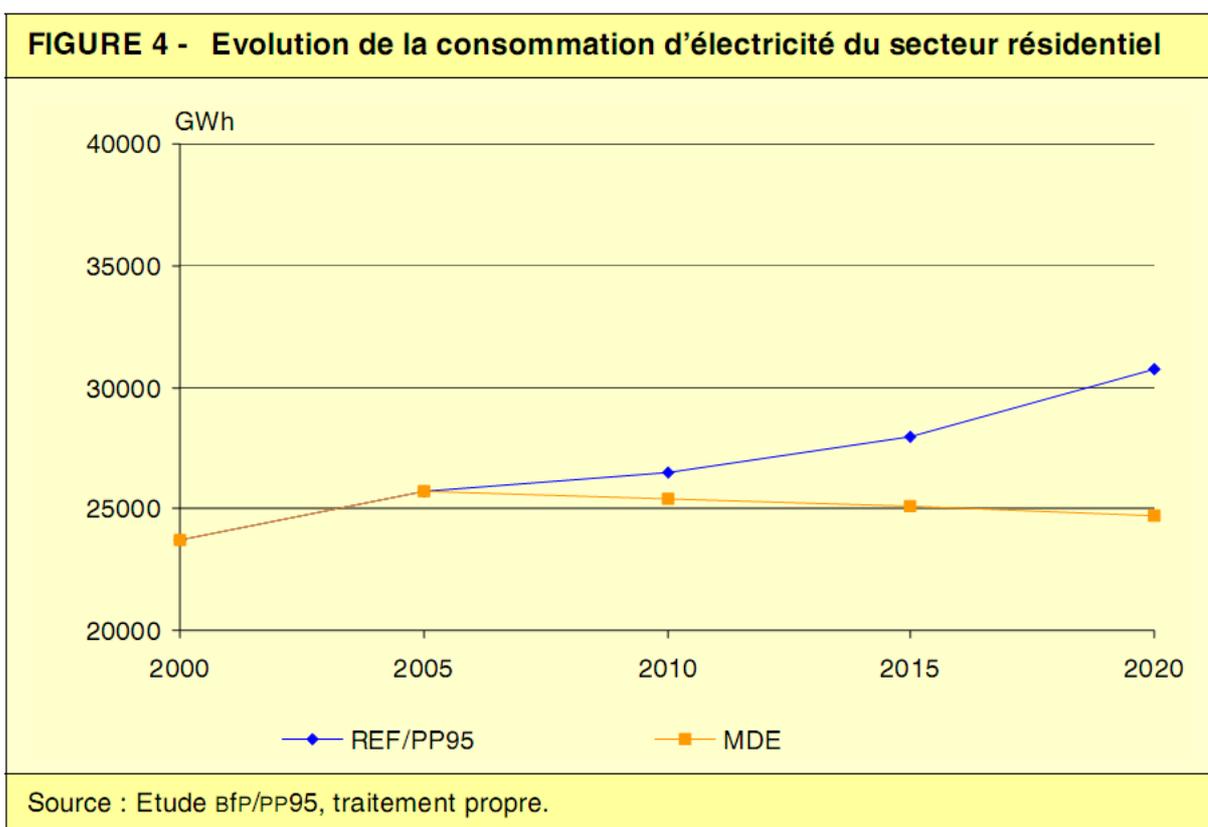
Du point de vue de la sécurité, la norme se contente de signaler que c'est de la responsabilité du GRD de garantir une identification, authentification et autorisation suffisante pour l'accès aux données. Aucun détail n'est donné à ce sujet, pourtant crucial.

4. La situation en Belgique

4.1. La consommation électrique en Belgique

Dans une des ses études prospectives réalisées en 2004 [36], le Bureau du Plan s'est penché sur la question de la maîtrise de la demande d'électricité et les projections à l'horizon 2020. L'analyse est conduite secteur par secteur en comparant la demande d'électricité avec et sans mesure de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) et en tenant compte des gisements d'économies identifiés.

C'est dans le secteur résidentiel, que le potentiel d'économie d'électricité est le plus important. Dans la projection avec MDE, les économies de ce secteur pourraient atteindre en 2020 plus de 50% et montre une décroissance régulière de la consommation d'électricité à partir de 2005 pour atteindre en 2020 un niveau de consommation légèrement supérieur à celui de l'année 2000.



Source : D. Gusbin, Bureau du Plan

Figure 5 : Evolution de la consommation d'électricité du secteur résidentiel

La GREG, dans son programme indicatif des moyens de production d'électricité 2005-2014 [06] étudie différentes variantes de l'évolution de la demande d'électricité en Belgique par secteur.

Pour le secteur résidentiel, dans une variante haute, la GREG prévoit une croissance de l'ordre de 1,14% par an en moyenne sur la période 2005-2019, tandis que dans sa variante basse, la consommation diminuerait à un rythme de 0,3% par an en moyenne sur la même période.

Ces deux études tiennent compte des variables sociodémographiques, économiques, climatiques et urbanistiques et intègrent différents potentiels d'économie. En particulier, pour les ménages, il est prévu une augmentation du nombre d'appareils électriques dont l'augmentation de la consommation sera compensée par l'amélioration significative de l'efficacité énergétique de ces mêmes appareils. Une partie de la baisse de consommation est attribuable à la substitution de l'électricité par le gaz pour le chauffage.

Bien que l'élasticité de la demande d'électricité par rapport au prix soit très faible, il est cependant probable que l'augmentation importante du prix de l'énergie et de l'électricité cette dernière année ait un effet non négligeable sur les prévisions décrites ci-dessus.

4.2. Les impacts des institutions belges

La situation est particulière en Belgique à cause de deux facteurs :

- La régionalisation

La régionalisation a conduit à la création de 4 régulateurs (un national et trois régionaux), mais qui a également eu pour conséquence que la libéralisation du marché de l'électricité se déroule à des vitesses différentes dans les trois régions.

- La limitation des participations financières autorisées entre les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux

La directive 2003/54 n'impose qu'une comptabilité séparée entre les fonctions de fournisseur et GRD, mais en Belgique, ces fonctions doivent être remplies par des sociétés distinctes et la participation d'un fournisseur tel Electrabel ne peut dépasser de 30% dans les GRD.

Ces deux éléments ont comme conséquences :

- Un morcellement du marché ne permettant plus de profiter d'effets d'échelle significatifs.
- Que les études sont faites au niveau régional en tenant compte des spécificités locales. A titre d'exemple, les études commanditées par la VREG ([48] et [10]) ne sont pas directement transposables aux autres régions.
- Des approches fondamentalement différentes entre les régions.

La région flamande a entamé une réflexion sur les compteurs intelligents en concertation avec les acteurs du marché de l'énergie. Celle-ci vise à établir un cahier des charges fonctionnel pour ensuite procéder à une analyse technico-économique plus poussée (en termes de coûts et bénéfices différenciés par acteur).

En région Bruxelles-Capitale, le gestionnaire du réseau de distribution Sibelga réalise actuellement un projet-pilote afin d'acquérir les compétences et l'expérience nécessaire

Enfin, en ce qui concerne le marché wallon de l'énergie, les acteurs se disent intéressés et convaincus de l'opportunité de cette technologie à terme mais vu les coûts potentiels, toute implantation doit être précédée d'une étude approfondie. On ne peut donc pas parler de réalisations concrètes actuellement mais chacun a la conviction que le comptage intelligent sera une réalité pour le marché de l'énergie.

- Le « business case » pour les CI en Belgique diffère sensiblement des business case d'autre pays de l'UE. Ce point est développé plus en détail au chapitre 6.1.

4.3. L'allocation et la réconciliation

Les processus de calcul de l'allocation et de la réconciliation sont fondamentaux dans le marché libre de l'électricité. Ils permettent d'allouer, ex-post, et d'ensuite corriger des consommations agrégées d'énergie attribuées aux différents fournisseurs. Ces processus sont actuellement lourds et leur précision dépendante d'une répartition correcte dans le temps des consommations mesurées une fois par mois ou, pour la clientèle résidentielle, une fois par an. [12] et [26]

L'allocation

Le système actuel d'allocation est basé sur un calcul mensuel ex-post (M+1). Il n'y a aucun problème à consolider les valeurs pour lesquelles l'information existe pour l'intervalle de temps choisi. Par contre, des problèmes se posent pour répartir les valeurs relevées manuellement, mensuellement et annuellement pour lesquelles il est nécessaire de les répartir par quart d'heure. Ceci se fait par l'utilisation de profils de charge, appelés « SLP » (Synthetic Load Profile). Ces SLP sont basés sur des consommations historiques par catégorie de consommateur.

La différence entre les consommations et l'injection totale sur le réseau est appelée « résidu ». Ce résidu est redistribué sur tous les clients qui ne disposent pas d'un système de télémesure. A titre d'information, les résidus pour le secteur de l'électricité sont de l'ordre de 10% de la consommation mesurée.

Pour être complet, certains pays utilisent de profils dynamiques plutôt que statiques. Les profils dynamiques sont recalculés tous les jours permettant une meilleure précision pour des variations temporaires telles que les périodes de vacances et des conditions climatiques particulières.

La réconciliation

Pour la réconciliation, on calcule mois par mois, les volumes de chaque fournisseur. Une comparaison est faite ensuite entre les volumes de la réconciliation et de l'allocation.

Une conversion en termes financiers sur la base des prix mensuels est effectuée et les paiements correspondants sont faits entre les acteurs concernés.

Ici aussi, il subsistera une différence entre les volumes alloués et consommés, appelés « RESTTERM ». Cette différence provient principalement de l'imprécision des coefficients de pertes, des fraudes, de l'imprécision des SLP utilisés et des informations manquantes.

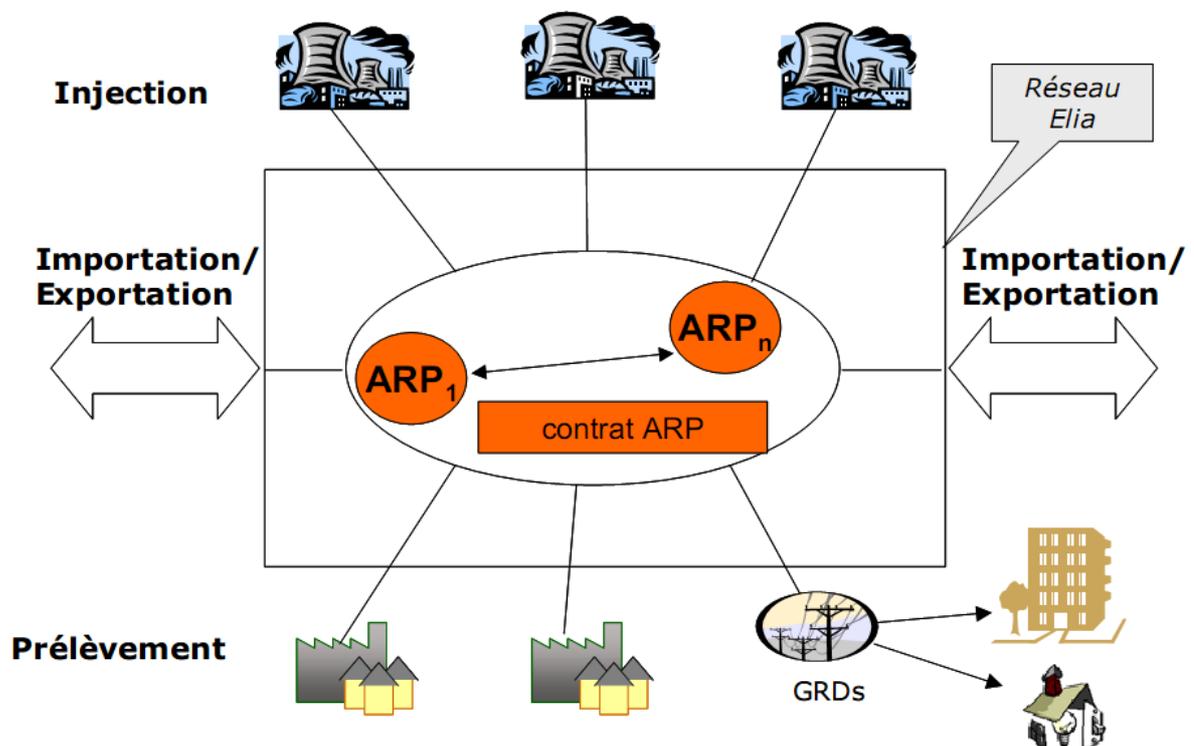
4.4. L'équilibre du réseau

L'électricité ne se stocke pas. Un surplus ou un déficit d'électricité sur le réseau peut mener au mieux à des coupures de courant, au pire au black out. Pour éviter ces scénarios catastrophe, il s'agit de vérifier en permanence l'adéquation entre la quantité d'électricité consommée (consommation finale et exportations) et la quantité d'électricité injectée (production et importation) sur le réseau électrique.

C'est pourquoi chaque injection/prélèvement, achat/vente, importation/exportation d'énergie à l'intérieur de la zone de réglage belge doit tomber sous la responsabilité de ce qu'on appelle dans le jargon du métier un "ARP" ("Access Responsible Party"). C'est lui qui va veiller au maintien de cet équilibre à travers un mécanisme dit de "balancing" qui débouche sur une pénalisation des fauteurs de déséquilibre sur le réseau.

La responsabilité d'équilibre assurée par Elia au niveau de la Belgique est partagée en cascade par les acteurs du marché reliés au réseau, qui ont signé avec Elia un contrat de « responsable d'équilibre ». Au terme de ce contrat, ils s'engagent à respecter, à leur niveau, l'équilibre entre l'électricité qu'ils apportent au réseau (les injections) et celle qu'ils en retirent pour leur consommation ou celle de leurs clients (les prélèvements) ; cet équilibre est mesuré à l'échelle du quart d'heure et Elia ne doit ainsi effacer que les « déséquilibres » résiduels, déséquilibres qui trouvent leurs origines dans les erreurs de prévision quant aux quantités d'électricité consommées et injectées sur le réseau. [45]

Elia, en tant que gestionnaire de réseau de transport, doit avoir une bonne vue prévisionnelle, à différentes échelles dans le temps, sur la charge totale de la zone de réglage, les disponibilités de son réseau et sur celle des unités de production.



Source : ELIA]

Figure 6 : L'équilibre du réseau de transport

4.5. Le projet de test Sibelga

La Belgique n'a pas encore mis en place une infrastructure de compteurs intelligents. Par contre Sibelga⁴ a pris l'initiative de lancer un projet de test des CI.

Le remplacement de compteurs traditionnels par des compteurs électroniques se fera de toute manière. Il s'agit d'une évolution technologique de même nature que le remplacement de tous les composants électromécaniques dans les appareils électroménagers.

L'approche très pragmatique de Sibelga consiste à se préparer au mieux à cette évolution, mais sans précipitation. Il s'agit donc d'une part d'occuper de la partie infrastructure informatique et d'autre part d'analyser tous les aspects techniques et tous les risques d'ordre technico-économiques.

En 2006, Sibelga a commencé par la migration des données vers un nouveau « registre d'accès », l'équivalent d'une partie du CAS dans la norme NTA 8130. Ce registre d'accès est l'outil qui permet la mise à jour et la circulation des informations entre acteurs du marché.

Depuis 2007, elle travaille à rassembler les informations nécessaires à établir un business plan complet, mais se concentre surtout sur la réalisation des tests avec des compteurs disponibles sur le marché.

Pour ce faire elle a lancé un appel d'offre pour des CI avec les fonctionnalités minimales suivantes :

- Communication entre le CI et le GRD (port P3) suivant la norme DLMS fonctionnant avec une communication PLC
- Fonction de relevé des index, ouverture et fermeture du contacteur à distance
- Fonction de limitation de puissance à distance

Le but n'est donc pas de tester toutes les fonctionnalités possibles, mais essentiellement de faire des études complètes sur la fiabilité des communications. Bien que le PLC soit considéré comme un moyen de communication très fiable, il existe encore des inconnues majeures sur les résultats qui seraient obtenus lors d'un déploiement à grande échelle. Les quelques points suivants illustrent bien certaines de ces inconnues :

- Dans un environnement industriel belge utilisant la technologie PLC, le taux de défaillance de communication se situe entre 10% et 15%. A Rome, en utilisant la technologie GPRS des chiffres similaires sont annoncés.
- Le CI n'étant pas équipés de filtres adéquats en sortie, la communication PLC peut être perturbée par l'utilisation d'appareils équipés d'alimentation à découpage. Par exemple, la fiabilité de la communication baisse lors d'une utilisation massive de la télévision.
- EDF qui a pris la décision de déployer 300.000 CI en phase pilote, va commencer par faire un pré-pilote de 3000 CI pour s'assurer de la fiabilité du PLC.

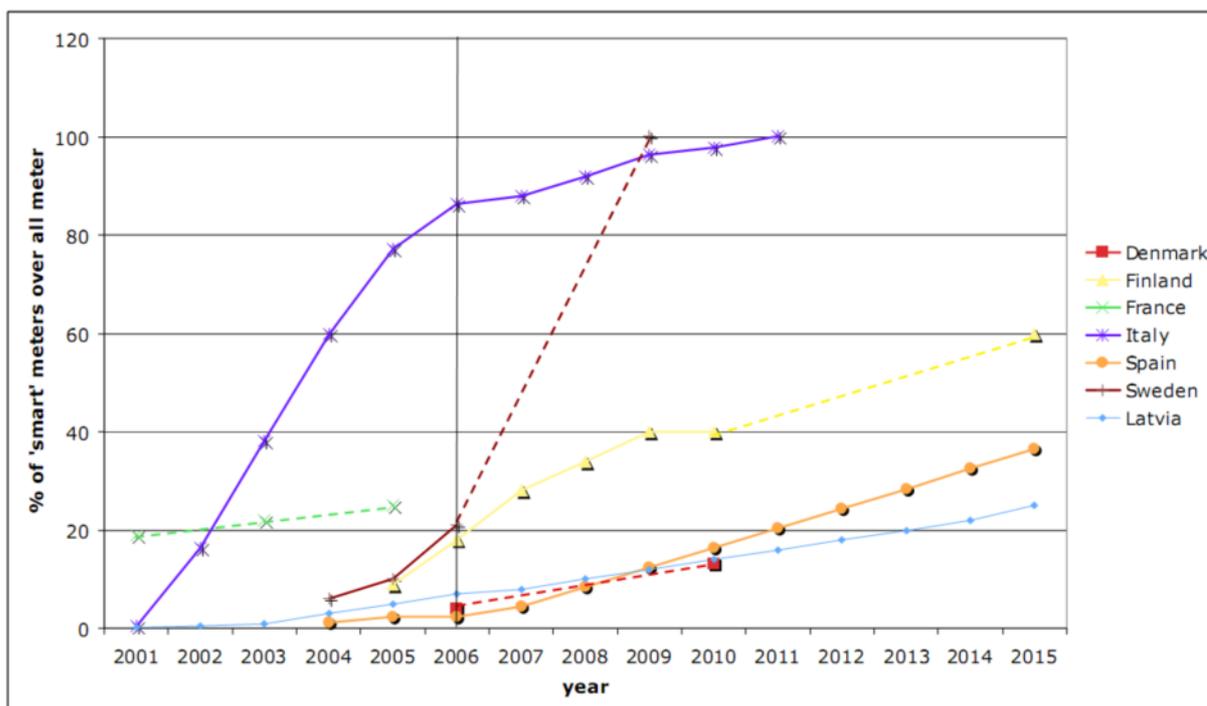
⁴ Les informations de ce chapitre proviennent des différentes sources [212], [211], [209], [210], [28], [28:30]

- Le PLC est conçu pour fonctionner sur 230V entre neutre et phase (4 fils). Une solution doit encore être trouvée pour une partie non négligeable du réseau de distribution belge qui est encore câblé en 230V entre phases.
- La garantie d'interopérabilité des compteurs. Parmi les différents fournisseurs de compteurs, seuls ceux d'Actaris et de Landy & Gyr sont effectivement interopérables entre eux.

Il ne faut donc pas s'attendre à un déploiement prochain des CI en Belgique, d'autant plus que le gouvernement n'a encore pris aucune mesure pour en favoriser l'utilisation, comme aux Pays-Bas ou en Suède.

4.6. Les CI dans les autres pays européens

L'ERGEG⁵, a publié en octobre 2007 son rapport sur les CI [23]. On y trouve le schéma suivant donnant l'état du déploiement de CI pour l'électricité et pour le gaz.



Source : ERGEG

Figure 7 : Evolution des installations de compteurs intelligents

Les différences notables entre les pays traduisent essentiellement des motivations politiques ou économiques plutôt que des considérations techniques, même s'il existe une multitude de contraintes propre à l'environnement de chaque pays.

⁵ European Regulator's Group for Electricity and Gas

Les projets de certains pays significatifs seront rapidement exposés.

4.6.1. Italie

L'Italie⁶ est de loin le pays le plus avancé en la matière.

Le gouvernement a imposé l'installation de CI pour toutes les connexions en basse tension, y compris les habitations.

Fin 2006, avec un investissement de plus de 2 milliards d'euros, elle a pu installer 30 millions de compteurs, soit 86 % du parc des compteurs. Pour le 31 décembre 2011, 95% des installations devront être équipées de CI.

Pour l'Italie, les motivations principales sont la précision des factures et la lutte contre la fraude qui y est très importante. ENEL, le GRD dominant a d'ailleurs investi dans les CI pour des raisons économiques : diminution du nombre de visites par an et diminution de créances douteuses.

4.6.2. France

EDF⁷, par l'intermédiaire de sa filiale de distribution ERDF⁸, a signé en juillet 2008 un projet pilote de 300.000 CI à Lyon et à Tours. Si la phase-pilote est probante, l'ensemble des 35 millions de compteurs du parc français sera remplacé entre 2012 et 2017.

Le projet pilote⁹ représente +/- 1% du parc total et permettra de tester 300.000 CI avec 7.000 concentrateurs. Le mode de communication choisi pour les compteurs est le PLC, le GPRS n'offrant pas une couverture suffisante en France (y compris les DOM/TOM).

