



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports,
de l'énergie et de la communication DETEC
Office fédéral de l'énergie OFEN

Rapport final / 28 juillet 2011

Smart metering pour éco-cités

Accompagnement scientifique pour l'introduction
du smart metering en Suisse

Mandant:

Office fédéral de l'énergie OFEN
Programme de recherche «Technologies et utilisations de l'électricité »
CH-3003 Berne
www.bfe.admin.ch

Cofinancement:

BKW FMB Energie AG, CH-3000 Bern
Groupe E SA, CH-1700 Fribourg
L'Energie de Sion-Région SA, CH-1950 Sion
SEIC Service Electrique Intercommunal SA, CH-1904 Vernayaz
Sinergy Infrastructure SA, CH-1920 Martigny
Services industriels de Genève, CH-1214 Vernier

Mandataires:

Haute Ecole Spécialisée de Suisse Occidentale
Institut Systèmes Industriels (HES-SO ISI)
Route du Rawyl 47
CH-1950 Sion 2

isi.hevs.ch

Centre de Recherches Énergétiques et Municipales (CREM)
Av. du Grand-Saint-Bernard 4
CH-1920 Martigny

www.crem.ch

Haute Ecole Spécialisée de Suisse Occidentale
Institut Informatique de Gestion (HES-SO IIG)
TechnoArk 3

CH-3960 Sierre

iig.hevs.ch

International Institute in Management of Technology (iimt),
Université de Fribourg
Bd de Pérolles
CH-1700 Fribourg

www.iimt.ch

Interfakultäre Koordinationsstelle für Allgemeine Ökologie (IKAÖ)
Université de Berne
Hochschulstrasse 4
CH-3012 Bern

<http://www.ikaoe.unibe.ch>

Auteur:

Dominique Gabioud, HES-SO, dominique.gabioud@hevs.ch

Responsable de domaine de l'OFEN: Dr. Michael Moser

Chef de programme de l'OFEN: Roland Brüniger

Numéro du contrat de l'OFEN: SI/500269-01

L'auteur de ce rapport porte seul la responsabilité de son contenu et de ses conclusions.

Résumé

A travers une approche académique et des études de cas concrets, le projet « Smart metering pour éco-cités » a abordé les diverses facettes du déploiement du smart metering :

- la contribution du comptage intelligent à l'efficacité énergétique à travers le feedback (sensibilisation des clients finaux par des informations détaillées sur leur consommation) ;
- le financement du déploiement du smart metering ;
- les nouveaux modèles d'affaire pour le courant électrique rendus possibles par le comptage intelligent ;
- la fonctionnalité des compteurs intelligents et leur standardisation ;
- l'architecture des systèmes d'informations permettant à la fois la protection des investissements et l'innovation des services ;
- les données du comptage intelligent et les droits d'accès à ces données pour les différents acteurs ;
- la contribution du smart metering à la gestion de la charge.

Le smart metering informe le consommateur – client – citoyen sur sa propre consommation d'énergie : courbe de charge, mais aussi énergie primaire et impact sur l'environnement. En cela, il constitue un outil pour permettre au consommateur motivé de comprendre sa consommation.

Une architecture pour le smart metering, composée du compteur lui-même mais aussi d'un nombre réduit de services standard, est présentée. Cette architecture laisse la porte ouverte à l'implémentation de services de type smart grid.

Les partenaires du projet – instituts de recherche et entreprises énergétiques – ont synthétisé les résultats dans une série de 14 recommandations. Ces recommandations à l'usage du législateur, du régulateur, de la branche, des gestionnaires de réseaux de distribution, des fournisseurs d'énergie, des fabricants de matériel et des autorités locales visent à créer des conditions-cadre favorables pour le déploiement du smart metering en Suisse.

Zusammenfassung

Durch akademischen Studien und konkreten Fallstudien hat das Projekt „Smart metering pour éco-cités“ die verschiedenen Facetten der flächendeckenden Einführung von Smart Metering untersucht:

- der Beitrag vom Smart Metering zur Energieeffizienz durch den Feedback (Sensibilisierung der Endkunden durch Detailinformationen über ihren Verbrauch);
- die Finanzierung der flächendeckenden Einführung vom Smart Metering;
- Neue Geschäftsmodelle für den Verkauf elektrischer Energie, welche durch Smart Metering ermöglicht werden;
- der Funktionsumfang intelligenter Zähler und deren Standardisierung;
- eine Architektur der informationstechnischen Systeme, welche gleichzeitig einen Investitionsschutz und eine Plattform für innovative Dienstleistungen bietet;
- die Daten des intelligenten Zählwesens und die Regelung der Zugriffsrechte für die verschiedenen Akteure;
- der Beitrag des intelligenten Zählwesens zum Lastmanagement.

Smart Metering informiert den Verbraucher – Kunden – Bürger über seinen eigenen Energieverbrauch: Lastgang, aber auch Primärenergieverbrauch und Umwelteinflüsse. Somit gibt es dem motivierten Verbraucher ein Werkzeug, um seinen Verbrauch zu verstehen.