Les principaux arguments avancés sont :

- le consommateur sera mieux informé et pourra maîtriser sa consommation d'énergie
- les CI permettent de simplifier le changement de fournisseur et donc stimuler la concurrence et l'apparition d'offres différenciées

Les caractéristiques financières du projet sont :

- coût global : 4 milliards d'euros, dont la moitié pour les compteurs et la moitié pour l'infrastructure
- Pour financer cette opération, ERDF demande que les coûts soient couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux, qui devraient donc augmenter.
- Le retour sur investissement est prévu entre 15 et 17 ans en estimant que les CI permettront une économie de 300 millions d'euro par an de personnel (6000 personnes en moins) et 150 millions d'euro d'économie sur la gestion et la fraude

Parmi les grands défis identifiés pour ce projet par l'ERDF, citons :

⁶ Sources [73], [51]

⁷ Electricité De France

⁸ Electricité Réseau Distribution France

⁹ Sources [205], [103], [53]

- La complexité du déploiement. 35 millions de compteurs sur 5 ans correspond à l'installation de 35.000 CI par jour
- Le départ de 6000 personnes
- Changement d'affectation et/ou réduction d'activité pour 5000 personnes

4.6.3. Pays-Bas

Les Pays-Bas¹⁰ ont décidé que tous les ménages seraient équipés d'un CI pour le relevé des index de l'électricité et du gaz et bénéficieraient d'une facturation mensuelle.

Les objectifs poursuivis sont l'économie d'énergie (4% d'électricité et 2% de gaz), réduction de coûts pour les GRD et les fournisseurs et la meilleure séparation des responsabilités du GRD et de la gestion des compteurs qui a été filialisée.

Le projet pilote a commencé en 2007 et les appels d'offre ont été lancés en avril 2008. Le déploiement de masse est prévu à partir de 2009 sur une période de 2 ans

D'après KEMA [49], l'étude coûts-bénéfices montre que l'installation des compteurs à grande échelle est très rentable pour les ménages (NPV de près de 5 milliards d'Euro).

La communication entre les CI et le CAS se fait par PLC.

Un affichage intelligent est prévu.

4.6.4. Suède

En Suède¹¹, 21% de la population est déjà équipée et la loi impose pour juillet 2009, une facturation mensuelle basée sur la consommation réelle.

La motivation principale était d'améliorer la précision des factures. Suite à la libéralisation du marché électrique, le prix de l'électricité de détail a sensiblement augmenté et des groupes de consommateurs ont fortement critiqué la précision et la clarté des factures.

A partir de juillet 2009, il y aura une obligation légale de lire les compteurs mensuellement, ce qui impose de facto une lecture automatisée des compteurs.

Les compteurs communiquent par PLC.

¹⁰ Sources [203], [65]

¹¹ Sources [51], [52], [107]

5. La maîtrise de la demande

Le Demand Side Management (DSM) ou Maîtrise de la Demande d'Énergie (MDE) est un problème central des pays développés qui touche aussi bien l'économie, l'environnement et la justice sociale.

Le potentiel d'économie semble important. En évaluant les mesures MDE en Belgique, la GREG [06] indique que « l'impact de ces mesures s'amplifie au cours du temps et permet de dégager une économie d'énergie électrique de l'ordre de 5,4 TWh en 2019, soit une réduction d'environ 18% de la demande d'électricité du secteur résidentiel telle qu'estimée dans la variante haute ».

Afin de bien comprendre les leviers d'action et les impacts potentiels des MDE, il est nécessaire d'analyser le lien entre énergie, confort et comportements.

5.1. Le confort et l'énergie

Dans nos sociétés la notion de bien-être est fortement liée à celle de confort qui fait par ailleurs référence à la consommation de biens et de services divers, ainsi que d'énergie.

En fin de compte, le confort peut se traduire par à une certaine consommation d'énergie primaire.

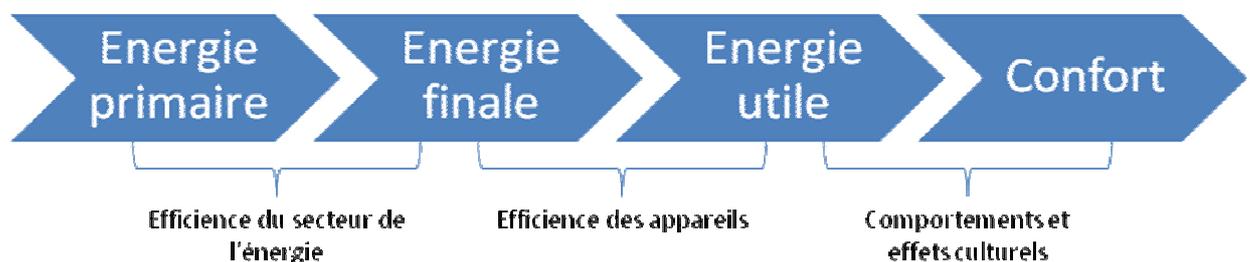


Figure 8 : L'énergie et le confort

Le but recherché avec les MDE, n'est pas de réduire le confort, mais bien de réduire la consommation d'énergie primaire qui y est associée, ce qui revient à maximiser le confort par rapport à l'énergie primaire consommée.

Cette maximalisation peut se faire en jouant sur

- le rapport entre l'énergie finale et l'énergie primaire
- le rapport entre l'énergie utilise et l'énergie finale
- le rapport entre confort et énergie utile

Le rapport entre énergie finale et énergie primaire

La maîtrise de ce rapport est essentiellement entre les mains des producteurs et des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, puisque ce rapport intègre les rendements de production et ceux de transport et distribution.

Pour la production, les progrès sont constants, lents et nécessitent des investissements très importants. D'ici 2020, les différentes centrales de productions devraient améliorer leur rendement de 3 à 11% suivant les technologies utilisées [06].

Du point de vue des réseaux, des recherches sont également en cours pour réduire les pertes lors du transport, notamment par l'utilisation du courant continu à haute tension.

La production décentralisée, notamment par l'utilisation des énergies renouvelables, contribuera à diminuer les pertes dues au transport de l'électricité, celle-ci étant produite plus près de son lieu de consommation.

Le rapport entre énergie utile et énergie finale

La conversion d'énergie finale en énergie utile est donnée par le rendement des appareils utilisés.

La labellisation énergétique mis en place par l'Europe, permet aux consommateurs de se faire une bonne idée de ce rendement, les appareils étant labellisés A++ pour les meilleurs d'entre eux jusqu'à G pour les moins performants.

Le rapport entre confort et énergie utile

Le lien entre confort et énergie utile est beaucoup plus difficile à quantifier, étant donné qu'il s'agit d'une relation essentiellement subjective.

Le rapport évolue cependant encore dans le mauvais sens : l'étude Fraunhofer [33] établit que l'augmentation du nombre d'appareils électriques dans les ménages réduit une partie significative des gains obtenus par l'amélioration des rendements de ces appareils.

Le Bureau du plan [36] constate que la demande d'électricité est en progression et qu'un scénario de réduction de la consommation ne pourra se concrétiser que « grâce à l'achat et à l'utilisation, probablement anticipés, d'appareils électriques les plus efficaces sur le marché et à une meilleure information et conscientisation des consommateurs en ce qui concerne leur consommation d'électricité ».

Finalement, il est nécessaire de souligner que les **habitudes et comportements** ont également une influence majeure. Fechner [56] illustre ce point par son étude où il met en évidence une variation d'environ 50% sur l'électricité consommée par 6 cuisiniers, préparant le même repas avec un équipement identique.

Il existe donc un espace pour une diminution de la consommation d'énergie par modification des comportements, sans pour autant diminuer le sentiment de confort.

Ce point est développé au chapitre 5.3.

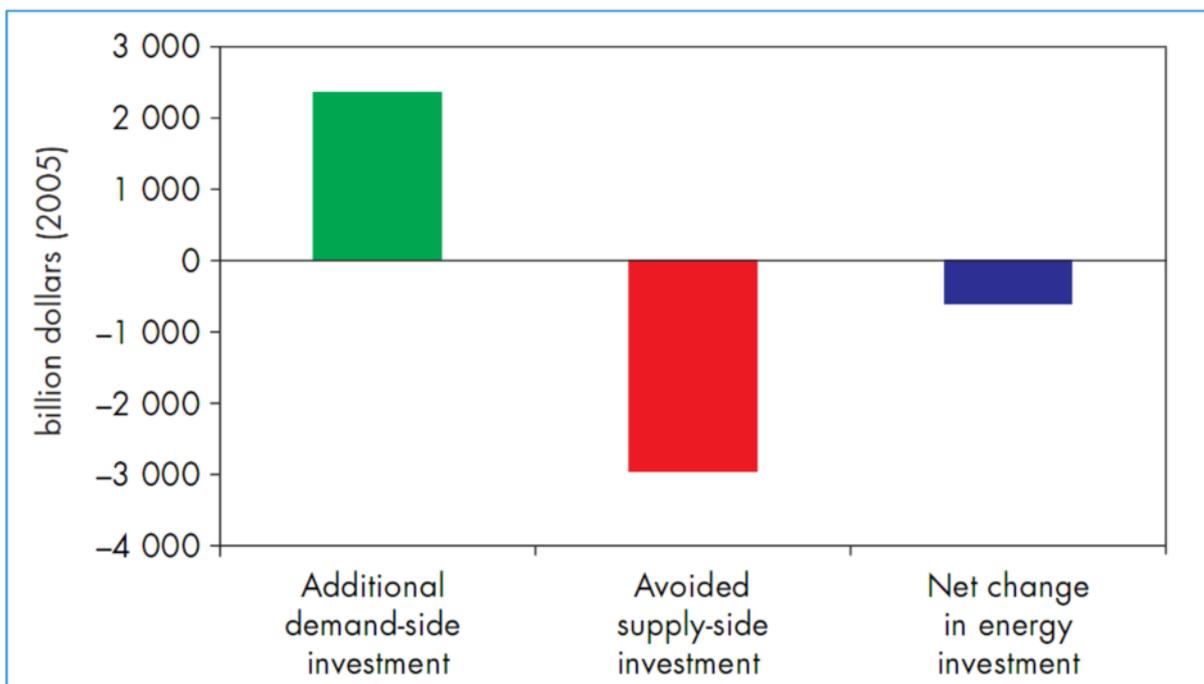
5.2. Le confort et l'économie

Jusqu'il y a peu, l'amélioration du confort se faisait par l'augmentation de l'énergie mise à disposition des ménages, les producteurs d'énergie augmentant continuellement leur capacité de production, protégés par des monopoles et des consommations en croissance constante. De leur côté, les ménages se sont de plus en plus équipés d'appareils électroménagers peu efficaces.

Le résultat a été que globalement, des investissements excessifs ont été faits au niveau de la production et trop peu d'investissements ont été consentis dans l'efficacité des équipements ménagers.

Un des aspects du Demand Side Management (DSM) est de trouver le point d'équilibre économiquement optimal entre les investissements à faire du côté production (transport et distribution compris) et du côté consommation.

L'A.I.E.¹², dans le World Energy Outlook 2006 [42] illustre bien que l'économie globale pouvant être obtenue en augmentant les investissements du côté consommation au détriment de la production, peut être très significative.



Source : International Energy Agency

Figure 9 : Bénéfices liés aux investissements dans les mesures d'efficacités

Il est donc également possible, à confort égal, de diminuer le coût de l'énergie utilisé.

C'est un des arguments avancés en faveur des infrastructures de compteurs intelligents.

¹² Agence Internationale pour l'Energie

5.3. Les comportements et l'énergie

Le point le plus complexe dans la maîtrise de demande en énergie est la composante comportementale.

Que les comportements influencent fortement la consommation d'énergie ne fait aucun doute. Certaines habitudes, comme celle d'éteindre la lumière lorsqu'on quitte une pièce, ont un effet sensible sur la consommation sans nuire au confort ressenti. D'autres habitudes, comme d'éviter l'utilisation d'un séchoir à linge lorsque le temps le permet, est par contre perçu comme une perte de confort.

En outre, certains comportements socioculturels sont fortement ancrés dans les habitudes et difficiles à changer. La variabilité de la consommation des ménages, dans des conditions identiques atteint entre 26 et 36% et, de cette variabilité, 64% serait attribuable à des facteurs socioculturels [77].

Pour modifier les comportements, il faut jouer sur :

- la conscience de l'utilisateur que son comportement peut engendrer des économies d'énergie ou financières
- la motivation de l'utilisateur à changer son comportement
- la permanence du changement lorsqu'il est acquis

Dans les analyses coûts-bénéfices des CI, il est systématiquement fait état d'économie de gaz et d'électricité induite par l'utilisation de ces compteurs, sans pour autant démontrer leur effet sur les aspects mentionnés ci-dessus.

Les chiffres d'économie annoncés varient dans des proportions importantes (de 1% à 20%), ce qui est probablement dû à la difficulté de maîtriser tous les paramètres en jeu.

Le principe de base est qu'un bon retour d'information (rétroaction) sur l'énergie consommée sensibilise l'utilisateur sur le sujet et le motive à baisser sa consommation, soit pour des raisons écologiques, soit pour des raisons économiques.

De nombreuses études abordent ce vaste sujet et plusieurs aspects sont étudiés :

- quel est l'effet du type de rétroaction utilisé
- quelle information va induire un changement de comportement

5.3.1. La rétroaction directe

S. Darby [09] parle de « direct feedback » lorsque l'information est disponible à la demande de l'utilisateur. Cette rétroaction va progressivement faire comprendre à ce dernier le lien entre l'énergie consommée et ses comportements.

La rétroaction directe peu se faire :

Sans affichage intelligent

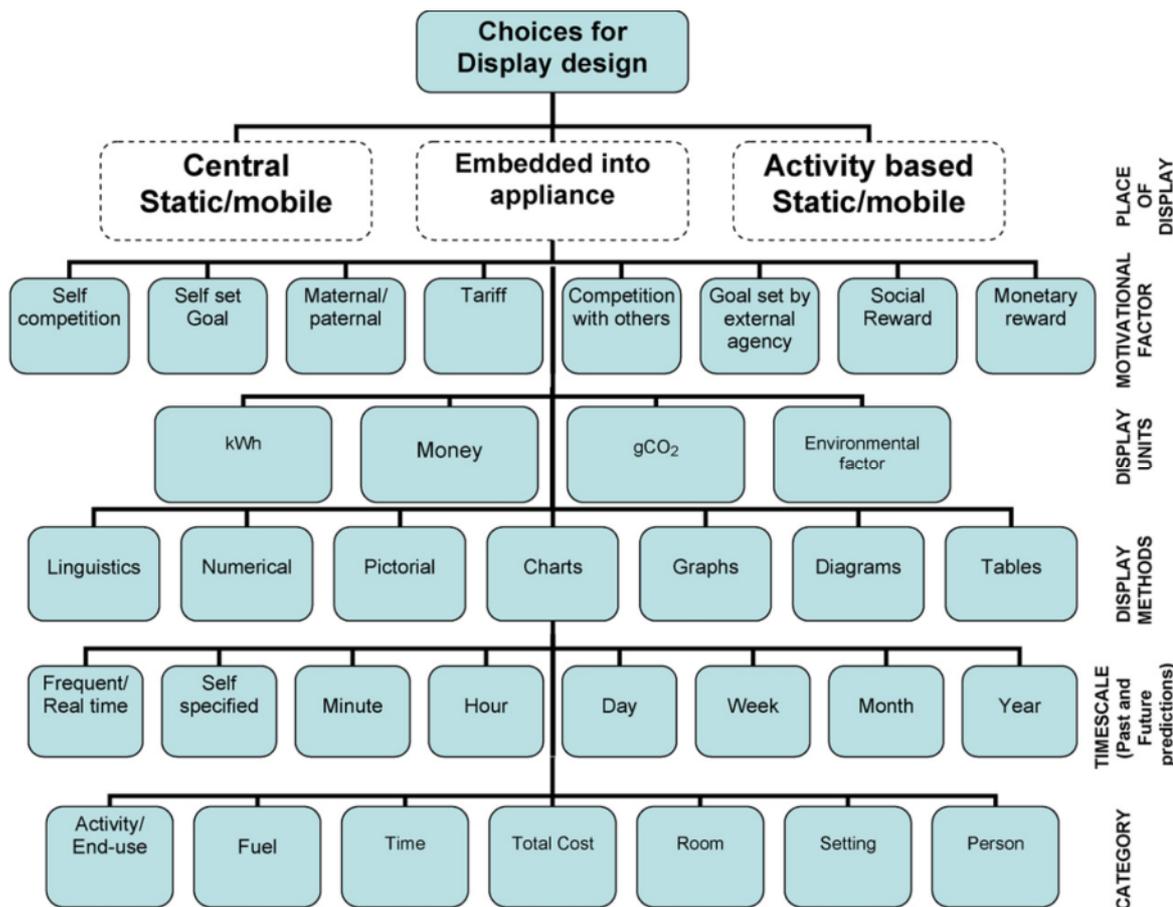
Les compteurs traditionnels ou les compteurs intelligents sans affichages externes fournissent déjà une rétroaction directe, mais d'utilisation malaisée, par simple lecture de l'index.

Des économies de 10 à 20% ont cependant été enregistrées, mais uniquement avec des groupes de personnes hautement motivées participant simultanément à un programme d'information et de conseils sur l'énergie [09]. En dehors de ces groupes ciblés, aucune économie n'est à espérer.

Avec affichage intelligent

L'affichage intelligent permet de fournir des informations très complètes à l'utilisateur, mais il existe une multitude de façon de les exploiter.

G. Wood et M. Newborough [76] ont étudié et formalisé les différentes possibilités. L'énumération des choix possibles lors de la conception d'un affichage est très bien résumée par le schéma suivant :



Source : G. Wood, M. Newborough

Figure 10 : Facteurs influençant la conception des affichages intelligents

Ils ont en particulier analysé les éléments suivants : l'endroit où l'affichage est placé, comment présenter l'information et finalement quelle information est la plus motivante pour changer son comportement.

Du point de vue des motivations à changer son comportement, le « self-compétition » (comparaison avec ses propres données historiques) ainsi que le « goal setting » (choix à priori d'objectifs à atteindre) sont les plus efficaces, menant à des économies d'énergie de 15 à 20%. Les comparaisons par rapport à un logement « typique » ou une « moyenne » est par contre impopulaire et peut même conduire à une démotivation.

L'affichage de la consommation sous forme monétaire ou sous forme d'émission de CO2 peut générer également des modifications de comportement, mais avec une forte dépendance du groupe étudié.

Concernant la façon d'afficher les données, l'étude établit que le simple affichage des données énergétiques n'est pas suffisant pour induire un nouveau comportement. Il faut une information adaptée au groupe cible et qui doit être présentée de manière simple. C'est en fin de compte la curiosité et l'expérimentation de l'utilisateur qui favorise l'apprentissage conduisant aux économies d'énergie.

D'autres études, faites sur de plus longues périodes et sur des effectifs plus grands, montrent que l'économie atteignable se situerait plutôt entre 10,5 % et 12,9% suivant la manière et le détail des informations fournies aux consommateurs (données simples ou sous forme graphique) [77].

Les différences peuvent peut-être s'expliquer par certains biais :

- Les personnes qui souhaitent faire des économies pour des convictions environnementales sont plus performantes que ceux qui le font par effet de culpabilité [76]
- Les personnes soumises à l'étude sont généralement conscient de l'analyse en cours. L'effet de l'expérimentateur ne peut être négligé, ainsi que l'effet de « désirabilité sociale » qui incite les personnes à se comporter de manière plus exemplaire qu'en temps normal [77].

Par Internet

S. Darby [09] mentionne des économies d'électricité de 18% en utilisant un site Internet pour un retour d'information très complet, incluant des graphiques et historiques.

Plus globalement, dans la vingtaine d'études sur la rétroaction directe reprise dans la compilation de S. Darby [09], le taux d'économie varie entre 7 et 18% pour l'électricité et entre 5 et 26% pour le gaz.

5.3.2. La rétroaction indirecte

Avant d'introduire des nouveaux équipements tels des affichages supplémentaires, il y a lieu d'analyser les gains qui pourraient être réalisés par l'amélioration de l'information fournie aux utilisateurs par d'autres canaux, notamment par des factures plus détaillées.

Wilhite et Ling [75] ont étudié l'impact de la fréquence et de la présentation graphique des consommations sur les factures. Le résultat de l'analyse sur 1268 ménages a montré une diminution moyenne de 10% la première année et 7,5% la seconde année.

Par contre, Darby [77] considère que la facture n'est pas le support idéal pour obtenir les meilleurs résultats. D'abord parce qu'une partie de la population (20%) aurait des problèmes de compréhension et d'autre part par ce que de plus en plus de paiements se font par domiciliation bancaire réduisant l'impact du paiement manuel à la banque. De plus, la facturation d'acomptes par les fournisseurs aurait un effet contre-productif pour la stimulation des économies d'énergie.

Dans son analyse reprenant 10 études sur la rétroaction indirecte, S. Darby [09] établit que l'économie atteignable se situe entre 4 et 12%

5.3.3. Les conseils énergétiques

Une meilleure information sur les moyens d'économiser de l'énergie, fournie sur un support papier peut également avoir des effets très importants. L'étude de Hayes et Cone (citée dans [77]) indique qu'une économie en électricité de 30% a été atteinte. L'effet semble cependant de courte durée, puisqu'en quelques semaines, l'économie est retombée à 9%.

S. Darby [09] évalue aux alentours de 5% des économies réalisables par des conseils énergétiques de type informatif. Lorsque les conseils sont personnalisés en tenant compte des consommations réelles, il y aurait un gain supplémentaire de 4 à 6% ([09] et [77]).

5.3.4. Effet de la tarification

Lorsque le prix de l'électricité varie en fonction du moment de la consommation, les utilisateurs sont prêts à déplacer une partie de leur consommation vers des moments où elle est moins chère. Ce déplacement, appelé « peak shaving », ne conduit pas à une économie d'énergie, mais peut produire des économies financières non négligeables.

Bien que les compteurs et affichages intelligents vont probablement améliorer la sensibilisation des utilisateurs aux différences de tarifs, aucune étude ne permet de mettre en évidence que le peak shaving puisse dépasser les 30% avancés dans l'étude [09].

L'analyse des effets de la tarification est particulièrement complexe car elle dépend

- Des écarts des tarifs
- Des heures de commutation des tarifs
- Du type d'équipement électrique et du niveau d'automatisation envisageable

5.3.5. La persistance des apprentissages

L'apprentissage d'un comportement moins énergivore est d'autant plus rapide qu'une information précise peut être liée à un changement de comportement volontaire et conscient.

Les appareils donnant aux utilisateurs des moyens d'expérimentation, tels de compteurs supplémentaires à usage personnel, favorisent l'intériorisation et la persistance des nouveaux comportements [77].

Dans l'ensemble, un comportement ne peut être considéré comme persistant que s'il a été appliqué pendant une période d'au moins 3 mois [77].

5.4. Conclusions

Le sujet de la maîtrise de la demande est très vaste et ne peut être qu'effleuré dans ce travail sur les compteurs intelligents.

Au vu des études mentionnées ci-dessus, il existe bien un potentiel d'économie important de la demande d'électricité ou d'énergie en général : dans la transformation et le transport d'énergie, dans l'efficacité énergétique des appareils et dans l'éducation des ménages à des comportements moins énergivores.

L'impact des compteurs intelligents sera une éventuelle modification du comportement des ménages qui pourrait conduire à une économie d'énergie (load level) et/ou à un déplacement des moments de la consommation (peak shaving).

Le schéma suivant résume les ordres de grandeurs des économies plausibles :

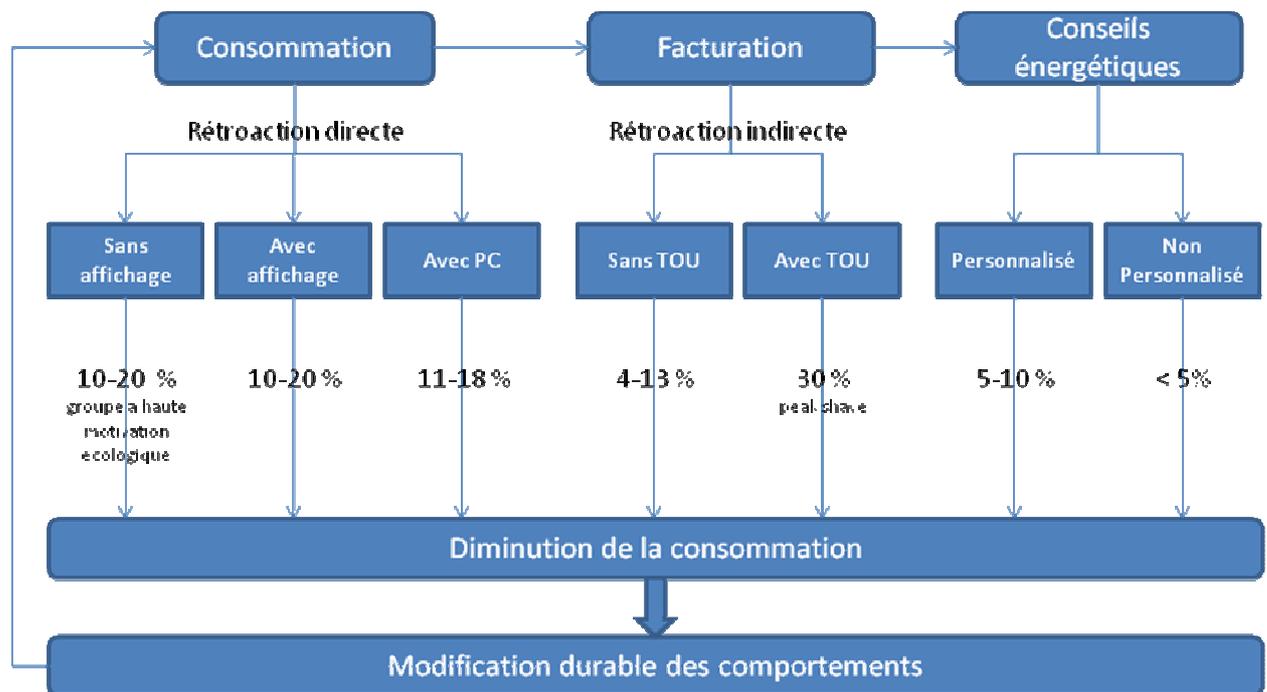


Figure 11 : Economies de consommation électrique par rétroaction informationnelle

Il faut cependant prendre ces données avec prudence car :

- ni le potentiel d'économie, ni les économies réalisables ne sont prédictibles, les marges d'erreurs étant importantes et les conditions des études très variées. [77]
- l'information de la consommation seule n'est pas suffisante, en dehors de quelques groupes de personnes à haute motivation écologique. Elle doit être accompagnée d'explications suffisantes pour améliorer la compréhension des moyens d'action des utilisateurs. Il y a donc bien un rôle à jouer par les SSE, bien qu'il ne soit pas encore bien défini.
- L'information présentée doit être adaptée au groupe ciblé [50]
Les personnes moins éduquées sont plus sensibles au prix, aux comparaisons historiques et aux informations textuelles, mais n'aiment pas les comparaisons avec d'autres consommateurs
Les personnes plus éduquées sont sensibles au prix et à l'économie d'énergie en soi. Elles préfèrent l'information sous forme graphique par internet ainsi que des comparaisons historiques avec d'autres consommateurs.
- Les études sont essentiellement basées sur un concept de EUMF (End Use Monitoring and Feedback) c'est-à-dire de modification de comportement volontaire liée à des informations sur la consommation. Elles ne tiennent donc pas compte d'autres paramètres tels que l'élasticité de la demande par rapport au prix et l'impact de tarifs fortement différenciés.
- L'influence de l'environnement socioculturel sur les comportements est souvent citée, mais il n'existe pas d'études évaluant des économies possibles par catégorie sociale. Il semble pourtant hasardeux de généraliser des résultats d'études qui n'ont pas tenu compte de cette donnée.
- La consommation de gaz et d'électricité varient en fonction de la saison et des conditions climatiques. Les rétroactions du type historique devraient intégrer ces données qui figurent dans peu d'études alors que l'impact, surtout pour des études de courte durée peut être significative [11].
- Une partie du potentiel d'économie a probablement déjà été entamée par la très récente diminution de la consommation électrique qui serait attribuable d'une part à la conscientisation de la population aux changements climatiques, la baisse du pouvoir d'achat et par l'envolée récente du prix de l'énergie en général et de l'électricité en particulier.

Finalement, il faut noter que, pour l'instant, il n'existe aucune étude différentielle permettant, par exemple, de comparer l'effet d'un affichage intelligent en comparaison avec d'autres méthodes telles qu'une rétroaction indirecte bien ciblée.

L'Ofgem, ayant décelé cette lacune, à démarré un projet de grande envergure, nommé « Energy Demand Response Project » [59]. Commencé fin 2007 et devant se terminer en 2010, ce projet a précisément pour but de comparer les économies d'énergie pouvant être réalisées avec les différentes méthodes de rétroaction :

- Facturation et information complémentaire

L'impact de la fréquence, du détail, du format (graphique ou texte) des factures sera analysé pour 10.000 ménages. Et 14.000 ménages recevront des informations et divers conseils en efficacité énergétique.

- Clip-on Visual Display Units (VDU)

Les VDU sont des affichages intelligents, affichant la consommation instantanée et historique, mais totalement indépendants des compteurs des GRD.

Ils seront installés dans 8.500 logements.

- Compteurs intelligents

18.000 habitations seront équipées de CI (avec et sans compteur de gaz) pour tester les différentes options d'affichage (sans affichage complémentaire, avec affichage intelligent, avec affichage sur la télévision, avec information par internet) et les autres modes de rétroaction (alarmes de dépassement de seuil, systèmes de récompenses pour les baisses de consommation et/ou le déplacement des consommations aux périodes creuses).

- Par engagement d'une communauté

Cette approche permettra d'évaluer les économies possibles en combinant des informations sur la consommation, des conseils énergétiques et en jouant essentiellement sur l'engagement d'une communauté ainsi que sur des récompenses collectives.

Cette étude devrait donc comparer l'efficacité des différentes mesures d'économie d'énergie. En effet, même si les CI peuvent engendrer des économies d'énergies, il n'est pas impossible que d'autres techniques aboutissent à un résultat équivalent pour un coût inférieur.

L'étude de l'Ofgem devrait nous éclairer sur ce point.

6. Analyse des apports potentiels des compteurs

Dans plusieurs pays, des projets pilotes sont en cours et la décision de remplacer les compteurs existants par des compteurs permettant une lecture automatisée est déjà prise.

Ce chapitre a pour ambition d'analyser l'apport de CI sous deux aspects :

- Sous l'angle d'une analyse de coût-bénéfice

En brossant les contours de l'analyse faite pour le compte de la région flamande, il est possible de se faire une bonne idée des résultats ainsi que des faiblesses de cette approche.

- Sous l'angle d'une analyse SWOT¹³

L'optique prise est d'analyser les forces, faiblesses, opportunités et menaces liées à un déploiement des CI tel que cela se fait aux Pays-Bas.

6.1. Analyse coûts-bénéfices

Le business model des CI est très complexe à établir et diffère fortement de pays à pays.

En France, l'ERDF annonce un temps de retour de 15 à 17 ans [32], alors qu'en Flandre, l'étude faite par la KEMA [48] pour le compte de la VREG conclu que sur une période de 20 ans la rentabilité ne peut être établie.

La comparaison systématique de différentes analyses coût-bénéfice est trop complexe pour être faite dans le cadre de ce travail.

Le but de ce chapitre est de présenter les principaux résultats de l'étude de la KEMA, ainsi que d'autres études moins formelles, pour mettre en lumière une série de points qui sont à la base de la variabilité des résultats des différentes études et de la faiblesse de cette approche.

6.1.1. Résultats de l'étude de la KEMA

D'après l'étude, le déploiement de compteurs intelligents pour le gaz et l'électricité à grande échelle en région flamande, mène à un résultat globalement négatif. Le NPV¹⁴ est négatif (-389 millions d'Euro).

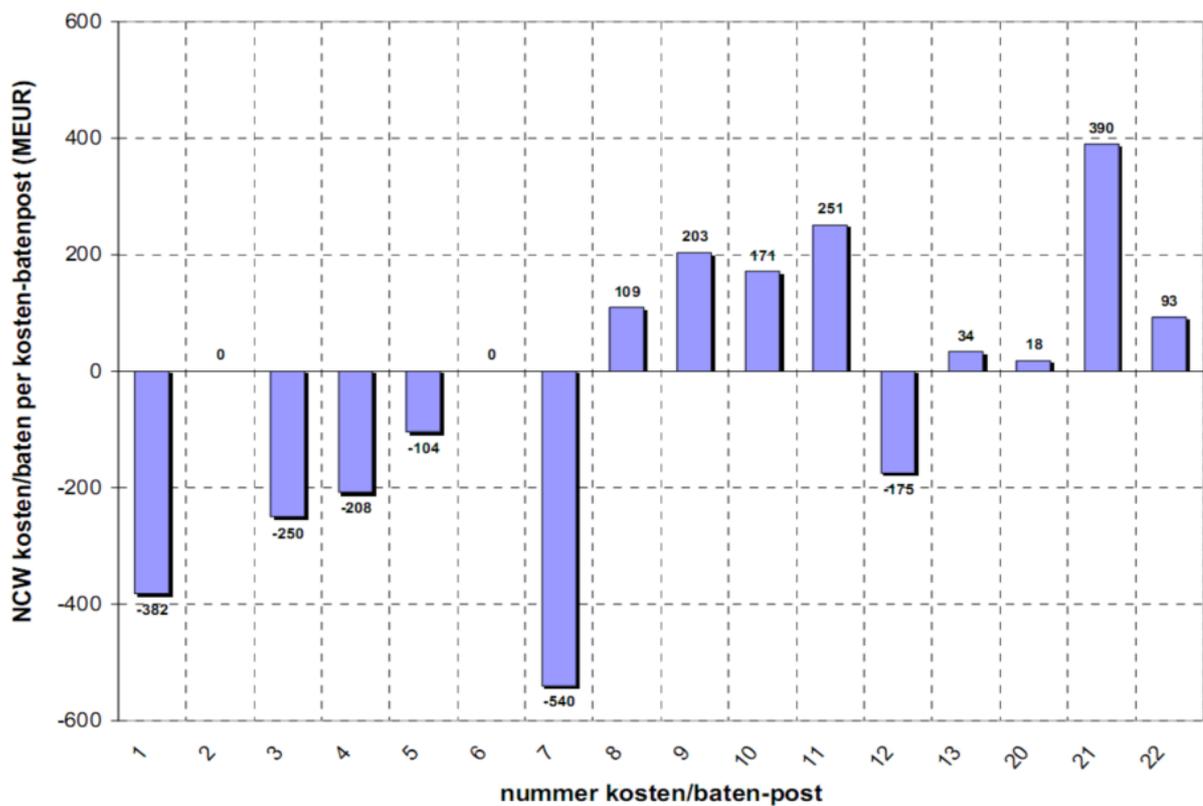
En n'utilisant que du PLC sans GPRS, le NPV serait de -337 millions d'Euro, soit un gain de 52 millions d'Euro.

En faisant une extrapolation pour l'ensemble de la Belgique, le NPV serait de -588 millions d'Euro

Ces résultats ont été obtenus par une étude détaillée de 22 postes dont les coûts/bénéfices individuels sont représentés par le graphique suivant :

¹³ Strength, Weakness, Opportunies, Threats

¹⁴ Net Present Value



Source : KEMA

Figure 12 : Analyse coûts-bénéfices des compteurs intelligents en Région flamande

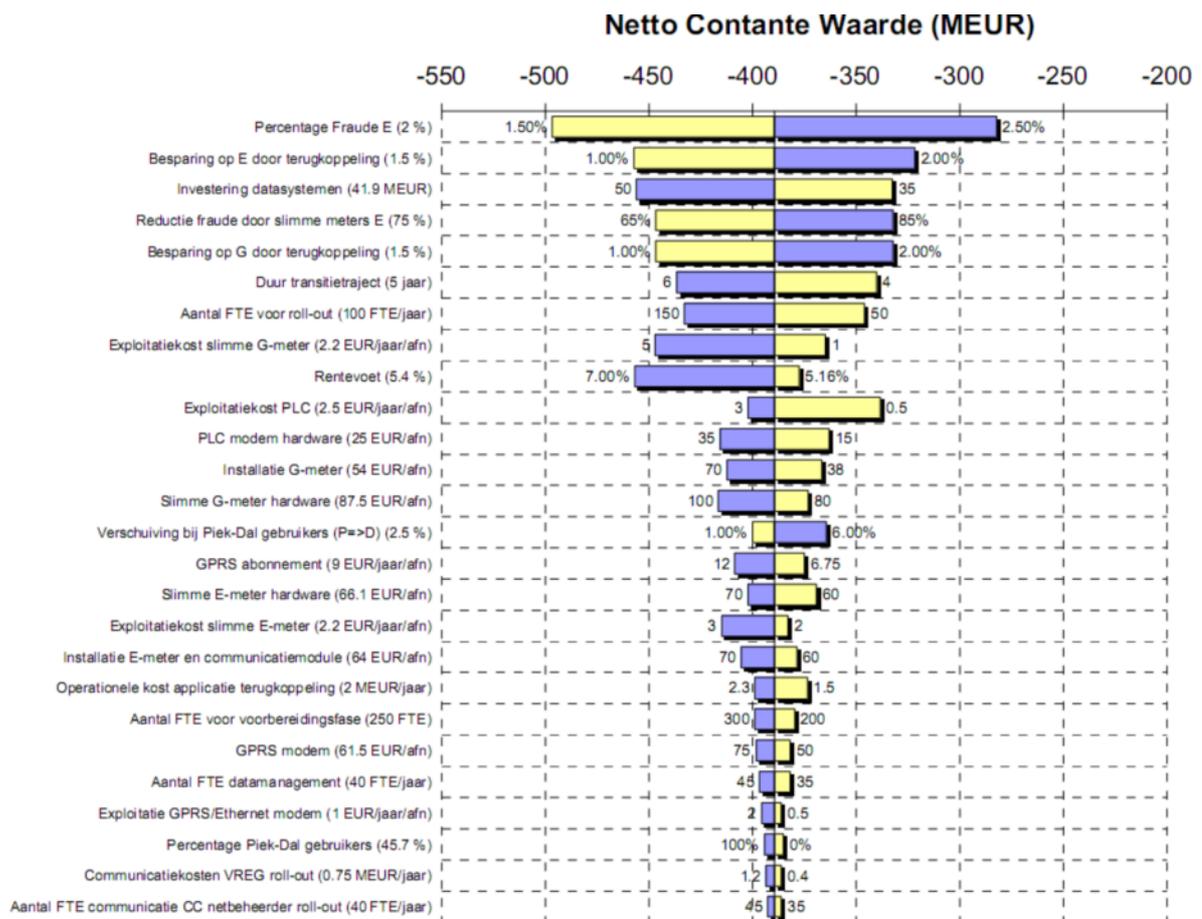
Les numéros en abscisse correspondent aux postes suivants :

1. Fourniture et installation du compteur électrique, sans modification du disjoncteur en amont
2. Fourniture et installation de l'affichage optionnel à l'intérieur de l'habitation
3. Fourniture et installation du compteur de gaz
4. Mise en place de l'infrastructure PLC, (essentiellement les concentrateurs)
5. Mise en place de l'infrastructure GPRS, abonnement compris
6. Mise en place de l'infrastructure ADSL/Câble, (optionnel)
7. Mise en place de l'infrastructure informatique centrale
8. Amélioration du calcul d'allocation et réconciliation
9. Réduction de consommation électrique (sans affichage optionnel à l'intérieur de l'habitation)
10. Réduction de consommation de gaz (sans affichage optionnel à l'intérieur de l'habitation)
11. Réduction de frais liés aux relevés des compteurs
12. Frais de gestion pour la mise en route du projet, y compris études et projets pilotes
13. Réduction de frais liés aux centres d'appels (call-centers), suite à la diminution des erreurs
20. Diminution des pics de consommation (peak shaving) par effet tarifaire
21. Détection plus rapide de la fraude
22. Traitement plus efficace des mauvais payeurs

Les principales constatations sont que :

- Les coûts proviennent tous de la mise en place de l'infrastructure des CI (compteurs, réseau de communication et système informatique)
- L'influence de l'effet de l'affichage optionnel à l'intérieur de l'habitation n'a pas été estimée (poste 2) dans cette étude.
- Le bénéfice le plus important provient de la réduction de la fraude, suivi des gains liés à la baisse de coûts liés au relevé des compteurs.
- L'influence de la réduction de la consommation du gaz et de l'électricité reste relativement faible. L'étude n'a considéré qu'une économie d'énergie (gaz et électricité) de 1,5%.

Un des grands intérêts de cette étude est son analyse de sensibilité des paramètres. Les facteurs les plus sensibles sont dans l'ordre : le taux de fraude, l'économie d'énergie électrique, le montant de l'investissement pour le système informatique central, le taux de réduction de fraude, l'économie d'énergie en gaz, la durée de la phase de transition, le personnel nécessaire au déploiement, les coûts d'exploitation des compteurs gaz et le taux d'intérêt financier.



Source : KEMA

Figure 13 : Etude de sensibilité des paramètres de l'analyse coûts-bénéfices

6.1.2. Résultats d'autres études en Belgique¹⁵

Sibelga, en temps que GRD, considère également que le business case est négatif, les bénéfices liés aux relevés, ouvertures et fermetures de compteurs étant nettement insuffisants pour couvrir les investissements nécessaires à l'installation de l'infrastructure, à moins que le prix de l'abonnement puisse être relevé.

Pour les avantages liés à la simplification des processus d'allocation et de réconciliation et la suppression des SLP, Indexis estime que les bénéfices seraient entièrement absorbés par les coûts liés à l'augmentation massive des données à traiter et la complexité des outils informatiques nécessaires.

D'après différents GRD, le coût réel global de l'introduction des CI se situerait entre 20 et 35 Euro par an. La rentabilité au niveau des GRD n'est possible que par augmentation des recettes (augmentation du prix de la redevance ou tarification de certaines opérations) qui se répercutera in fine sur l'utilisateur final. Les résultats apparemment positifs dans d'autres pays seraient dû au fait que ces augmentations ont été considérées comme acquises : en Italie, un relevé (« la misura ») est facturé entre 10 et 30€. En France, la CRE aurait accepté le principe d'une augmentation de l'abonnement et aux Pays-Bas, l'abonnement annuel a augmenté de 30€ depuis quelques années.

La seule question serait donc de savoir s'il existe une plus-value pour l'utilisateur que ce soit sous forme d'économie d'énergie, que ce soit avec ou sans recours aux services énergétiques offerts par les fournisseurs ou les SSE.

6.1.3. Principales causes de variabilité des études

6.1.3.1. Libéralisation du marché électrique

Les différences entre pays peuvent s'expliquer en partie par des différences importantes dans l'organisation du secteur de l'énergie, provoquées par sa récente libéralisation [48].

Le processus de facturation peut être représenté par le diagramme suivant :



Figure 14 : Processus de facturation

Avant la libéralisation, toutes les opérations et bien d'autres étaient faites par une seule société. Dans un tel cas, la maximalisation de la rentabilité se fait sur l'ensemble des opérations et se concentre donc sur l'amélioration des processus et la réduction de coûts au niveau global, des subsides croisés entre les opérations ne posant pas de problèmes particuliers [30].

¹⁵ Sources : [202], [206], [209], [209], [208], [210], [206], [205], [203]

La libéralisation induite par la directive 2003/54, impose le cloisonnement des opérations dans des entités distinctes. L'ensemble des coûts de l'infrastructure liée aux CI (installation, infrastructure de communication et système central) se retrouve donc chez les GRD, bien que les bénéfices, se répartissent entre les GRD (amélioration de la gestion du réseau, diminution des coûts des relevés et OFC), les fournisseurs et SSE (exploitation de nouvelles opportunités), les industriels (développement du marché des CI) et des utilisateurs (diminution de la consommation et avantages offerts par de nouveaux services).

On est donc dans un cas de « split-incentive » et la décision pour un GRD de passer à l'acte n'est envisageable que dans la mesure où il peut rentabiliser son investissement dans un délai raisonnable. Cette rentabilité dépend cependant très fortement de la manière dont le découpage des entités et l'allocation des coûts et bénéfices s'est faite lors de la transition du marché régulé vers le marché libéralisé.

D'autres différences importantes existent dans les transpositions nationales de la directive 2003, notamment sur les participations financières des fournisseurs dans les GRD. En France, EDF détient 100% de sa filiale ERDF, alors qu'en Belgique Electrabel sera limité à 30% de participation dans Silbelga.

6.1.3.2. Répartition des coûts

Le régulateur irlandais, la CER, considérait en novembre 2007 [02], que l'introduction des CI est inévitable, mais que l'interaction entre les multiples possibilités offertes et entre les différents acteurs est très complexe. La manière d'arriver à une maximalisation économique pour l'utilisateur n'est pas encore claire.

Quoi qu'il en soit, le coût de mise en place et de l'exploitation de l'infrastructure (compteurs, réseau de communication et système central) devra être supporté par le GRD et sera récupérés par des recettes supplémentaires, soit sous forme de redevance, soit sous forme de tarification spécifique. [23]

Les GRD étant dans un marché régulé, la forme et le montant de ces récupérations de frais sont soumis à l'approbation des régulateurs, régulateurs qui ne pourront avoir une idée précise de coûts qu'une fois que toutes les options technico-économiques auront été fixées.

6.1.3.3. Scénario de référence

Les analyses coûts-bénéfices sont fortement influencées par la situation de départ, appelée situation de référence ou état zéro. Or le scénario de référence diffère fortement de pays à pays.

La Belgique, par exemple, est pénalisée par rapport à un pays comme la France, par l'existence d'une partie du réseau de distribution en 230V entre phase.

Similairement, un paramètre important du scénario de référence est le taux de fraude et d'erreur qui est fort différent de pays à pays.

6.1.3.4. Paramètres du modèle

Les résultats sont grandement influencés par certains choix techniques (choix du/des modes de communication, connexion ou non avec un compteur gaz, etc.), des fonctionnalités choisies et de choix stratégiques (déploiement progressif ou sur une période relativement courte).

Dans l'étude de la VREG, par exemple, il n'a pas été prévu la suppression du disjoncteur en aval du compteur et le modèle prévoit 20% de communication par GPRS. Ces deux paramètres changeraient pourtant sensiblement les résultats.

D'autres paramètres, qu'ils soient financiers (durées d'amortissements, les taux d'actualisation, les financements, prix de l'énergie, etc.) ou d'exploitation (durée de vie des compteurs, taux de panne, nombre d'interventions, prix des abonnements GPRS, etc.) influencent également grandement les conclusions.

A titre d'information, la liste des paramètres utilisés pour établir cette étude est donnée en annexe A5.

6.1.3.5. Sensibilité des paramètres

Les études coûts-bénéfices sont particulièrement sensibles à certains paramètres, ce qui a un effet majeur sur les résultats.

L'étude de la KEMA illustre très bien cet aspect dans le chapitre d'analyse de sensibilité : le taux d'économie d'électricité lié au CI a été choisi à 1,5%. D'après le diagramme de sensibilité, on peut voir que chaque pourcent d'économie supplémentaire se traduirait par une augmentation du NPV d'environ 120 millions d'Euro. Si l'on suppose que le modèle financier est linéaire, le business case deviendrait donc rentable en choisissant un taux d'économie aux alentours de 5%.

Laborelec [30] pour sa part considère que certains autres paramètres tels la densité du réseau, la qualité de l'organisation des processus de relevé, la fréquence des relevés obligatoires et l'exploitation des fonctionnalités optionnelles (qualité du service, DSM, monitoring, etc.) sont primordiaux et devraient être intégrés dans l'étude, mais en fin de compte, la rentabilité dépend essentiellement de l'augmentation des revenus répercutables en aval (fournisseurs et consommateurs).

6.1.3.6. Manque d'information

L'information nécessaire à une étude systématique est lacunaire. La KEMA, malgré les 2 ans qu'ont duré son étude, souligne ce point : « Het is ook voorgekomen dat de ondervraagde markt-partijen over bepaalde onderwerpen te weinig informatie konden aanleveren of beschikbaar wilden stellen ». [48]

6.1.3.7. Non quantification de tous les avantages

Il est plus aisé de quantifier les coûts, qui sont relativement faciles à énumérer et à calculer, que l'ensemble des bénéfices dont une partie reste difficile à évaluer. Par exemple :

- L'amélioration de la qualité et fiabilité du réseau de distribution, automatisation de certaines alarmes, amélioration des prévisions permettant la suppression ou le report de certains investissements,
- Les économies d'énergie
- Les progrès sociaux ou environnementaux qui pourraient découler de la mise en place de tarifications spécifiques

Même si, d'un autre côté, certains risques ne sont pas non plus repris dans les études (risques technologiques et logistiques), ERGEG conclut que :

« Given this, there is a higher likelihood of positive net benefits when taking into account the issues which can only be evaluated qualitatively. » [23, page 12]

6.2. Analyse SWOT - Forces

Les avantages des CI sont nombreux, mais ne sont repris ci-dessous comme « force », que lorsque l'avantage est suffisamment établi.

6.2.1. Relevé, ouverture et fermeture automatisés des compteurs

Les compteurs intelligents permettent de faire le relevé des index, l'ouverture et la fermeture du compteur à distance.

En Belgique, le relevé doit se faire au minimum une fois par an, mais la fréquence pourrait être augmentée en conséquence de la directive 2006/32.

L'ouverture et la fermeture des compteurs (OFC) sont des opérations moins fréquentes. Elles ont lieu lors d'un déménagement.

Pour les GRD :

Les relevés et l'OFC sont actuellement faits par des agents (Indexis, Métrix, Eandis) se déplaçant en voiture, d'où un coût élevé en déplacements et en personnel. Le simple fait de faire ces opérations à distance et de manière automatisée donne les avantages suivants :

- Diminution des déplacements
- Diminution du coût de personnel
- Fiabilité du service par la diminution des opérations manuelles et diminutions des appels dans les call-centers liés aux erreurs. NUON [34] a déclaré que 10% des lectures de compteurs nécessitaient des rectifications et que cette proportion est restée stable sur la période 2005 à 2008. Seul, l'automatisation des lectures peut faire baisser ce taux.

On peut cependant noter qu'à terme le personnel peu spécialisé en charge des relevés de compteur sera soit licencié soit devra être formé pour de nouvelles activités [52]

L'avantage en termes de coût augmente avec la fréquence des relevés.

La réduction du coût obtenu par l'utilisation de CI profitera donc au GRD [26], mais il faudrait déduire de cette réduction de coût :

- Les coûts liés à la reconversion ou le licenciement du personnel
- Aux frais liés à l'infrastructure de l'amortissement et les frais de maintenance.
- Les pertes de recettes éventuelles si la tarification d'opérations facturées devaient être modifiée (une ouverture de compteur est facturé 104€ en RCB).

Pour les ménages :

Les très légers avantages pour les ménages sont essentiellement de ne pas être dérangés lors du relevé, la diminution du taux d'erreur conduisant à des erreurs de facturations et le fait de ne plus devoir être présent lors d'une opération OFC.

6.2.2. Changement de fournisseur

Depuis le 1^{er} janvier 2007, la libéralisation complète du marché de l'électricité belge permet aux ménages de changer de fournisseur.

Il n'y a pas de frais à charge du client pour cette opération parce qu'il a été considéré que ces frais pourraient réduire la propension des clients à changer de fournisseur et par ce fait nuire à la concurrence. Les frais sont donc couverts par le montant de l'abonnement au réseau de distribution.

Différentes études ([37] et [06]) ont montré que le marché de l'électricité et du gaz de sont pas encore assez fluides dû à de multiples raisons (interconnexions internationales insuffisantes, position dominante des opérateurs historiques, lenteur de la procédure de changement de fournisseur, etc.). La législation belge actuelle est aussi mise en cause car elle ne donne pas au régulateur les moyens de mettre en œuvre toutes les dispositions prévues par les directives européennes d'assurer une concurrence effective et le fonctionnement efficaces des marchés de l'électricité et du gaz naturel, aussi bien sur le plan de leur fonctionnement que sur le plan de la formation des prix [35].

L'ERGEG préconise l'automatisation des relevés de compteurs comme mesure pour favoriser le changement de fournisseur [24].

La Commission, dans sa communication du 10 janvier 2007 [67] va dans le même sens en déclarant que l'utilisation des CI va améliorer la concurrence sur le marché européen de l'énergie.

Pour les ménages :

En dehors de l'amélioration de la concurrence et la probable diminution des prix qui en découlera, les délais de traitement d'autres demandes (changement de tarif, changement de la puissance maximale, relève spéciale,...), l'utilisation des CI devrait également permettre des temps d'intervention plus courts pour répondre aux demandes des clients et permettre plus d'opérations sans prise de rendez-vous.

6.2.3. Compteurs à budget et limiteur de puissance

Pour les ménages à faible budget énergétique ou désireux d'un meilleur contrôle de leurs dépenses en électricité, les CI peuvent offrir la possibilité de se comporter comme des « compteurs à budget », également appelés compteurs à prépaiement : un certain nombre de kWh peut être acheté et payé à l'avance. Lorsque le quota est épuisé, le compteur peut se couper ou passer dans un mode de limitation de courant, par exemple 6A.

Les fournisseurs sont toujours réticents à fournir de l'électricité à des clients considérés comme mauvais payeurs et des provisions sont établies pour les clients douteux. Les pertes encourues suite au non paiement de certaines factures sont supportées par l'ensemble des clients et correspond donc à une augmentation de prix du kWh.

Actuellement, le passage d'un compteur « normal » vers un compteur à budget ou à limiteur de puissance nécessite un déplacement du GRD afin de remplacer le compteur.

Pour le GRD/fournisseurs :

Les CI intègrent les fonctions de prépaiement et de limiteur de puissance sous forme logicielle. L'activation de l'une ou l'autre de ces fonctions peut donc se faire à distance.

La diminution du risque pour les fournisseurs permet de faire baisser les provisions pour créance douteuses et proposer des offres plus attractives.

Pour les ménages :

Globalement, la mise en place de ces fonctions devrait se traduire par une diminution du prix du kWh et est donc profitable aux ménages.

Bien que ce système offre potentiellement une solution intéressante pour certaines catégories de personnes, on peut cependant se demander s'il s'agit d'une avancée ou un recul social. Il existe probablement un risque de progressivement contraindre ces personnes dans ce mode de fonctionnement particulier.

6.2.4. Facturation de la consommation réelle

Le prix payé par kWh par les ménages dépend indirectement du profil de charge¹⁶ (SLP) qui leur est associé. Pour ceux qui ont un profil de consommation différent du SLP associé, le prix payé par kWh sera par conséquent soit inférieur, soit supérieur au prix qu'il devrait effectivement payer.

Plus la variabilité du prix du kWh sera importante, plus l'erreur sera significative. Dans l'optique où le prix du kWh de détail suivrait le prix de gros, la différence de facturation pourrait être de l'ordre de 15%. [12]

En principe, dans la mesure où des logiciels sont développés afin d'utiliser les relevés quart-horaire de CI et d'abandonner le concept de SLP, les facturations pourraient théoriquement être exactes.

¹⁶ Voir **Error! Reference source not found.**

Le système PLC [210] offre techniquement la bande passante nécessaire pour rapatrier les consommations quart-horaire de tous les utilisateurs et un transfert systématique est possible. Le principal obstacle serait la lourdeur et dès lors le coût prohibitif de l'infrastructure informatique pour gérer les informations recueillies et effectuer les calculs nécessaires, le nombre de données à traiter pour l'électricité augmentant d'un facteur 35.000 [12].

Pour le GRD/fournisseurs :

Il faut bien garder à l'esprit que du point de vue des GRD, l'abandon complet des SLP en utilisant les courbes de charges réelles est très coûteux et n'offre comme seul intérêt celui de mieux modéliser et gérer le réseau. L'inexactitude de la facturation n'a aucune incidence ni pour les GRD, ni pour les fournisseurs, les différences s'annulant entre elles.

La meilleure connaissance des consommations devrait cependant permettre aux fournisseurs de diminuer le nombre de factures provisionnelles [48] et de factures établies sur bases d'estimations.

Pour les ménages :

Pour les utilisateurs, plus d'exactitude se traduira par un avantage financier pour certains et une perte financière pour d'autre, mais globalement l'amélioration de l'exactitude est un avantage.

6.2.5. Informations détaillée sur la consommation

L'article 13 de la directive 2006/32 impose clairement que les factures doivent être établies sur la base de la consommation réelle et à des intervalles suffisamment courts pour permettre aux clients de réguler leur consommation d'énergie. En outre, la directive recommande des comparaisons de la consommation avec les années précédentes et/ou avec des moyennes nationales sous forme de graphique.

La Suède, comme les Pays-Bas, par exemple, a décidé qu'à partir du 1^{er} juillet 2009, les factures de tous les utilisateurs seraient basées sur des relevés mensuels des compteurs. [50].

La possibilité de choisir des intervalles inférieurs à un an n'est bien entendu économiquement envisageable qu'avec le concours de CI.

Pour le GRD/fournisseurs :

Les GRD doivent prévoir le transfert des données nécessaires des compteurs vers le CAS, aussi bien du point de vue bande passante que du point de vue traitement des données.

Pour les fournisseurs, l'information obtenue et traitée leur donne une meilleure connaissance de leurs clients.

Pour les ménages :

Les informations plus précises, plus détaillées et plus fréquentes sont supposées mener à un changement de comportement conduisant à une baisse de la consommation.

6.2.6. Serveur central (CAS)

L'étude de la KEMA [48] met en évidence la médiocre qualité des données relatives aux consommations et le besoin d'améliorer le processus d'allocation et de réconciliation. Une des recommandations est l'amélioration des mécanismes d'échange d'information entre les différentes parties.

La centralisation et la mise à disposition des données relative aux consommations n'est pas directement liée à l'existence des CI. En 2006, Silbelga avait déjà entrepris la migration des données vers un nouveau « registre d'accès » pour les différents acteurs du marché. [64].

Pour le GRD/fournisseurs :

Les fournisseurs disposeront de l'information et de l'infrastructure nécessaire pour définir de nouvelles tarifications [65].

Pour les SSE :

La centralisation de l'information détaillée sur les consommations permettra le développement de services énergétiques innovants. Ces services pourront être mis en place par des SSE autonomes ou comme activité complémentaire des fournisseurs, leur permettant de se différencier [34].

Pour les régulateurs :

Les régulateurs disposeront également d'une meilleure information pour leurs missions de promotion de l'efficacité énergétique, de suivi de la qualité électrique et de la concurrence entre les fournisseurs.

Ces informations leur permettront également de redéfinir des règles pour la facturation et les acomptes aux ménages.

6.2.7. Economie d'énergie générale (Load level)

Les économies d'énergies sont une des problématiques les plus importantes pour l'Union Européenne à l'heure actuelle pour de multiples raisons :

- le coût croissant de l'énergie déséquilibre le budget de tous les états importateurs net d'énergie, dont la Belgique
- la dépendance énergétique de l'UE ne fait que s'accroître
- les émissions de CO₂ et autres gaz à effet de serre qui sont liées à la production d'énergie et qui contribuent aux changements climatiques
- les problèmes sociaux apparaissant dans les couches sociales défavorisées qui ne peuvent plus faire face au coût croissant de l'énergie

L'électricité, malgré le fait d'être un vecteur énergétique cher et grand producteur de CO₂, a tellement d'avantages pratiques que sa consommation est en croissance continue, supérieure à la croissance de la consommation de l'énergie primaire.

Les économies d'énergie et d'électricité possibles se basent sur :

- l'amélioration technologique qui va faire diminuer la consommation des appareils électrique pour un même service rendu
- l'utilisation rationnelle de l'énergie

- le changement de comportement des consommateurs en leur fournissant suffisamment d'information sur leur consommation

Il semble établi que l'utilisation des CI va augmenter la sensibilisation du consommateur et mener à une diminution de la consommation que les études comportementales estiment entre 5 et 20%¹⁷.

Dans les études qui ne sont pas exclusivement comportementales, notamment dans les analyses coûts-bénéfices, les taux d'économies considérés sont nettement plus faibles :

- Sustainability first, dans son étude de l'impact des CI en Grande-Bretagne [60] considère que, même si des économies de l'ordre de 5% sont probables, tant qu'aucune étude plus complète n'est disponible, il est préférable de tabler sur les économies comprises entre 1 et 3%.
- La KEMA [48] prévoit une économie de 1,5% lors de l'usage de CI seul et de 2,5% lorsqu'il est équipé d'un affichage intelligent.
- La KEMA, dans son étude pour les Pays-Bas [49] fait état d'une économie de 4% en électricité et 2% en gaz par l'utilisation de CI avec affichage interne
- L'Ofgem [61] préconise de considérer 1% dans les prévisions
- L'A.I.E. dans son groupe d'étude pour l'analyse du DSM (IEA, DSM program, Task XV) conclut prudemment [07] :

Some studies suggest that rolling out advanced meters to all electricity consumers in a country may achieve savings of between 4% and 10% in total national electricity use. However, energy savings can only be achieved if the installation of the meters is accompanied by supporting technology and programs, such as information displays, time-varying pricing, energy audits and particularly some form of load control.

Pourtant, la Finlande fait état d'économies de 7% dans les ménages simplement en leur fournissant une information sur la consommation. [68]

D'un tout autre point de vue, l' Ontario Electricity Coalition, groupement qui lutte contre la dérégulation du secteur, considère qu'il n'y a absolument aucune preuve tangible que les CI vont induire une baisse de consommation, mais qu'il est par contre certain que les coûts vont augmenter. L'argent serait plus utile s'il était dépensé dans des plans d'économie d'énergie [17].

S'il est vrai qu'aucune étude n'a été faite sur l'efficacité relative des différentes techniques de rétroaction, en termes de taux d'économie par rapport à l'investissement, il semble difficilement contestable que les CI vont contribuer à une certaine baisse de la consommation.

Pour le GRT/GRD/fournisseurs :

Les recettes du GRT et des GRD proviennent d'un prix de transport et de distribution proportionnel aux kWh transportés. Une baisse de la consommation d'énergie signifie donc, en première instance, une baisse de revenus à compenser ailleurs.

Pour les ménages :

¹⁷ Voir chapitre 5.3

SenterNovem [50] fait remarquer, en dehors d'un « public éduqué », l'économie d'énergie n'est pas considérée comme un avantage, sauf si c'est accompagné d'une baisse du montant de la facture, ce qui sous-entend que les autres paramètres de la facture restent constants, notamment les redevances.

Pour l'environnement :

La réduction de consommation d'électricité se traduit directement en bénéfice pour l'environnement par la diminution de la pression environnementale exercée par l'extraction, le traitement et le transport des vecteurs d'énergie primaire (principalement charbon, gaz et uranium en Belgique), la transformation en électricité dans les centrales et la distribution finale au consommateur.

Le bénéfice pour l'environnement est, en première approximation, proportionnel à l'économie d'énergie. Il existe cependant des effets de seuil, dont l'origine est la nécessité de construire de nouvelles centrales, de renforcer des lignes ou des transformateurs, etc.

Pour la société :

Les avantages d'une baisse de la consommation se traduisent pour l'Etat par une diminution des importations d'énergie, ainsi qu'une réduction de la dépendance énergétique.

6.2.8. Diminution de pics de consommation (Peak shaving)

Une consommation dont la courbe de charge présente des pics importants nécessite d'une part, le surdimensionnement des lignes de transports et de distribution par rapport au transit moyen et, d'autre part, la présence de capacité de réserve disponible, souvent sous la forme de centrales électrique de réserve. Ces deux aspects correspondent à des investissements importants dont la rentabilité est médiocre, vu leur faible usage.

Le prix de l'électricité va donc fortement augmenter aux moments des pics de consommation. Ceci peut être directement observé par le cours de l'électricité de gros en fonction du moment de la journée sur le marché international BELPEX [101] :

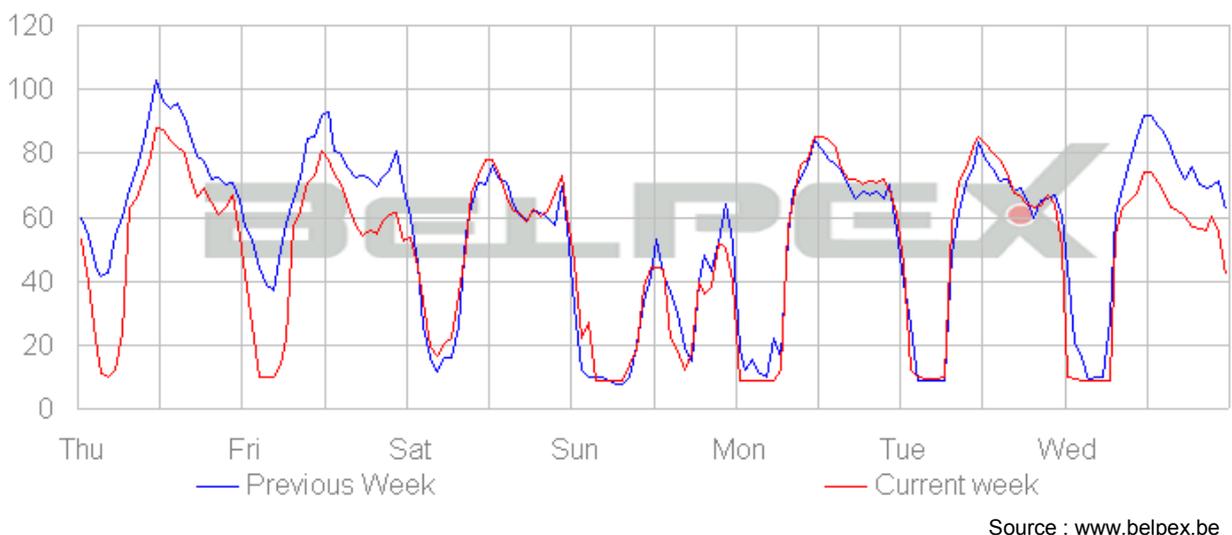


Figure 15 : Variation du prix de l'électricité sur BELPEX

C'est d'ailleurs le principe de la tarification bi-horaire ou exclusif de nuit qui incite les ménages à consommer de préférence l'électricité la nuit plutôt qu'en journée.

Le secteur domestique consomme entre 20 et 40% de l'électricité et présente une courbe de charge fort irrégulière. Un exemples est donné en Annexe A4.

Les CI offrent de nouvelles possibilités aux fournisseurs en leur permettant de redéfinir entièrement les tranches horaires ce qui aura pour conséquence un déplacement d'une partie de la consommation vers les tranches horaire les moins chers : [39].

Suivant la vitesse d'actualisation des tarifs, on parlera de :

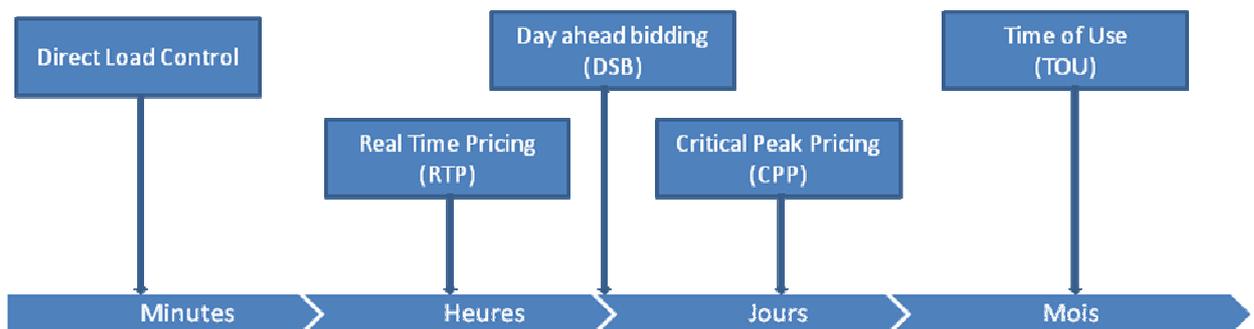


Figure 16 : Types de tarifications

- **Time of Use** (TOU) lorsque le fournisseur définit le prix du kWh par tranche horaire de manière statique, sur des périodes de l'ordre du mois, similairement au bi-horaire existant actuellement. Le TOU n'est cependant pas limité à deux plages, mais permet de mettre en place un système multi-horaire.
- Le **Time of Use Dynamique** se base sur le même concept, mais sous-entend une modification plus fréquente des prix et/ou des plages horaires.
- Le **Critical Peak Pricing** (CPP) permet au fournisseur d'actualiser les prix au jour le jour de façon à répercuter les conditions fluctuantes du marché et des effets climatiques sur le consommateur.
- Le **Demand Side Bidding** (DSB) va une étape plus loin en permettant aux consommateurs d'agir directement sur le marché en définissant avec le GRD ou fournisseur de sa consommation en fonction du prix.
- Finalement, le **Real Time Pricing** (RTP), le **Load Control** et les contrats interruptibles ne sont envisageables qu'avec des temps de réaction très courts.

Dans le cadre des techniques PLC classiques et dans un environnement dense, les GRD ne sont pas en mesure, du moins dans un premier temps, de garantir une communication fiable sur des périodes plus courtes que la journée. Les projets en cours se limitent d'ailleurs au mécanisme du Time of Use (TOU), tout en envisageant la possibilité de faire du CPP.

Il faut aussi noter que les systèmes avec des temps de réponses inférieurs à la journée ne peuvent se concevoir sans une automatisation de l'enclenchement / déclenchement de certaines charges et ne sont donc pas considérés comme une solution à déployer à grande échelle pour les ménages types.

Bien qu'intuitivement, on puisse admettre que les utilisateurs vont adapter leurs habitudes à des systèmes multi-horaires, il n'existe pas d'études économiques traitant de l'effet du nombre de plages horaires, des différences de prix entre les tranches et les bénéfices liées à la diminution des pointes de consommation.

- La KEMA [48] estime que 2,5% des pics peuvent être déplacé en généralisant les courbes de charge bi-horaire à toute la population
- Sustainability first [60] considère que de l'ensemble de la consommation électrique des ménages, seuls 20 à 25% seraient susceptibles d'être déplacés vers des moments où les tarifs sont plus bas, mais ne se prononce pas sur la proportion qui serait effectivement déplacée.
- Le point de vue de l'Ofgem [58] est que le non investissement en capacité de pointe supplémentaire est le principal avantage qui résulterait de l'utilisation du TOU, mais en se contentant de préciser que l'avantage financier pour les GRD demeurera faible et que le bénéfice ira au consommateur à long terme.
- Les études comportementales [76] et [77], sans avancer de chiffres précis, attirent l'attention sur le fait que la partie de consommation déplaçable dépend avant tout du type d'appareils électriques utilisés et est donc fortement variable de ménage à ménage.

Il faut aussi signaler qu'il n'existera d'effet positif de CI dans ce domaine que dans la mesure où les différences de tarifs entre les périodes de pointes et les périodes creuses sont suffisantes pour inciter les utilisateurs à changer leur comportement de manière volontaire ou à investir dans des systèmes automatisés.

Pour le Producteurs/GRT/GRD/fournisseurs :

Une courbe de charge plus plate permet aux producteurs, GRD et GRT de mieux optimiser les investissements.

Les fournisseurs peuvent développer des tarifications variées pour améliorer leur position sur le marché.

Pour les ménages :

L'amélioration de la courbe de charge par l'intégration de la domotique, bien que théoriquement possible, n'est pas assez étudié pour tirer de conclusions.

Pour l'environnement :

Du point de vue environnemental, une courbe de charge plus plate permet de postposer, voire annuler, la construction de centrales supplémentaires et/ou le renforcement de certaines lignes de transport ou de distribution.

6.2.9. Sécurité d'approvisionnement électrique

L'Union Européenne est fort soucieuse de garantir une sécurité d'approvisionnement énergétique à tous ses membres. L'aspect géopolitique de l'approvisionnement en énergie primaire sort du cadre de ce travail.

Par contre, la sécurité de l'approvisionnement en électricité se ramène d'une part à une capacité de production suffisante et d'autre part à une capacité de transport et distribution de l'électricité.

La directive 2005/89 concerne des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Dans son article 5 sur le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande, on retrouve entre autres :

- l'établissement d'un cadre pour le marché de gros fournissant des signaux de prix appropriés pour la production et la consommation
- la suppression des obstacles empêchant l'utilisation de contrats interruptibles
- des mesures encourageant l'adoption de technologies de gestion de la demande en temps réel telles que des systèmes de comptage faisant appel à des technologies de pointe
- des mesures encourageant l'économie d'énergie

Pour la société :

Pour les quatre points repris ci-dessus, les CI peuvent contribuer à la solution.

6.3. Analyse SWOT - Faiblesses

6.3.1. Coût de l'infrastructure

L'infrastructure se compose essentiellement de 3 parties : les CI, le réseau de communication et le CAS.

Le remplacement des compteurs électromécaniques classiques par des compteurs intelligents est très complexe, ce qui se traduit par des coûts élevés pour les gestionnaires de réseau. En Belgique, du point de vue technique, pour installer un compteur intelligent, il faudrait en effet [65] :

- Modifier le branchement dans l'habitation
Des fusibles ou un disjoncteur général sont placés avant le compteur. Si on ne place pas le CI en amont de ces fusibles ou disjoncteur, les fonctionnalités du CI ne seront pas disponibles en cas de coupure, réduisant sensiblement les avantages liés au CI. D'un autre côté, la modification du branchement est extrêmement coûteuse.
- Remplacer le coffret du compteur
Le standard actuel est un coffret 25S60 qui n'a plus d'utilité avec un CI.
- Uniformiser la tension d'alimentation
Les logements sont alimentés en monophasé ou en triphasé, 230V ou en 380V entre phases. Les fournisseurs de CI ne disposant pas toujours de PLC compatibles avec les différentes combinaisons, il pourrait être nécessaire de modifier certaines parties du réseau de distribution.
- Installer une connexion vers le compteur de gaz

D'autre part, le GRD devra également :

- Mettre en place des équipes et un management spécifique pour le roll-out
- Développer de nouvelles compétences en matière de télécommunication et d'infrastructure informatique.
A titre d'exemple, à Bruxelles, le nombre de nœuds de communication passera de 4000 à plus de 600.000.
- Développer les infrastructures informatiques nécessaires au stockage et à la gestion de données en provenance des compteurs.
En première estimation, le nombre de données rapatriées serait 3.000 fois supérieur aux données actuelles. Dans le cas d'un chargement systématique des courbes de charge, les données seraient multipliées par un facteur 35.000.
- Développer un « Front-end » pour la gestion des relevés des compteurs, des ouverture/fermeture des compteurs
- Gérer l'aspect logistique du déploiement [65]
Pour des raisons de maintenance, on remplace actuellement environ 25.000 compteurs par an à Bruxelles. L'installation systématique de CI, nécessiterait le remplacement de 250.000 compteurs par an pendant 4 ans. Cela pose un double problème logistique : celui d'augmenter la capacité de remplacement d'un facteur 10 et celui d'une charge de travail irrégulière
- Maintenir deux processus actifs pendant la phase de transition, les anciens compteurs et les CI.
- Gérer l'impact sur le personnel : engager ou former du personnel aux nouvelles tâches, plus spécialisée et réaffecter et/ou former une partie du personnel [52]

Tous les coûts liés aux activités définies ci-dessus sont à charge du GRD.

6.3.2. Risques technologiques et économiques

Aux problèmes d'installation se rajoutent certains risques d'ordre technologiques et économiques et qui mériteraient plus d'attention : [210]

- Fiabilité des CI : Le taux de panne estimé à 0,5% est-il suffisant
- Taux de défaillance PLC : Les CI n'étant pas équipé de filtres, quelle sera l'évolution du taux de défaillance avec l'augmentation du bruit sur les lignes ? Quelle serait le coût d'un rétro-fit de filtre ?
- Le microprocesseur du CI est-il suffisant pour les évolutions du firmware sur une période de 15 à 20 ans ?
- Interopérabilité des équipements est-elle assurée ?
- Quel est l'effet de la densité et de la structure du réseau de distribution sur la communication PLC ? L'ERDF étudie spécifiquement ce problème à Lyon et à Tours [22]
- Si d'autres technologies sont utilisées à la place de PLC (GPRS, ADSL, etc.) quel sera le taux de défaillance ? Quel est le risque de dépendance avec les opérateurs suite à des évolutions technologiques ?

- Les évaluations du coût de remplacement des compteurs existants sont-elles suffisamment précises, vu les difficultés existantes, tant du point de vue logistique que technique (remplacement des vieilles installations, couplage au compteur gaz) ?
- Quel personnel supplémentaire, en quantité et en formation, sera nécessaire à l'installation et la maintenance de l'infrastructure ?
- Etc.

6.3.3. Interopérabilité

L'infrastructure des CI se compose des compteurs, des concentrateurs et du CAS. Les interfaces de communication sont P1, P2, P3 et P4.

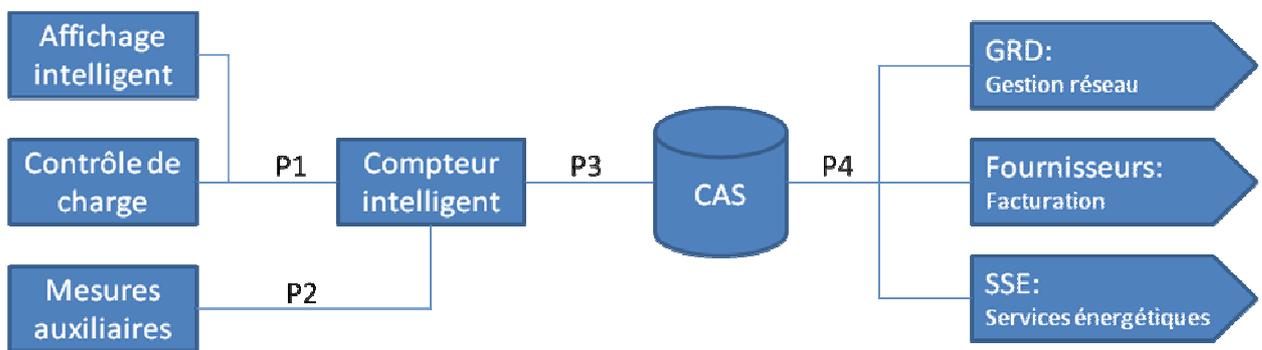


Figure 17 : Ports de communication des compteurs intelligents

Lors d'un déploiement massif, il est primordial que plusieurs fabricants différents puissent fournir chacun des composants et que ceux-ci soient effectivement interopérables. Cela assure une saine concurrence et permet au GRD de ne pas être tributaire d'un fournisseur.

L'interopérabilité exige que pour chaque composant, les interfaces soient précisément définies à deux niveaux :

- de la communication, c'est à dire que différents constructeurs doivent pouvoir fabriquer des éléments communicants avec les mêmes protocoles de communication.
- de la fonctionnalité. Les constructeurs peuvent développer des appareils ayant plus ou moins de fonctionnalité, mais une partie minimale doit être garantie.

Dans un marché totalement ouvert, tel celui du GSM, les constructeurs et opérateurs s'entendent rapidement pour la mise au point de standards auxquels tous les acteurs se conforment. Du point de vue de la communication, les GSM sont conformes avec les normes établies par l'ETSI aussi bien pour la communication avec la carte SIM que pour l'établissement d'une connexion avec les opérateurs.

Les CI faisant encore partie d'un marché régulé, à quelques exceptions près, ce sont les GRD qui mettent en place les CI avec des considérations essentiellement nationales.

Le risque majeur de cette situation est que plusieurs standards de fait se développent en parallèle créant un coût supplémentaire au niveau communautaire.

La question de l'interopérabilité est développée dans l'annexe A2.

6.3.4. Problématique du gaz

Même si l'étude des conséquences des CI est déjà suffisamment complexe en soi, elle a peu de sens si on n'y intègre pas celle des compteurs de gaz, particulièrement en Belgique.

En effet, les GRD belges sont mixtes et gèrent de ce fait les compteurs gaz également, lorsqu'ils sont présents. Ainsi que décrit ci-dessus, un des avantages majeurs pour le GRD est la réduction des coûts opérationnels liés au relevé et l'ouverture/fermeture de compteurs.

Ces économies disparaîtraient si les opérations correspondantes pour le gaz devaient encore se faire manuellement et il faut donc, du moins en Belgique, intégrer les CI avec les compteurs pour le gaz, comme c'est le cas aux Pays-Bas.

Les quelques problèmes supplémentaires que posent le compteur de gaz, ne faisant pas partie de ce travail, sont décrits en annexe A1.

6.3.5. Impact des affichages intelligents

Dans de nombreuses études traitant des CI, il est fait référence à des affichages intelligents dont le but est de sensibiliser le consommateur et donc d'obtenir une diminution de consommation électrique, mais aussi, dans la mesure où une tarification TOU est mise en place, une diminution des pics de consommation.

Quelques remarques s'imposent.

Du point de vue technique, l'interface de communication P1 permettant la communication entre le CI et l'affichage n'est pas suffisamment définie, ni du point de vue de la communication, ni de celui du format des données transmises.

Du point de vue de l'impact comportemental :

- Les études exposées au chapitre 5 ne mettent pas en évidence de manière explicite l'impact de l'affichage intelligent par rapport à d'autres rétroactions telle qu'une information détaillée accompagnant les factures, ou plus simplement à des factures plus régulières. L'étude en cours de l'Ofgem [59] devrait éclaircir ce point.
- La CER [02], suggère même que l'information sur la consommation pourrait être affichée de différentes manières : sur le compteur principal, sur un affichage intelligent, envoyé par SMS sur un GSM ou sur Internet sur un site sécurisé.
- Les comportements des consommateurs menant aux économies escomptées sont dépendants du choix des données (kWh, coût, émission CO₂, historique, etc.), de la manière de présenter l'information (valeurs, graphiques), mais également de l'environnement socioculturel du consommateur (niveau d'éducation, moyens financiers, sensibilité à l'environnement). Un bon affichage devrait donc être adaptable au consommateur [76].

La CER conclut d'ailleurs que « The nature of such displays and the information customers would find useful also requires further research. Local processing capability, such as the inclusion of tariff rates for individual suppliers, or the ability to calculate trends and predictions is a further area where there are a range of possibilities » [02, page 7].

6.3.6. Impact financier pour les ménages

Les CI peuvent contribuer à la diminution du montant total de la facture d'électricité que doit payer le consommateur suite à

- Une diminution de quelques pourcents de la consommation électrique globale, induite par un changement de comportement
- Une augmentation de la concurrence entre les fournisseurs réduisant également le prix du kWh
- La diminution de la fraude et de pertes sur le réseau (estimé à 2% en Région flamande [48]) qui sont pour l'instant à charge de l'ensemble des consommateurs.
- L'introduction de nouvelles grilles tarifaires par les fournisseurs (TOU ou CPP)

Les différents points ayant été décrits plus haut ne sont plus repris ici. Cependant, les bénéfices décrits ci-dessus pourraient être atténués, voire entièrement absorbés par une augmentation du prix de la redevance. C'est en fin de compte, l'utilisateur qui supportera une partie ou la totalité des coûts de la mise en place de l'infrastructure, à charge pour lui de récupérer ce coût par une baisse de sa consommation ou en tirant parti des autres avantages déjà cités [27].

Il n'est pas clair si l'introduction des CI sera globalement bénéfique ou non pour les ménages à court et moyen terme.

Ce point doit être suivi par les régulateurs.

6.3.7. Impact environnemental

L'installation systématique des CI entraîne le remplacement et la mise en décharge d'anciens compteurs encore en état de marche. La durée de vie non utilisée des anciens compteurs, représente une charge environnementale.

Il est trop tôt pour avoir une évaluation de la durée de vie des nouveaux compteurs, ni des impacts environnementaux. Aucune analyse de cycle de vie n'est disponible.

Du côté positif pour l'environnement, en dehors de la diminution de consommation d'énergie, on peut citer la diminution des déplacements liés à la relève, à l'ouverture et fermeture des compteurs.

6.4. Analyse SWOT - Opportunités

6.4.1. Amélioration de la gestion et fiabilité du réseau

Les informations enregistrées par les CI sont diverses et donnent l'opportunité aux GRD d'améliorer la gestion et la fiabilité du réseau pour différents aspects :

- la meilleure connaissance de la courbe de charge des ménages permettra une gestion plus fine du réseau ainsi qu'une aide au dimensionnement et à la planification des modifications à y apporter.

- La comparaison plus précise de la quantité d'électricité mise sur le réseau et celle consommée par les ménages permettra de détecter et réduire les fraudes et vol d'électricité sur le réseau.
Bien que la réconciliation parfaite soit limitée par la précision des compteurs eux-mêmes, la CRE estime à 2-3% les gains qui pourraient être obtenus dans le processus de réconciliation [12]
- Les compteurs d'injection de courant sur le réseau fourniront une information précieuse quant à l'évolution des sources de production électrique (photovoltaïque, cogénération, etc.) installées chez les particuliers. Le réseau de distribution étant essentiellement unidirectionnel, des adaptations sont nécessaires si la production dépasse un certain seuil sur certains segments.
- Les compteurs suivant la norme NTA 8130 peuvent également fournir des informations sur la qualité de la fourniture électrique, notamment, les variations de tensions, les coupures de courte (<3 minutes) et de longue durée.
- La télécommande de l'enclenchement/déclenchement par grappes facilitera la remise en charge du réseau suite à des défaillances importantes.

A plus long terme, les réseaux électriques devraient fortement évoluer, et ultimement se transformer en « Smart Grids ». Ce sujet est malheureusement trop vaste pour être abordé dans le cadre de ce travail, mais quelques aspects sont décrits en annexe A3.

6.4.2. Tarifications nouvelles

La volonté de refléter le prix réel de l'énergie vers le consommateur est un objectif clairement défini dans le rapport fait par la « Commission ENERGY 2030 » pour le SPF des Affaires Economiques [04 :

“First and foremost, energy savings must be advocated and implemented as much as techno-economically possible. To reflect the value of energy as an economic good and the related external costs, to keep sufficient pressure for rational use of energy, and to optimize load time management, energy prices must be fully passed on to the customer”.

Dans cette optique, par rapport aux compteurs électromécaniques actuels, les CI apportent les fonctionnalités qui permettent d'envisager de nouvelles formules tarifaires très diverses.

Les fournisseurs peuvent ou devraient pouvoir redéfinir de nouvelles tranches horaires (nombre, durée et prix) dans une logique Time-Of-Use (TOU) et éventuellement, dans un avenir plus ou moins lointain dans des logiques plus dynamiques (TOU dynamique, et CPP).

D'autres paramètres pourraient également être intégrés, tels que la puissance maximale, le profil de charges, etc. Les fournisseurs auront donc l'opportunité de cibler certains groupes de clients en proposant des tarifications les plus appropriés économiquement à leurs besoins.

Quelque soit la méthode utilisée, l'intérêt principal de la tarification variable est de modifier les comportements des utilisateurs de façon à aplanir la courbe de charge et de réduire les pics de consommation. Les prix par tranche horaire peuvent mieux refléter le coût réel et donc sera plus « juste » pour les consommateurs qui prennent la peine de diminuer et/ou déplacer leur consommation à des moments de plus faible charge.

La question sur la façon de définir les tarifs reste cependant ouverte :

- L'étude de la CER indique que l'élasticité de la demande d'électricité par rapport au prix est très faible et qu'il faudra donc des écarts de prix substantiels pour inciter les utilisateurs à modifier leur comportement. D'un autre côté, des écarts de prix supérieurs aux prix du marché sont également à éviter pour ne pas générer une rente pour les fournisseurs. La CER estime cependant que les mécanismes du marché libéralisé suffisent pour un ajustement des tarifs. Le principe du TOU semble acquis [02].
- Techniquement la possibilité de laisser aux fournisseurs la possibilité de définir des tranches horaires indépendamment les uns des autres doit encore être étudiée du point de vue de la gestion que cela impose pour le GRD et pour le compteur lui-même. En effet, la norme NTA 8130 ne prévoit que 2 tranches horaires, se limitant ainsi d'emblée aux tarifs bi-horaire traditionnels.
- La CRE, recommande de son côté d'identifier dix périodes pour le réseau et six périodes pour les fournisseurs, soit un total de 16 compteurs [12].
- La directive MID impose que les index servant de base à la facturation soit lisibles par l'utilisateur sans équipement spéciaux. Dans le cas de tarification multi-horaire, les CI doivent donc pouvoir afficher les différentes valeurs de manière suffisamment simple.

6.4.3. Domotique et « Load Control »

Dans le cas d'une tarification TOU, le CI sait à tout moment quel tarif est d'application en se basant sur les tranches horaires définies par le fournisseur et l'heure courante. Cette information est transmise sur le port P1. La norme NTA 8130 prévoit une erreur de maximum 60 secondes pour ce temps de commutation.

Il est donc techniquement réaliste de connecter le CI à une centrale domotique qui pourrait enclencher/déclencher certaines charges importantes (chauffage-eau électrique, machines à laver, éclairage) en fonction du tarif en cours. Economiquement, la rentabilité d'un tel système ne peut exister que si les écarts de prix entre les tarifs sont importants et que les charges commutables sont conséquentes.

Le « Load Control » va une étape plus loin, en permettant au fournisseur ou GRD d'enclencher ou déclencher des charges bien identifiées dans les habitations (chauffage d'appoint, système d'air conditionné, surgélateur, etc.). Les charges ayant une inertie suffisante peuvent en effet être momentanément coupées sans impact sur le confort. Le « Load control » permet donc d'aplanir la courbe de charge globale en enclenchant et déclenchant des charges à tour de rôle dans les habitations. [07]

Des études sont encore nécessaires pour estimer la motivation des ménages, établir des modèles de réponses aux tarifs, modéliser l'impact sur la courbe de charge et calculer la rentabilité d'une telle infrastructure. [31]

6.4.4. Services énergétiques

La directive 2006/32 promeut les services énergétiques aussi bien du point de vue sensibilisation des consommateurs que du point de vue conseils pratiques.

Si dans le secteur tertiaire, il existe bien des sociétés spécialisées dans le conseil énergétique, dans le secteur domestique, ce sont les fournisseurs qui remplissent cette fonction, mais généralement en se limitant à des conseils généraux et des brochures.

Le déploiement des CI offrira de nouvelles opportunités, que ce soit pour les fournisseurs ou pour des SSE indépendantes :

- Conseils personnalisés suite à l'analyse du profil de charge
- Conseil et installation de systèmes domotiques

Le concept de service énergétique est cependant encore mal compris et doit être adapté aux consommateurs. Il y a un besoin pour un service relativement standard de conseil et de vérification des économies énergétiques, mais également de services plus spécialisés. Ce marché émergent est encore mal connu et fait l'objet d'études par IEA DSM – Task XVI [57].

L'efficacité et les économies d'énergies étant invisibles et se référant à des concepts abstraits pour la majorité, la manière de définir et vendre les services dans ce domaine reste problématique [61].

6.4.5. Services de télégestion complémentaires

C'est sur le réseau électrique que les avantages des CI sont les plus évidents. Le fait d'être directement raccordés au secteur résout de facto le problème de l'alimentation et le PLC fournit un moyen de communication.

Une fois les CI en place, l'infrastructure peut être utilisée et rentabilisée par la relève, l'ouverture et la fermeture d'autres compteurs : le gaz, l'eau, les calorimètres, etc.

Seule la télégestion du compteur de gaz est envisagée à court terme, étant donné qu'historiquement, en Belgique du moins, ce sont les mêmes gestionnaires pour le gaz et l'électricité.

A plus long terme, l'intégration de la télégestion de l'eau et de calorimètre sera éventuellement une opportunité.

6.4.6. Statistiques

Un avantage collatéral des CI provient de la centralisation de tous les relevés des compteurs domestiques dans une base de données du GRD.

Des analyses plus complètes sur le profil des consommateurs, les évolutions de courbes de charges et bien d'autres aspects seront donc facilités par cette source d'information.

6.4.7. Réduction des émissions de gaz à effet de serre

Les CI vont contribuer à une diminution des émissions de GES par le simple fait de la réduction de la consommation électrique, comme cela a été décrit au chapitre 5.

D'autres modifications des émissions peuvent également avoir lieu par l'intermédiaire des effets suivants [40] :

- Diminution des émissions liées à la construction des nouvelles centrales et au renforcement (voir ci-dessus)
- L'étude [77], indique que pour certains groupes sociaux, la connaissance des émissions de CO₂ de leur consommation électrique peut être plus motivante que le simple aspect financier.
- Diminution des déplacements motorisés pour les interventions sur les compteurs (relevés, ouverture/fermeture, changement de compteurs, etc.)
- Augmentation des émissions d'une part par la construction et la maintenance des CI, et par la consommation de l'AMI, estimée à environ 4W par compteur [210].

En Angleterre, le Carbon Trust indique qu'une diminution de 7% des émissions de carbone a été obtenue dans des petites entreprises par la visualisation du coût de l'énergie. [02]. Dans le même ordre de grandeur, Sustainability first [60] estime qu'une économie d'électricité de 1% représente 8% des efforts en matière de carbone pour 2010.

Ces chiffres ne peuvent pas être directement extrapolés à d'autre pays car ils dépendent essentiellement des moyens de production du pays. La Belgique ayant une forte production nucléaire, l'impact sur les émissions sera plus faible, mais le bénéfice se répercutera comme une diminution des déchets nucléaires.

6.4.8. Impact sur les énergies renouvelables

La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable peu prévisibles que sont le vent (par les éoliennes) et le soleil (par des cellules photovoltaïques) peuvent poser des problèmes d'équilibre du réseau de transport et distribution dans le cas où la proportion serait très importante.

EDORA [15] mentionne le fait que les pénalités découlant des déséquilibres dus au manque de prévisibilité devraient être revus à la baisse pour ne pas entraver le développement de ces technologies.

Quoi qu'il en soit, dans l'attente de nouvelles technologies de stockage électrique, les déséquilibres doivent être techniquement maîtrisés. A moyen terme, la problématique peut devenir plus aiguë et nécessitera une gestion plus précise de puissance électrique transitant sur le réseau. Le CI deviendra à ce moment une nécessité.

Dans le cas d'une tarification dynamique de type CPP adaptée aux énergies renouvelables, les CI pourraient apporter une partie de la solution.

6.4.9. Submetering

Le submetering consiste à analyser de manière plus fine la consommation d'un ménage par la connaissance de la consommation de chaque point de prélèvement que ce soit un appareil ou l'éclairage.

Les promoteurs du submetering, pour l'essentiel des constructeurs d'appareils de mesures, affirment que cette connaissance plus fine permet d'obtenir des économies plus importantes.

S'il est probable que cette technique puisse être bénéfique dans certains ménages, il n'y a pas d'études disponibles sur les économies réalisables et à fortiori sur la rentabilité de l'équipement nécessaire.

6.5. Analyse SWOT - Menaces

6.5.1. Inégalités sociales

Alors que de nouvelles tarifications offrent des opportunités pour les fournisseurs et les consommateurs, elles risquent également d'accroître les inégalités sociales face à l'énergie.

Plus le système de tarification sera dynamique (TOU dynamique, CPP, DSB), plus il sera nécessaire d'acquérir et de faire fonctionner des systèmes automatisés de type domotique. Ces technologies profiteront essentiellement aux ménages ayant des consommations importantes justifiant les investissements correspondants et les moyens financiers et la formation nécessaires.

De plus, des écarts de prix trop importants entre certaines tranches horaires pourraient contraindre une tranche de la population à modifier leurs habitudes de manière excessive, ce qui pourrait être considéré comme diminution effective du confort.

L'ERGEG [23, page 16] souligne également cet aspect : « Social Equity: Time-of-use tariffs are better suited to price-sensitive customers. The higher the proportion of a customer's income is spent on electricity the more they will react to time of day prices as this leads to a reduction in their annual electricity bill »

Finalement, la manière dont les coûts des GRD sera répercutée en aval, et donc en fin de compte chez le consommateur a également une influence majeure. En effet, si c'est la redevance annuelle fixe qui augmente, les petits consommateurs auront moins de possibilités de récupérer ce coût supplémentaire par des économies d'énergies que les plus gros consommateurs.

6.5.2. Incidence sur l'emploi

L'introduction des CI aura un impact non négligeable sur l'emploi. D'après la Kema [48] :

- Dans un premier temps, pendant la phase de déploiement, il y a un effet de création d'emplois d'une part pour l'installation physique des compteurs dans les habitations et d'autre part pour l'installation de toute l'infrastructure informatique et de communication.
- A plus long terme, une baisse de l'emploi est à prévoir suite à la diminution des déplacements pour les relevés, ouvertures et fermetures des compteurs. Par ailleurs, les diminutions des erreurs de relevés, d'allocation et de facturation devraient également conduire à une réduction globale des emplois administratifs et dans les call-centers.

L'ERDF fourni quant à elle fourni des informations plus quantitatives. Dans l'ensemble, le projet complet (35 millions de compteurs) aura comme impact le départ de 6.000 personnes et une réduction d'activité pour 5.000 personnes. De plus, la répartition du personnel affecté au secteur gaz et électricité sera modifié. Un nombre non défini de personnes sera donc formé et réaffecté. [32].

6.5.3. Sécurité et confidentialité

Un CI est un appareil de mesure qui doit être conforme à la directive MID. Il doit donc être composé d'une partie « scellée métrologiquement », partie qui doit contenir l'équipement de mesure proprement dite et tout le nécessaire pour permettre l'affichage de la consommation. Cette partie ne peut en aucun cas être influencée par le firmware du CI.

Le firmware, par contre, va piloter la commande du contacteur, contrôler le courant maximal délivré, gérer les communications vers P1, P2 et P3, gérer les registres internes, etc. Comme tout logiciel, il sera nécessaire de le mettre à jour, de préférence à distance à travers la communication avec le GRD.

Le CI doit donc présenter suffisamment de sécurité pour éviter des fraudes :

- le firmware doit pouvoir être mis à jour par le GRD, mais ne doit pas pouvoir être altéré par d'autres moyens. La modification du firmware permettrait par exemple de simuler une consommation nulle ou de changer les périodes tarifaires.
- sans modification du firmware, l'envoi de commandes PLC vers le compteur permettrait également d'ouvrir ou fermer un compteur, pour raison de fraude ou de malveillance.
- la communication sur le port P2, pour la lecture de l'index du compteur de gaz doit être fiable.

Bien que DLMS/COSEC prévoie une communication sécurisée, il est absolument nécessaire de définir un niveau de sécurité suffisant dès le début des projets.

Il semble qu'EDF ait compris l'importance de l'enjeu et étudie un système de cryptographie à clés publiques, mais, à ce jour, aucune information disponible ne permet de démontrer que l'aspect sécuritaire ait été assez étudié ni que des solutions réalistes existent.

Du point de vue de la confidentialité, il faut s'assurer, par un audit sécuritaire indépendant que la confidentialité des données est garantie au niveau du CAS, la consommation quart-horaire donnant beaucoup d'informations sur les habitudes des ménages.

6.6. Analyse SWOT – Résumé

Le diagramme suivant donne une vue d'ensemble de l'analyse SWOT :



Figure 18 : Résumé de l'analyse SWOT des compteurs intelligents

Globalement, les CI offrent des avantages non négligeables pour les ménages et pour certains acteurs économiques (surtout les GRD et fournisseurs), mais à un coût qui est encore mal connu.

Des études seront encore nécessaires, tant pour compenser les faiblesses des analyses technico-économique que pour évaluer les menaces sociales.

7. Conclusions

L'introduction des compteurs intelligents est un problème complexe pour plusieurs raisons :

- l'investissement nécessaire est très conséquent et le temps de retour dépend de facteurs mal identifiés et de paramètres difficiles à évaluer
- suite à la libéralisation du marché de l'électricité, de nombreux acteurs différents sont concernés, ce qui conduit à un problème de « split-incentive »
- l'environnement institutionnel est complexe, surtout en Belgique suite à la régionalisation

De plus, la problématique doit être considérée sous ses différentes facettes technico-économiques, comportementales, sociales et environnementales.

Avant d'émettre quelques recommandations et de conclure, il me semble intéressant de se pencher sur un dernier aspect, celui des questions mal posées ou non explicitement posées.

7.1. Questions non posées ou mal posées

Il ne manque pas de littérature sur la question des compteurs intelligents (CI), les principales sources étant les études menées par les gestionnaires de réseaux de distributions (GRD), les régulateurs ou diverses associations.

Cette littérature, par le simple fait d'exister et d'avoir été financée par des acteurs différents, traduit des préoccupations et motivations de ces derniers.

De même, les institutions et les rapports que les acteurs entretiennent entre eux, vont influencer, si ce n'est biaiser, le résultat final.

7.1.1. Préoccupations et interactions entre les acteurs

Dans une vision top-down, la Commission Européenne et le Gouvernement belge, aussi bien fédéral que régional, représente la sphère politique. C'est donc à ce niveau que l'orientation politique globale est donnée, et en particulier l'aspect du « développement durable ».

Le Gouvernement a donc comme préoccupation de gérer l'équilibre délicat qui existe entre l'économie, les aspects sociaux et l'environnement.

Les régulateurs ont pour mission de surveiller le bon fonctionnement du marché qui est toujours en cours de libéralisation, ainsi que la partie régulée (GRD/GRT). Dans ce cadre, ils doivent essentiellement contrôler l'aspect économique (séparation des acteurs, concurrences, dynamique du marché) et l'aspect social qui concerne surtout la protection des intérêts du citoyen en général.

Les autres acteurs, producteurs, fournisseurs d'électricité, fabricants de compteurs évoluent pour leur part dans l'environnement économique d'un marché entièrement libéralisé. Leurs intérêts sont essentiellement d'ordre économique.

Le diagramme suivant illustre la position relative des acteurs et les influences qu'ils exercent :

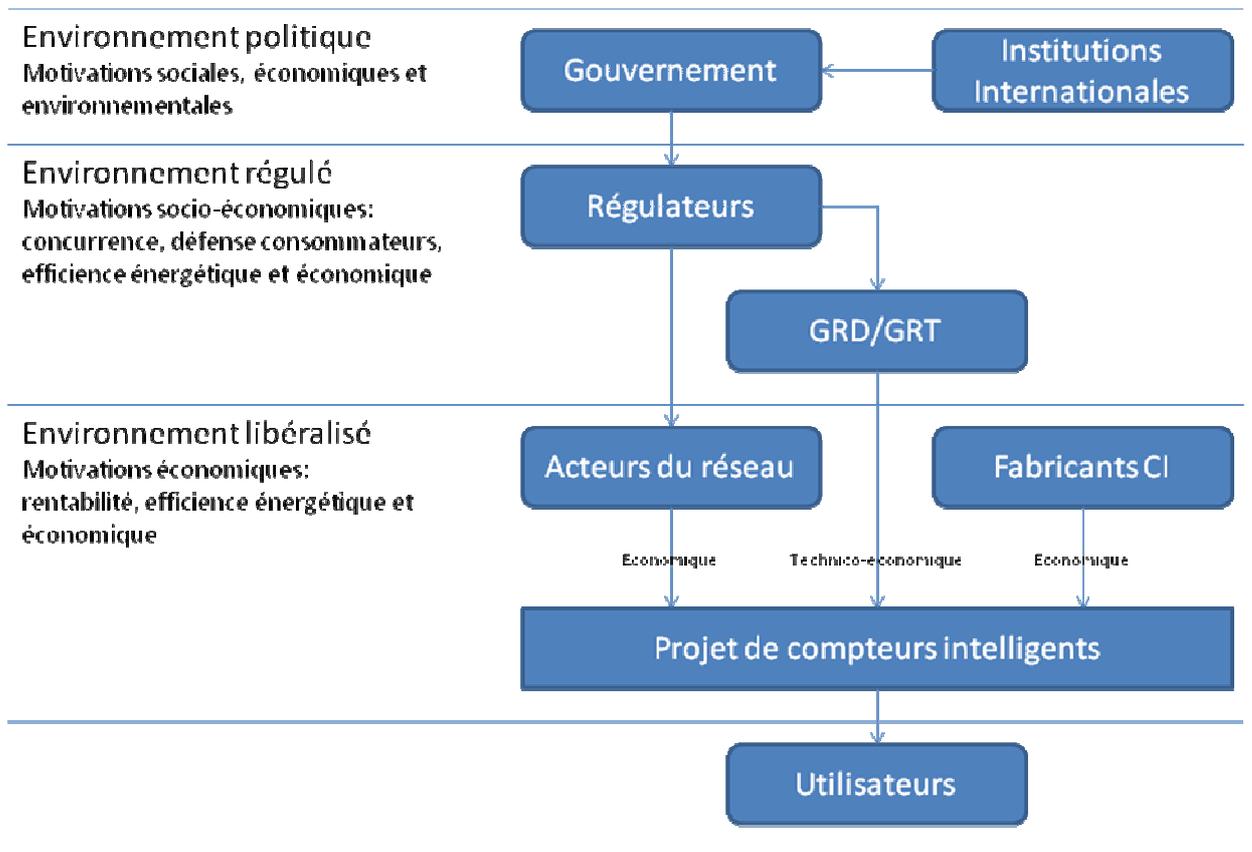


Figure 19 : Position et influence des acteurs concernés par les compteurs intelligents

L'étude des motivations et des influences est complexe, mais on peut observer que dans l'organisation actuelle, les contours d'un projet de compteur intelligents seront essentiellement dessinés par les aspects techniques, par l'intermédiaire des GRD et les aspects économiques sous l'influence des fabricants de compteurs, des fournisseurs, des sociétés de services énergétiques et des GRD.

Rien d'ailleurs ne permet d'affirmer que l'optimum économique obtenu par ces acteurs, correspondra à un optimum au niveau de la société.

Les aspects sociaux et environnementaux, sans pour autant avoir été totalement négligés, ne sont pas représentés avec suffisamment de poids lors de la mise en place d'un projet, le Gouvernement, les régulateurs et les utilisateurs n'étant pas directement impliqués.

La prédominance de l'aspect technico-économique peut également se constater par l'existence d'une grande quantité de littérature abordant les aspects techniques (infrastructure, communication, flux de données, etc.) et économiques (analyses coûts-bénéfices, économies réalisables, concurrence, etc.), mais l'absence quasi-totale d'analyse sociale (impact des tarifications) et/ou environnementale (optimisation des CI pour l'environnement, intégration de la problématique des énergies renouvelables, impact de la tarification sur l'environnement, etc.).

7.1.2. Les décisions à prendre

Autant les analyses coûts-bénéfices sont intéressantes dans la mesure où elles abordent systématiquement et quantitativement de nombreux aspects des compteurs intelligents, autant les nombreuses inconnues et la sensibilité de certains paramètres rendent peu crédibles le chiffre final qui établit la rentabilité ou la non rentabilité du projet.

Je retiendrai cependant que les compteurs intelligents apportent des avantages substantiels à l'ensemble des acteurs du marché et que le seul inconvénient majeur est le coût important pour sa mise en place. En dehors de ce coût initial, et d'un impact négatif à moyen terme sur l'emploi, aucun désavantage n'a été identifié.

En dehors de certains choix techniques qui pourront être pris par les GRD et une optimisation à améliorer, il me semble qu'il ne reste que deux questions fondamentales à se poser :

- Quel est le moment propice pour l'installation de ces compteurs ?
- Comment financer les coûts initiaux ?

Quand

Curieusement, cette question ne semble pas avoir été étudiée telle qu'elle. Hugo Goris, lors d'une de ses présentations [34], l'a pourtant clairement exprimée :

« The question is not if we need Smart Meters, but rather how and when they will be implemented ».

Il existe de nombreux arguments pour ne pas se précipiter (profiter de l'expérience d'autres projets, déploiement progressif moins coûteux, baisse des prix des équipements, diminution du risque technologique et standardisation) ainsi que pour aller de l'avant (influence sur les standards pour une solution plus adaptée à la Belgique, effet immédiat des économies d'énergie, etc.), cette liste n'étant pas exhaustive.

Qui paie

Une approche logique est de faire payer les acteurs en fonction des avantages de chacun. La KEMA [48] a bien tenté de quantifier les avantages en fonction des différents acteurs. Il serait donc possible de se baser sur ce genre d'étude pour établir les clés de répartition des coûts.

Une vision plus pragmatique est peut-être celle des pays qui ont déjà décidé de procéder à l'installation des compteurs, telles la France, la Suède, l'Italie et les Pays-Bas : l'essentiel du coût sera porté à charge des consommateurs sous forme d'une augmentation de la redevance ou de la tarification de certaines opérations, estimant qu'à terme, le consommateur sera finalement gagnant.

7.2. Recommandations

Ces recommandations sont faites dans l'optique que de toute manière les compteurs intelligents remplaceront les compteurs actuels à court ou à moyen terme et que le but est donc d'obtenir la connaissance suffisante pour prendre les bonnes décisions quant à l'orientation du projet.

7.2.1. Etudes complémentaires

Il y a principalement quatre domaines où les études me semblent manquantes et insuffisantes :

Exploitation du potentiel d'économies d'énergie

Bien que les études académiques annoncent des économies d'énergie entre 5 et 20%, les études coûts-bénéfices se basent sur des économies entre 1 et 4%. Même si des doutes subsistent sur les économies effectivement réalisables, le fait qu'il y ait économie, ne fut-ce que de 1% est rarement contesté.

Ce paramètre est pourtant fondamental pour les objectifs d'efficacité énergétique (directive 2006/32), pour les objectifs d'émissions de GES (Kyoto), pour la sécurité d'approvisionnement (directive 2005/89) et pour des considérations économiques.

Les comportements des consommateurs menant aux économies sont cependant dépendants de la façon de présenter l'information et de l'environnement socioculturel. Il serait donc bien regrettable de mettre en place les CI, sans essayer d'optimiser le potentiel d'économie. L'optique « One size fits all » semble peu convaincante.

S. Roberts et W. Baker [62], dans leur rapport à l'Ofgem écrivent : « There is no evidence to suggest that advanced meters are necessary to improve feedback »

Seule une étude de l'envergure de celle menée pour l'instant par l'Ofgem [59] est en mesure de quantifier de manière suffisante le potentiel d'économie et la façon la plus économique d'y arriver.

Le fait de promouvoir des affichages intelligents au stade actuel me semble trahir l'influence de certains acteurs ou l'existence d'un paradigme technico-économique qui oriente les projets de manière implicite. Seuls le Gouvernement ou les régulateurs peuvent apporter une réflexion à ce niveau.

Mais pour ce faire, il me semble indispensable de faire une étude en Belgique, probablement au niveau régional, similaire à l'étude de l'Ofgem, soit de manière indépendante, soit en collaboration avec l'Ofgem et éventuellement d'autres pays.

Les services énergétiques

La directive 2006/32 préconise et encourage le développement des services énergétiques, soit dans le cadre d'entités existantes, tels que les fournisseurs d'énergie, soit comme sociétés autonomes (SSE), tel qu'il en existe dans le secteur tertiaire.

Le marché des SSE résidentiel est nouveau, inexploré et interagit avec d'autres marchés, mais il recouvre des besoins variés, tel le conseil, l'audit, la vérification et la éventuellement certification. Un lien avec les certificats blancs est également à établir.

Dans le double but d'améliorer les économies d'énergie et d'être présent dans un marché émergent, il serait temps de conceptualiser les besoins et les solutions possibles.

Il est probablement un peu tôt pour faire une étude spécifique sur ce point, mais la participation à IEA DSM – Task XVI permettrait d'avancer à moindre coût sur ce sujet.

Le risque d'iniquité sociale

En dehors de certaines études comportementales, le « consommateur » est considéré comme une entité unique et indivisible et réagissant de manière rationnelle et relativement uniforme aux modifications des tarifs.

Les CI apportent aux fournisseurs l'outil indispensable pour développer des grilles tarifaires innovantes pour lesquelles tous les consommateurs ne seront pas nécessairement sur un pied d'égalité. Des tarifications très dynamiques (TOU ou CPP) qui nécessitent une automatisation coûteuse et complexe, pourraient n'être rentables que pour les gros consommateurs.

De même, si les coûts des CI sont répercutés par les GRD sur le consommateur en tant qu'augmentation fixe de la redevance, ce seront également les petits consommateurs qui seront pénalisés.

Les risques d'iniquités face à l'introduction des CI mériteraient selon moi une étude sérieuse, du point de vue de la tarification, mais aussi de celui du comportement en fonction de l'éducation et l'environnement socioculturel.

L'incidence environnementale

En dehors du fait que les économies d'énergies attendues sont parfois traduites en diminution d'émission de gaz à effet de serre, l'aspect environnement n'est pas abordé en tant que tel.

Deux points particuliers mériteraient cependant d'être investigués

- Est-il possible de réduire l'impact environnemental de la consommation d'électricité en fournissant une information adaptée, que ce soit avec un affichage, information, conseil ou toute autre méthode ?
- Les CI peuvent-ils, par l'intermédiaire de tarifications adaptées (TOU ou CPP) compenser les problèmes de prévisibilité de certaines énergies renouvelables ?

7.2.2. Mesures politiques

L'introduction des compteurs intelligents n'est certainement pas un but en soi. Si les CI apportent de l'intelligence et de nouvelles fonctionnalités et possibilités au réseau, seule une action politique clairvoyante permettra d'atteindre des objectifs qu'il faut par ailleurs définir avec soin.

Dans une optique de développement durable, certaines décisions seraient nécessaires :

Financement des études complémentaires

Les études suggérées ci-dessus pourraient être faites par les universités, par la CREG ou des sociétés de consultance, mais nécessiteront vraisemblablement des financements.

Définition d'une politique de développement durable

Les principaux moteurs des projets actuels des CI sont essentiellement des considérations technico-économiques, poussées par la directive 2006/32. Les CI offrent cependant des opportunités tant du point de vue environnemental que social pour lequel la question de la tarification me semble essentielle.

Il conviendrait donc de correctement définir les objectifs dans l'optique du développement durable et de s'assurer que ces objectifs percolent, à travers les régulateurs, jusqu'aux acteurs concernés par les projets de CI.

En particulier, la mise en place d'un groupe de travail à ce sujet, rassemblant les acteurs actuels (GRD, fournisseurs et fabricants de CI) mais également des représentants des consommateurs et environnement, permettrait d'efficacement recadrer les projets.

Finalement, toujours dans cette perspective de développement durable, il faudrait définir les fonctionnalités minimales des CI. En effet, en laissant la maîtrise à un groupement essentiellement technico-économique, certains choix pourraient être pris qu'il serait difficile de corriger par la suite.

Promotion de l'interopérabilité au niveau européen

Autant les aspects technico-économiques peuvent être laissés à l'appréciation des GRD, experts en la matière, il est de l'intérêt de tous, sauf peut-être des fabricants de CI, de garantir, le plus rapidement possible, l'interopérabilité des composants des compteurs intelligents.

Une participation active de la Belgique à des associations ou des groupes de travail, ne pourrait être que bénéfique.

7.3. Conclusion : un compteur idéal ?

L'introduction des compteurs intelligents et des infrastructures nécessaires à son exploitation correcte peut apporter des avantages substantiels aux différents acteurs du marché de l'énergie :

- Les **gestionnaires de réseaux** bénéficieront d'une baisse des coûts due à l'élimination de la lecture manuelle des compteurs, simplification de la détection de la fraude, meilleure gestion des créances douteuses
La meilleure connaissance des consommations leur permettra d'améliorer la gestion du réseau, la planification des développements et une intégration plus aisée des sources de productions distribuées que ce soit les énergies renouvelables ou à plus long terme les Smart-Grids.
- Les **utilisateurs** profiteront de factures plus exactes, plus détaillées et plus fréquentes, auront une meilleure information sur leur consommation leur permettant de la réduire de manière significative. La facilité accrue de changer de fournisseur améliorera la concurrence et mènera une baisse du prix du kWh
- Les **fournisseurs** auront l'opportunité d'améliorer leur relation avec les clients, de se différencier entre eux et de développer des tarifications souples reflétant les variations de prix de l'électricité au cours d'une journée. Les prix se rapprochant des prix de production, le signal prix permettra au consommateur d'adapter ses habitudes afin de réduire les pics de consommations
- Finalement, de nouvelles opportunités existeront pour développer des **services énergétiques** qui pourront être développées par les fournisseurs eux-mêmes ou par un nouveau segment de marché, les sociétés de services énergétiques.

Les **coûts totaux** pour la mise en place de l'infrastructure de CI sont par contre très importants et ne pourront être supportés par les GRD seuls. Un coût, de l'ordre de 30€ par an, devra être payé en fin de compte par les ménages ou par d'autres acteurs bénéficiant d'avantages quantifiables. Les inconnues et la sensibilité de certains paramètres sont telles qu'à l'heure actuelle, il n'est pas aisé de définir une répartition juste de la contribution de chaque acteur.

Le compteur idéal sera celui qui mènera à la plus grande **économie d'énergie** pour un coût minimum. Et cette économie dépend moins des fonctionnalités exactes du compteur que de l'utilisation que sera faite de l'ensemble de l'infrastructure, sujet qui est mal maîtrisé pour l'instant car de nombreuses inconnues subsistent :

- dans le potentiel d'économie électrique possible dans les ménages et surtout dans la contribution des CI à correctement exploiter ce potentiel.
- dans un éventuel impact négatif sur le plan social
- dans les probables opportunités qu'offrent les CI de réduire l'impact environnemental de l'électricité

Finalement, le Gouvernement a un rôle majeur à jouer si l'objectif est d'inscrire les compteurs intelligents dans une optique de développement durable.

Références bibliographiques

Documents

- [01] Campfens Frans
(Continuon)
(2008) "Invoering van de slimme meter in Nederland"
Journée d'étude SRBE-KVBEIEA – Les compteurs intelligents : rêve d'ingénieur ou challenge stratégique (Bruxelles - 29/04/2008),
<http://www.kbve-srbe.be> (10 juillet 2008)
- [02] CER
(2008) Commission for Energy Regulation, Information paper CER/07/198
"Smart Metering : The next step in implementation", 5th Nov 2007, pp 3-15
<http://www.cer.ie> (24/06/2008)
- [03] Commission Ampère
(2000) "Rapport de la Commission pour l'Analyse des Modes de Production de l'Électricité et le Redéploiement des Énergies (AMPERE) au Secrétaire d'État à l'Énergie et au Développement durable", Octobre 2000
http://mineco.fgov.be/energy/ampere_commission/Rapport_fr.htm
- [04] Commission Energy 2030
(2007) "Belgium's Energy Challenges Towards 2030 – Final Report, Executive Summary", 19 June 2007
http://www.ce2030.be/public/documents_public/CE2030%20Report_FINAL.pdf
- [05] CRE
(2007) Commission de Régulation de l'Énergie
"Tarifs de vente réglementés d'électricité", 16 août 2007
http://www.cre.fr/fr/marches/marche_de_l_electricite/marche_de_detail
- [06] CREG
(2005) Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz,
"Programme indicatif des moyens de production électricité 2005-2014", 20 janvier 2005, pp 22-66, 53-55
<http://www.creg.be> (04/08/2008)
- [07] Crossley David
(Energy Futures Australia Pty Ltd)
(2007) "SmartMetering, Load Control and Energy-using Behaviour"
IEA seminar - SMART Metering (Bruges - 10/10/2007)
<http://www.ieadsm.org/Files/Exco%20File%20Library/Workshop%20Belgium%20October%202007/Revised%20David%20Crossley%20Smart%20Metering.pdf> (02/03/2008)
- [08] CWaPE
(2008) Commission Wallonne pour l'Énergie,
"Rapport annuel 2007", pp 19
<http://www.cwape.be> (05/08/2008)
- [09] Darby S.
(2006) "The effectiveness of feedback on energy consumption: Effective feedback on metering", Environmental Change Institute, Univeristy of Oxford, pp 8-15, annexes
- [10] Deconinck Geert
(2007) K.U.Leuven - ESAT/ELECTA,
"Studie communicatiemiddelen voor slimme meters", mei 2007
http://www.vreg.be/vreg/documenten/Consultatienota/46884_slimme%20meters.pdf (17/05/2008)

- [11] Dehaeseleer Jos (2008) "Fonctionnalités additionnelles au compteur de gaz." Journée d'étude SRBE-KVBEIEA – Les compteurs intelligents : rêve d'ingénieur ou challenge stratégique (Bruxelles - 29/04/2008), <http://www.kbve-srbe.be> (10 juillet 2008)
- [12] Dekoster P. (Indexis) (2008) "Impact on allocation and reconciliation processes" Journée d'étude SRBE-KVBEIEA – Les compteurs intelligents : rêve d'ingénieur ou challenge stratégique (Bruxelles - 29/04/2008), <http://www.kbve-srbe.be> (10 juillet 2008)
- [13] Deleu Frans (SPF Economie) (2008) "Metrologie en smart metering" Journée d'étude SRBE-KVBEIEA – Les compteurs intelligents : rêve d'ingénieur ou challenge stratégique (Bruxelles - 29/04/2008), <http://www.kbve-srbe.be> (10 juillet 2008)
- [14] EDF (2008) Electricité de France, "Rapport Annuel 2007", Contexte et évolution en Europe, pp 50-83 <http://www.edf.com/html/RA2007/dd.html> (31/07/2008)
- [15] EDORA (2007) "Mémorandum de politique fédérale élections législatives 2007", p 5 http://www.edora.be/docs/memorandum_federal_2007.pdf (07/07/2008)
- [16] ELECTRABEL (2008) "Rapport Annuel 2007", pp 35 http://www.electrabel.be/assets/content/corporate/Electrabel_2007.pdf (05/08/2008)
- [17] Electricity Journal (2008) "Why Installing Smart Meters May Not Be All That Smart" in The Electricity Journal Jan/Feb 2008, Vol 21, Issue 1 (2008.01.006)
- [18] ELIA (2007) "Aperçu du système et du marché 2007" <http://www.elia.be/repository/Lists/Library/Attachments/627/apercusystem eetmarche2007.pdf> (31/03/2008)
- [19] ELIA (2005) "Veiller à l'adéquation entre production et consommation", pp 4 <http://www.elia.be/default.aspx> (31/03/2008)
- [20] ELIA (2008) "Elia un monde plein d'énergie: général", 2008, pp 17 http://www.elia.be/repository/Lists/Library/Attachments/674/elia_broch_pe da_fr.pdf (31/03/2008)
- [21] ELIA (2008) "Rapport annuel 2007", Avril 2008, pp 26 http://www.elia.be/repository/Lists/Library/Attachments/671/elia_rapport_a nnel_2007.pdf (06/08/2008)
- [22] ERDF (2008) "Dossier de presse, Compteurs électriques : ERDF fait sa révolution", 3 juillet 2008 http://www.energie2007.fr/images/upload/erdf_dossier_de_presse_030708.pdf
- [23] ERGEG (2007) European Regulators' Group for Electricity and Gas, "Smart Metering with focus on electricity regulation", 31 October 2007, pp 16
- [24] ERGEG (2007) European Regulators' Group for Electricity and Gas, "Obstacles to switching in the gas retail market : Guidelines of Good Practice and Status Review", 18 April 2007

- [25] ESMA (2008) European Smart Meter Alliance, "ESMA Application Guide 2008", pp 1-8 <http://www.esma-home.eu> (03/07/2008)
- [26] EURELECTRIC (2000) "Metering, Load Profiles and Settlement in Deregulated Markets", March 2000, pp 6-22, <http://www2.eurelectric.org> (28/05/2008)
- [27] EURELECTRIC (2008) "EURELECTRIC's Position Paper: Building a European Smart Metering Framework suitable for all Retail Electricity Customers", June 2008 <http://www2.eurelectric.org> (28/05/2008)
- [28] EURELECTRIC (2005) "Business Trends in the European Power Industry - The Financial Situation of Electricity Distribution in Europe", September 2005 <http://www2.eurelectric.org> (28/05/2008)
- [29] European Commission "Rapport de la Belgique à la Commission européenne rédigé dans le cadre de l'article 10 §1 de directive 2004/08/CE" http://ec.europa.eu/energy/demand/legislation/doc/chp/belgium_region_bxl_capitale_fr.pdf
- [30] Even, André (Laborelec) (2007) "Responsibilities in the unbundled Electricity market" IEA seminar - SMART Metering (Bruges - 10/10/2007) <http://www.ieadsm.org/Files/Exco%20File%20Library/Workshop%20Belgium%20October%202007/11%20A%20Evene%20Brugge%20-%20oct2007.pdf> (02/03/2008)
- [31] Formsby (IEADSM – Task XI) (2007) "Energy Saving, Metering and Smaller Customers" IEA seminar - SMART Metering (Bruges - 10/10/2007) <http://www.ieadsm.org/Files/Exco%20File%20Library/Workshop%20Belgium%20October%202007/4%20R%20Formby%20Bruges2%20oct07.pdf> (02/03/2008)
- [32] Frappier G. (ERDF) (2008) "Projet AMM : Présentation générale et point de situation" Journée d'étude SRBE-KVBEIEA – Les compteurs intelligents : rêve d'ingénieur ou challenge stratégique (Bruxelles - 29/04/2008), <http://www.kbve-srbe.be> (10 juillet 2008)
- [33] Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research FhG-ISI (2003) "Gestion de la demande d'énergie dans le cadre des efforts à accomplir par la Belgique pour réduire ses émissions des gaz à effet de serre", 31 mai 2003, pp 75-76, 184-196, 205-212 (18/08/2008)
- [34] Goris Hugo, (NUON Belgium) (2008) "A Supplier's Perspective" Journée d'étude SRBE-KVBEIEA – Les compteurs intelligents : rêve d'ingénieur ou challenge stratégique (Bruxelles - 29/04/2008), <http://www.kbve-srbe.be> (10 juillet 2008)
- [35] GREG (2008) Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz "Rapport annuel 2007", pp 3-7, 19-33 <http://www.creg.be> (04/08/2008)

- [36] Gusbin, Dominique
(Bureau du Plan)
(2004) Working paper 19-04 :
"Demande maîtrisée d'électricité: Elaboration d'une projection à l'horizon 2020", octobre 2004, pp 9-27
http://www.plan.be/publications/publication_det.php?lang=fr&TM=30&IS=63&KeyPub=214 (15/04/2008)
- [37] Huveneers, Ch.
(Bureau du Plan)
(2005) Working paper 9-05 :
"Réforme du marché de l'électricité en Belgique. Leçons de l'Espagne, de l'Allemagne et de la Grande-Bretagne", mai 2005, pp 1-15
http://www.plan.be/publications/Publication_det.php?lang=fr&TM=39&IS=63&KeyPub=173 (15/04/2008)
- [38] IEA
(2006) International Energy Agency, Implementing agreement on Demand Side Management, Technologies and Programs,
"Market Mechanisms for White Certificates Trading – TASK XIV Final Report", June 2006, <http://www.ieadsm.org>
- [39] IEA
(2007) International Energy Agency, Implementing agreement on Demand Side Management, Technologies and Programs,
"Saving Energy using Smart Metering and Control – TASK XI", pp 30-32
<http://www.ieadsm.org>
- [40] IEA
(2007) International Energy Agency, Implementing agreement on Demand Side Management, Technologies and Programs, "DSM Spotlight", December 2007, p 10
<http://www.ieadsm.org>
- [41] IEA
(2007) International Energy Agency, Implementing agreement on Demand Side Management, Technologies and Programs,
"Evaluating energy efficiency policy measures & DSM programmes – Volume II"
<http://www.ieadsm.org>
- [42] IEA
(2006) International Energy Agency,
"World Energy Outlook 2006"
<http://www.worldenergyoutlook.org> (14/08/2008)
- [43] IEA
(2002) International Energy Agency
"Energy Security", 2002, pp 13
http://www.iea.org/Textbase/subjectqueries/keyresult.asp?KEYWORD_ID=4103
- [44] IEA
(1999) International Energy Agency,
"Electricity Reform :Power Generation Costs and Investment", 1999
<http://www.lavoisier.fr/notice/frSAORX6XWRKZX36.html> (17/08/2008)
- [45] Jacquet, A.
(2005) "L'équilibre à tout prix?" in Le réactif, n° 42, déc 2004/fév 2005, pp 13-15
<http://energie.wallonie.be/xml/doc-IDC-5258-IDD-6915-.html> (05/04/2008)
- [46] Johansson Christer
(Vattenfall Eldistribution)
(2005) "Project AMR: A part of Vattenfall's Number One Project",
VDN-Fachkongress ZMP 2005 (Nürnberg 23-24/05/2005)
<http://www.z-m-p.de/documents/15Sorberg.pdf>

- [47] KEMA (2006) ECN, KEMA, TU/e, "Flexible electricity grids", 4 April 2006, <http://www.flexible-electricity-networks.nl> (24/06/2008)
- [48] KEMA (2008) "Resultaten van een kosten-batenanalyse naar de invoering van 'slimme meters' in Vlaanderen - Finaal Rapport", Juli 2008, pp 3-41 <http://www.vreg.be/vreg/documenten/rapporten/RAPP-2008-9.pdf> (18/08/2008)
- [49] KEMA (2005) "Domme meters worden slim? kosten-batenanalyse slimme meetinfrastructuur", 30 augustus 2005
- [50] Kool R., Siderius H-P (SenterNovem) (2007) "Smart Metering: A driver for creating energy efficiency for Households" IEA seminar - SMART Metering (Bruges - 10/10/2007) <http://www.ieadsm.org/Files/Exco%20File%20Library/Workshop%20Belgium%20October%202007/7%20H%20Vreuls%20for%20R%20Kool%20Bruges%20oct%202007.pdf> (02/03/2008)
- [51] Kuhn Thomas R. (2006) "Energizing Efficiency's Potential" in The Electricity Journal, Oct. 2006, Vol 19, Issue 8 (2006.09.003)
- [52] Lemmens Dries (Laborelec) (2008) "Slimme meters: een oplossing die garanties biedt voor toekomstig evoluties en interoperabiliteit" Journée d'étude SRBE-KVBEIEA – Les compteurs intelligents : rêve d'ingénieur ou challenge stratégique (Bruxelles - 29/04/2008), <http://www.kbve-srbe.be> (10 juillet 2008)
- [53] Marvin S., Chappells H., Guy S (1999) "Pathways of smart metering development: shaping environmental innovation" in Computers Environment and Urban Systems, n° 23, pp 109-126
- [54] Meyel A. (1987) "Low Income Households and Energy Conservation: Institutional, Behavioral and Housing Barriers to the Adoption of Energy Conservation Measures", Built Environment Research Group 1987, Polytechnic of Central London
- [55] Nederlands Normalisatie-instituut (2007) "NTA 8130 - Minimum set of functions for metering of electricity, gas and thermal energy for domestic customers" - CS 17.120.10, August 2007 <http://www2.nen.nl/cmsprod/groups/public/documents/bestand/244557.pdf>
- [56] Newborough M., Augood P. (1999) "Demand-side management opportunities for the UK domestic sector", IEE Proceedings of Generation Transmission and Distribution 146 (3) (1999) 283–293.
- [57] Nilsson Hans (IEADSM) (2007) "Demand Side Management (DSM) – A renewed tool for sustainable development in the 21st century" IEA seminar - SMART Metering (Bruges - 10/10/2007) <http://www.ieadsm.org/Files/Exco%20File%20Library/Workshop%20Belgium%20October%202007/Abstract%20H%20nilson%20Brugge%20October%2010%202007.pdf> (02/03/2008)
- [58] Ofgem (2006) "Domestic Meter Innovation. Consultation Document", 2006 <http://www.ofgem.gov.uk>. (02/08/2008)

- [59] Ofgem (2008) "Ofgen Annual Report 2007-2008", 21 July 2008
<http://www.ofgem.gov.uk/About%20us/annlrprt/ar0708/Pages/AR0708.aspx>
- [60] Owen, G. and Ward, J. (Sustainabilityfirst) (2007) "Smart meters in Great Britain : the next steps?", July 2007, pp 5-34
<http://www.sustainabilityfirst.org.uk/publications/smartmeters2007.htm> (18/08/2008)
- [61] Parsons John (ESMA) (2007) "European research experience and needs on smart metering" IEA seminar - SMART Metering (Bruges - 10/10/2007)
<http://www.ieadsm.org/Files/Exco%20File%20Library/Workshop%20Belgium%20October%202007/3%20J%20Parsons%20Bruges.pdf> (02/03/2008)
- [62] Roberts S., Baker W. (Centre for Sustainable Energy) (2003) "Towards Effective Energy Information : Improving consumer feedback on energy consumption", July 2003
<http://www.cse.org.uk>
- [63] Scott John (KEMA Consulting) (2008) "Smart Grids: a revolution ahead ?" PV Technology Platform, General Assembly (Ljubljana 6th June 2008)
http://www.eupvplatform.org/fileadmin/Documents/GA2008/PPT/AG_2008_3_3_Scott.pdf
- [64] SIBELGA (2008) "Rapport annuel 2007", pp 30-35
<http://www.sibelga.be> (18/08/2008)
- [65] Sommereyns Philippe (Sibelga) (2008) "Smart Meter : Un beau rêve technique d'ingénieur ou un challenge stratégique?" Journée d'étude SRBE-KVBEIEA – Les compteurs intelligents : rêve d'ingénieur ou challenge stratégique (Bruxelles - 29/04/2008),
<http://www.kbve-srbe.be> (10 juillet 2008)
- [66] SPF Economie (2007) Service public fédéral Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie, «Rapport Annuel 2006, Le marché de l'énergie en 2006»
http://mineco.fgov.be/energy/balance_sheets/2006/evolution_energy_market_2006_fr.pdf
- [67] Union européenne (2006) Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen "Perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité" COM(2006) 841 final, 10.1.2007
http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/en/com/2006/com2006_0841en01.pdf
- [68] Union européenne (2008) Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions "Addressing the challenge of energy efficiency through Information and Communication Technologies", COM(2008) 241 final, 13 .5. 2008
http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/en/com/2008/com2008_0241en01.pdf
- [69] Union européenne (2003) Directive 2003/54/CE
<http://eur-lex.europa.eu>, (02/05/2008)

- [70] Union européenne (2004) Directive 2004/22/CE
<http://eur-lex.europa.eu>, (02/05/2008)
- [71] Union européenne (2005) Directive 2005/89/CE
<http://eur-lex.europa.eu>, (02/05/2008)
- [72] Union européenne (2006) Directive 2006/32/CE
<http://eur-lex.europa.eu>, (02/05/2008)
- [73] Villa Ferruccio (2007) "Gestione della domanda, efficienza energetica e smart metering" Energethica 2007 - Efficiency Day (Genova 25/05/2007)
http://www.wincomers.org/docs/energethica2007/AEEG_Pavan.pdf
- [74] VREG (2008) Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt, "Jaarverslag 2007", pp 6
<http://www.vreg.be> (05/08/2008)
- [75] Wilhite, Ling R., (1995) "Measured energy savings from a more informative energy bill" in Energy and Buildings 22 (2) (1995) 145-155
- [76] Wood G., Newborough M. (2007) "Energy-use information transfer for intelligent homes: Enabling energy conservation with central and local displays" in Energy and Buildings, n° 39, pp 495–503
- [77] Wood G., Newborough M. (2003) "Dynamic energy-consumption indicators for domestic appliances: environment, behaviour and design" in Energy and Buildings, n° 35, pp 821-841

Sites Internet

- [101] BELPEX <http://www.belpex.be> (08/08/2008)
- [102] BRUGEL <http://www.brugel.be>, (11/07/2008)
- [103] CIRED <http://www.cired.org>, (29/07/2008)
- [104] CWaPE <http://www.cwape.be>, (11/07/2008)
- [105] DLMS <http://www.dlms.com>, (01/08/2008)
- [106] Electrabel <http://www.electrabel.be> (14/07/2008)
- [107] ESMA European Smart Metering Alliance,
<http://www.esma-home.eu/smartMetering/>, (10/07/2008)
- [108] Ministerie van Economische Zaken (NL) http://www.ez.nl/Onderwerpen/Energie/Werking_Kleinverbruikersmarkt/Meermarkt?rid=150297, (05/06/2008)
- [109] SIA-Conseil <http://energie.sia-conseil.com/?p=640> (01/08/2008)
- [110] Smartgrids <http://www.smartgrids.eu/> (05/08/2008)
- [111] SYNERGRID <http://www.synergrid.be> (10/08/2008)
- [112] VREG <http://www.vreg.be>, (11/07/2008)

Entretiens et courriers électroniques

[201] Mme Jacquet (EUDORA)	Entretien téléphonique le 02/07/2008
[202] Mme Tooten (CRIOC)	Courrier électronique du 15/04/2008
[203] Mr Vanhende (EANDIS)	Courrier électronique du 07/07/2008
[204] Mr. Frappier G. (ERDF)	Entretien le 29 avril 2008
[205] Mr. Goris Hugo, (NUON Belgium)	Entretien le 29 avril 2008
[206] Mr. Lemmens Dries (Loborelec)	Entretien le 29 avril 2008
[207] Mr. Misselyn (Brugel)	Entretien le 29 avril 2008 Entretien téléphonique le 30/06/2008
[208] Mr. Perbal (Sibelga)	Entretien téléphonique 29/07/2008
[209] Mr. Quicheron (Brugel)	Courrier électronique et entretien téléphonique le 11/07/2008 Courrier électronique du 25/07/2008
[210] Mr. Sommeryns, (Sibelga)	Entretien le 29 avril 2008 Entretien téléphonique le 30/06/2008 Entretien le 01/08/2008
[211] Mr. Tirez (CREG)	Entretien téléphonique le 01/07/2008 Courrier électronique du 02/07/2008
[212] Mr. Tonquet (CWaPE)	Courrier électronique et entretien téléphonique le 11/07/2008

Annexes

A1 Problématique des compteurs de gaz

Les informations de ce chapitre sont extraites de [210], [11] et [70],

Interconnexion des compteurs gaz et électricité

Le compteur de gaz peut communiquer avec le CI soit par une connexion filaire, soit par une connexion sans fil (wireless).

La connexion filaire apporte un coût élevé supplémentaire pour son installation ainsi que pour sa maintenance sur des périodes de l'ordre de 20 ans. La connexion filaire fournit l'alimentation électrique nécessaire au fonctionnement du compteur gaz et sert de canal de transmission bidirectionnel entre les deux compteurs.

Une connexion wireless qui dans la majorité des cas sera plus facile à installer, impose l'utilisation d'une pile ou d'une batterie qui ont toujours une durée de vie limitée et donc également un coût de remplacement. Des constructeurs annoncent cependant des durées de vie de l'ordre de 15 ans. Des tests approfondis seraient certainement nécessaires pour vérifier ces données.

Il existe également un problème de fiabilité des connexions sans fil dans certains environnements car elles fonctionnent dans des bandes de fréquences non réglementées pour lesquelles des interférences avec d'autres équipements ne sont jamais à exclure.

Finalement, rappelons que l'interconnexion des compteurs, qu'elle soit filaire ou non, nécessite la standardisation des protocoles de communication de l'interface P2 et qu'à ce jour, cette standardisation est encore incomplète.

Dispositions légales

Les dispositions légales nationales en matière des compteurs de gaz sont également plus contraignantes que celle de l'électricité pour des raisons de sécurité des installations. Par exemple, l'article 45 de l'arrêté royal du 28 juin 1971 impose au GRD de procéder à la recherche systématique et périodique des fuites par un contrôle, au minimum tous les cinq ans, de ces installations, donc compteur y compris.

Jusqu'à présent, des contrôles visuels des installations avaient lieu tous les ans lors du relevé des compteurs.

Donc contrairement aux relevés des compteurs électriques où la télé-relève permet de supprimer toutes les visites, dans le domaine du gaz, il faudra maintenir un nombre de visites minimal pour le contrôle de l'installation.

La réduction du nombre de ces contrôles pourrait avoir un effet d'augmentation des accidents liés à des fuites de gaz, mais il n'existe pas d'études ou de chiffres permettant de tirer des conclusions à ce jour.

Ouverture et fermeture des compteurs

Du point de vue technique, un compteur gaz ne mesure pas le débit du gaz, mais mesure un volume de gaz traversant le compteur sur une période de temps donnée. La notion de consommation instantanée n'existe donc pas. Il faut faire une mesure sur une certaine durée et d'autant plus longue que le débit est faible.

Si la coupure à distance d'un compteur de gaz ne pose pas de problème particulier, il en va autrement de l'ouverture. Une procédure stricte est définie, imposant juste après l'ouverture du compteur, une période de consommation nulle et suffisamment longue pour s'assurer qu'il n'y a pas de fuites dans l'installation.

Dans le cas d'une télé-ouverture du compteur de gaz, l'utilisateur devrait donc suivre la procédure sous peine de provoquer le déclenchement du compteur. Il est donc hautement probable qu'un certain nombre d'interventions seront nécessaires lors de l'ouverture des compteurs ou tout au moins une certaine charge des call-centers sera à prévoir.

Affichage du prix

L'index servant à la base de la facturation doit être directement lisible par l'utilisateur sur les compteurs. Il s'agit de kWh pour l'électricité et de m³ pour gaz.

Un des avantages souvent cités pour les CI est la possibilité d'y adjoindre un affichage supplémentaire affichant la consommation énergétique sous forme financier.

Ceci est envisageable pour l'électricité où le prix est connu à l'avance (par période tarifaire), mais n'est pas applicable pour le gaz. En effet, le prix du gaz est déterminé par son apport calorifique (en kWh). La conversion de m³ en kWh n'est établie qu'à posteriori suite à des analyses spectrographiques de la composition exacte du gaz. La conversion n'étant possible qu'environ un mois après la consommation, l'affichage de prix ne pourrait être qu'indicatif.

A2 Problématique de l'interopérabilité

Les informations de ce chapitre sont extraites de [65], [52], [107] et [26].

Standardisation des ports P1 et P2

A l'heure actuelle, les ports P1 et P2 ne sont pas suffisamment définis dans la norme NTA 8130 [55]. En effet, elle stipule uniquement que P1 et P2 sont des ports de communication du type M-BUS, standard qui spécifie uniquement les caractéristiques électriques. Le protocole de communication et le format des données n'étant pas définis.

Ce manque de standardisation est un obstacle pour le développement de marchés d'appareils périphériques qui peuvent se connecter sur le compteur. En effet, tant qu'un standard n'est pas établi, les affichages ne pourront être développés que par les constructeurs de compteur eux-mêmes, morcelant ainsi le marché et diminuant l'effet d'échelle.

Deux types d'appareils seraient cependant susceptibles de se connecter sur P1 :

- Les systèmes d'affichages intelligents qui sont à la base des études sur la diminution de la consommation d'énergie (load level) et sur une diminution des pics de consommation (peak shaving).
- Des systèmes domotiques qui permettraient de contrôler de manière automatique l'enclenchement/déclenchement d'appareils en fonction des tarifs.
Ces systèmes pourraient également avoir un effet sur le peak shaving.

La standardisation des ports P1 et P2 n'étant pas encore effective, l'interopérabilité ne peut être garantie.

Standardisation de la communication CI-CAS (P3)

Cette interface est bien définie, tant au niveau de la communication

Lorsque les CI qui sont conformes à un standard tel le DLMS fonctionnant avec une interface de communication PLC, ils sont interopérables et peuvent être interchangeables sans risque.

que des fonctionnalités.

Les standards tels DLMS [105] définissent une série d'objets¹⁸ et de fonctionnalités optionnels. Différents compteurs conformes à DLMS peuvent donc offrir des fonctionnalités plus ou moins riches.

Ces fonctionnalités sont variées et ont trait aux mesures et tarifications (nombre de tarifs, calendrier, courbe quart-horaire,...), à la gestion de charge (limitation sociale, compteur à budget, limitation contractuelle,...), à la gestion du réseau (enregistrement des pannes,...), à la gestion des communications locales (vers des compteurs d'eau et gaz, vers le port P1,...)

¹⁸ Au sens informatique du terme, un objet est une entité qui définit entièrement les caractéristiques propres d'un élément.

Standardisation de la communication P4

Il est important que la façon dont les données sont échangées entre les différents acteurs soit bien définie. Pour l'instant, les données sont principalement transférées dans des formats standardisés comme EDIFACT¹⁹, soit sur demande, soit à des heures fixes du CAS vers l'acteur concerné.

Afin de garantir un transfert plus efficace et transparent, il faudrait utiliser des technologies informatiques plus récentes et plus efficaces comme celles de l'internet (Web-services et XML). L'efficacité, la transparence et la sécurité s'en trouveraient améliorées.

Le processus de certification

Pour réellement garantir une bonne interopérabilité, le seul moyen est de disposer de « centres de certification » auxquels les fabricants doivent soumettre leurs produits. A titre d'exemple, les terminaux de paiement et les GSM doivent être certifiés afin d'être mis sur le marché.

Les CI disposant généralement de 3 ports de communication, il est nécessaire de considérer l'interopérabilité de chacun d'eux.

A l'heure actuelle, le marché des CI n'est pas encore assez mature pour mettre en place de tels centres, bien que la documentation sur le « test process » et les « test plans » soit disponible [105] en ce qui concerne le port P3 (communication CI vers GRD).

L'interopérabilité est donc établie par les GRD sur la base de tests faits en interne ce qui est insuffisant pour éliminer les risques à moyen terme, par exemple de dépendance envers un fabricant de compteur.

Avec la croissance du marché de CI, une interopérabilité accrue devrait permettre aux fabricants d'augmenter leurs volumes et baisser les prix et offrir plus de possibilité d'intégration entre différents constructeurs.

Le rôle des régulateurs

Les Etats membres ne peuvent imposer des normes à appliquer pour les CI. En effet, ces appareils tombent sous la directive MID. Aucune contrainte technique qui pourrait être considérée comme une atteinte à la libre circulation de ces appareils ne sera autorisée.

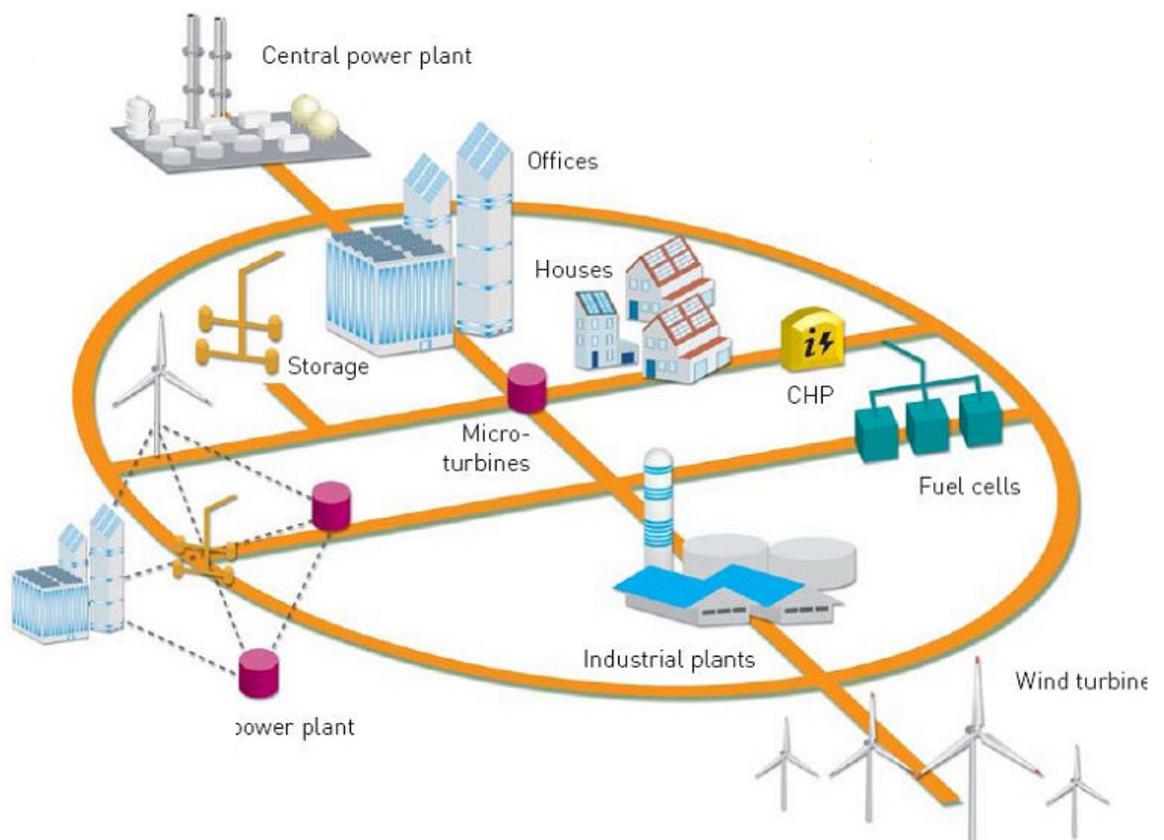
Les régulateurs peuvent cependant imposer des spécifications minimales. Leur collaboration au niveau européen est donc particulièrement cruciale pour une mise en place efficace et rapide de systèmes interopérables.

¹⁹ Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport. C'est une norme qui définit un format d'échange de données et qui a été reprise par l'International Standards Organisation sous la référence ISO 9735

A3 Smart Grids

Il n'est pas possible dans le cadre de ce travail d'aborder la problématique des Smart-Grids qui nécessiterait un travail en soi. En deux mots, les Smart-Grids représentent l'évolution naturelle des réseaux électriques actuels suite aux changements technologiques et économiques [63]:

- Les consommateurs (ménages, secteur tertiaire et industrie) deviennent également producteurs d'électricité par l'utilisation de moyens de production distribués (énergies renouvelables, cogénération, etc.).
- Les réseaux doivent intégrer les productions centralisées aussi bien que les millions de petites et moyennes productions, qu'elles soient constantes ou irrégulières. Les flux d'énergie devant pouvoir être bidirectionnels sur la plus grande partie du réseau.
- Les moyens de stockage d'électricité devenant efficaces à terme, le marché de l'électricité va sensiblement changer car la problématique de l'équilibre sera moins critique.
- Etc.



Source : KEMA Consulting

L'équilibrage des Smart-Grids nécessitera une bonne connaissance des flux à chaque nœud du réseau et sous-entend par ce fait même les CI à chaque habitation.

Il faut cependant noter que les Smart-Grids requièrent des compteurs avec des capacités à temps-réel, donc avec des moyens de communications plus performants que PLC envisagés dans le cadre des projets actuels.

A4 Exemple de courbe de charge d'un ménage

Courbe de charge, extraite de l'étude de G. Wood et M. Newborough [77].

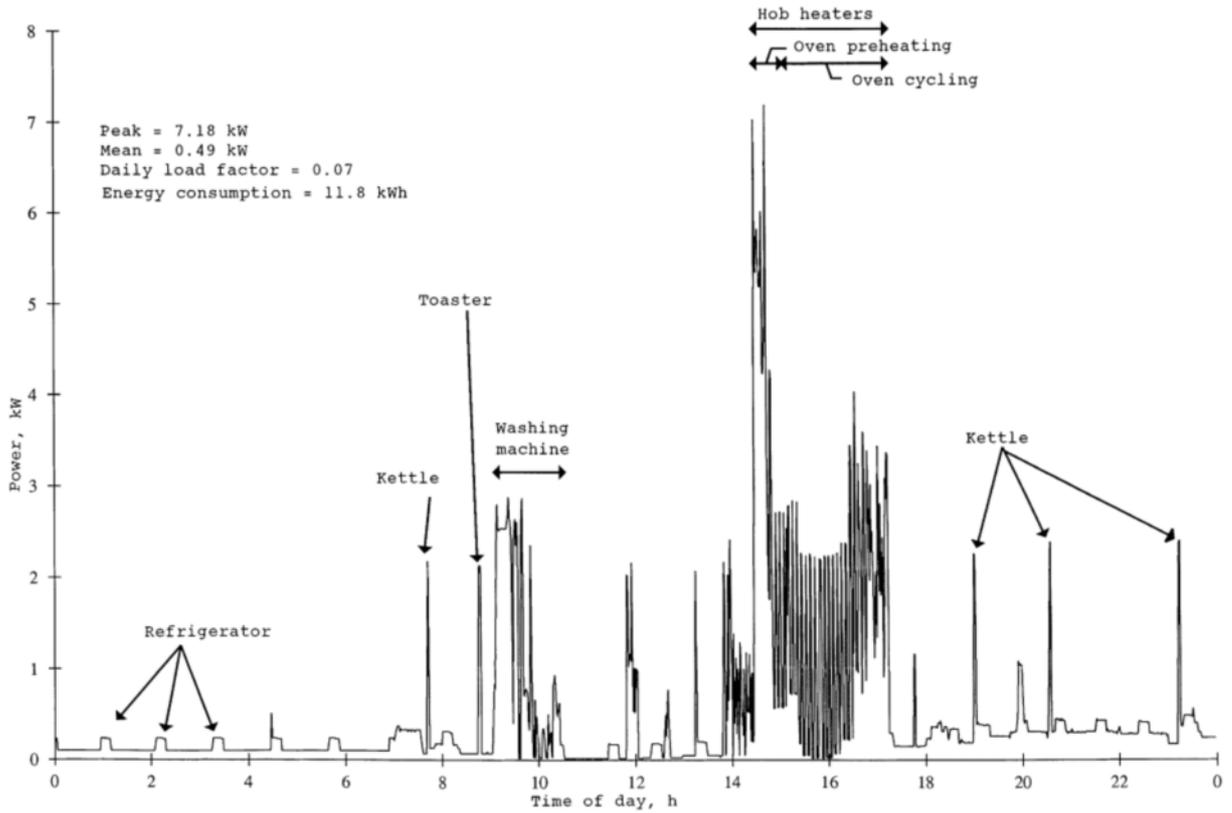


Fig. 1. Example of an electricity demand profile from an individual household recorded on a 1-min time base [7].

Source G. Wood, M. Newborough

A5 Paramètres de l'analyse coûts-bénéfices

Le tableau ci-dessous est extrait de l'étude Id la KEMA [48] "Resultaten van een kosten-batenanalyse naar de invoering van 'slimme meters' in Vlaanderen - Finaal Rapport", Juli 2008, page 43.

Parameter	Waarde	Onzekerheid	
		min	max
<i>Duur transitietraject (jaar)</i>	5	4	10
Rentevoet	5,40%	5,16%	7%
<i>Projectduur NCW-berekening (jaar)</i>	20	15	25
Percentage piek/dal-verbruikers	46%	0%	100%
Slimme E-meter hardware (per afnemer)	€ 66,10	€ 60,00	€ 70,00
Exploitatiekost slimme E-meter (per jaar per afnemer)	€ 2,20	€ 2,00	€ 3,00
Installatie E-meter en communicatiemodule (per afnemer)	€ 64,00	€ 60,00	€ 70,00
<i>In-home display (per afnemer)</i>	€ 57,50	€ 55,00	€ 60,00
<i>Extra besparing E door in-home display (%)</i>	1,00%	0,50%	1,50%
<i>Extra besparing G door in-home display (%)</i>	1,50%	1,00%	2,00%
Slimme G-meter hardware (per afnemer)	€ 87,50	€ 80,00	€ 100,00
Exploitatiekost slimme G-meter (per jaar per afnemer)	€ 2,20	€ 1,00	€ 5,00
Installatie G-meter (per afnemer)	€ 54,00	€ 38,00	€ 70,00
PLC modem hardware (per afnemer)	€ 25,00	€ 15,00	€ 35,00
Exploitatiekost PLC (per jaar per afnemer)	€ 2,50	€ 0,50	€ 3,00
GPRS-abonnement (per jaar per afnemer)	€ 9,00	€ 6,75	€ 12,00
GPRS-modem (per afnemer)	€ 61,50	€ 50,00	€ 75,00
Exploitatie GPRS/Ethernet-modem (per jaar per afnemer)	€ 1,00	€ 0,50	€ 2,00
<i>Internet-abonnement (per jaar per afnemer)</i>	€ 10,00	€ 5,00	€ 15,00
<i>Internet-modem (per afnemer)</i>	€ 50,00	€ 40,00	€ 60,00
Investering datasystemen (MEUR)	41,90	35,00	50,00
Levenduur datacollectie/management/CH (jaar)	5	3	7
Aantal FTE meter operations (FTE/jaar)	40	35	45
Operationele kost applicatie terugkoppeling (MEUR/jaar)	2,00	1,50	2,30
Besparing op E door terugkoppeling (%)	1,50%	1,00%	2,00%
Besparing op G door terugkoppeling (%)	1,50%	1,00%	2,00%
Aantal FTE voor roll-out (FTE/jaar)	100	50	200
Aantal FTE voor voorbereidingsfase (FTE)	250	200	300
Communicatiekosten VREG roll-out (MEUR/jaar)	0,75	0,40	1,20
Aantal FTE communicatie CC netbeheerder roll-out (FTE/jaar)	40	35	45
Verschuiving bij piek/dal verbruikers (P->D) (%)	2,50%	1,00%	6,00%
Reductie fraude door slimme meters E (%)	75%	65%	85%
Percentage Fraude E (%)	2,00%	1,50%	2,50%

Source : KEMA