Eine Smart Metering-Architektur besteht aus dem Zähler selbst, aber auch aus einer beschränkten Anzahl von standardisierten Diensten, welche in diesem Projekt vorgestellt werden. Diese Architektur öffnet die Türen für die Implementation von Smart Grid Services.

Die Projektpartner – Forschungsinstitute und Verteilnetzbetreiber – haben ihre Erkenntnisse in einer Sammlung von 14 Empfehlungen zusammengefasst. Diese Empfehlungen richten sich an den Gesetzgeber, den Regulator, die Branche, Verteilnetzbetreiber, Energielieferanten, Hersteller von Komponenten und die öffentliche Hand. Ihr Ziel ist, günstige Rahmenbedingungen für die flächendeckende Einführung des intelligenten Zählwesens in der Schweiz zu schaffen.

Abstract

Through an academic approach and concrete case studies, the project “Smart metering pour éco-cités” addresses the different aspects of smart metering deployment:

- the contribution of smart metering to energy efficiency through feedback (awareness of end customers by detailed information about their consumption);
- financing smart metering deployment;
- smart metering as an enabling technology for new business models for energy trade;
- the functionality of smart meters and their standardisation;
- the architecture for information systems appropriate to protect investment and to promote services innovation;
- the smart metering data and the access rights of different actors;
- the contribution of smart metering to load management.

Smart metering informs the consumers, which are also clients and citizens, on their own energy consumption: load curve, but also primary energy source and environmental impact. As such, it is a tool enabling the motivated consumers to understand their consumption.

An architecture for smart metering, consisting of the meter itself, but also of a limited number of standard services is presented. This architecture enables the future implementation of smart grid services.

The project partners – research institutes and energy companies – have merged the results into a collection of 14 recommendations. The target audience for these recommendations consists of the legislator, the regulator, the electricity industry sector, the distribution systems operators, the energy suppliers, the hardware and software manufacturers and regional authorities. Their goal is to set up a framework promoting the deployment of smart metering in Switzerland.

Remerciements

Réaliser un projet avec des institutions académiques avec des profils différents (ingénieurs, économistes, informaticiens, énergéticiens) réparties sur quatre sites et six entreprises énergétiques a été une tâche difficile mais motivante.

Pendant le 18 mois du projet, les membres de l'équipe de projet ont proposé – et parfois confronté – leurs visions du smart metering en Suisse pour finalement esquisser une approche globale homogène. Toutes les questions n'ont certes pas été résolues, mais une contribution concrète au smart metering en Suisse a certainement été apportée, d'abord par les travaux de l'équipe de projet et les échanges entre ses membres, mais aussi par le présent rapport et par la série de 14 recommandations qui devraient, si elles sont adoptées, favoriser le déploiement du smart metering en Suisse.

En tant que chef de projet, je tiens à remercier chaleureusement l'ensemble des personnes qui ont contribué à la réussite de ce projet, qu'elles proviennent des milieux académiques, des entreprises énergétiques partenaires ou des fabricants de compteurs intelligents qui ont mis gracieusement leurs équipements à notre disposition.

Partenaires académiques	
CREM	Gaetan Cherix
	Arnaud Desombes
	Fabien Kuchler Responsable du WP 1 « Rôle du smart metering dans les éco-cités »
HESS-SO Fribourg - iimt	Hubert Sauvain Responsable du WP 2 « Cadre réglementaire et modèles économiques »
	Beat Steiner
HES-SO Valais Systèmes industriels	Yannick Bischoff
	Cédric Crettaz
	Dominique Gabioud Responsable du WP 5 « Technologie et standardisation » Chef de projet
	Jean-Daniel Marcuard Responsable du WP 4 « Gestion de la charge »
HES-SO Valais Informatique de gestion	Jean-Pierre Rey Responsable du WP 3 « Technologies de l'information et de la communication »
	Sébastien Zufferey
Université de Berne IKAÖ	Maja Fisher
	Dr Ruth Kaufmann

Sociétés énergétiques partenaires	
BKW FMB Energie	Elvira Kägi (jusqu'en février 2011)
	Daniel Berner (dès mars 2011)
Groupe E SA	Xavier Garcia
	Philippe Gagnebin
L'Energie de Sion Région SA	Georges Darbellay
SEIC Service Electrique Intercommunal SA	Jean-Blaise Brunny
	Pierre-Antoine Fellay
Sinergy Infrastructure SA	Jonathan Carron
Services industriels de Genève	Christelle Gisors

Fabricants de solutions de smart metering partenaires	
Iskraemeco : Iskraemeco Suisse SA Le Voyeboeuf 3 2900 Porrentruy	Noelle Meyer
Kamstrup : Elmeca SA Les Ilettes 1870 Monthey	Gérard Constantin
Landis+Gyr : Landis+Gyr AG Rue du Pré-de-la-Fontaine 19 1217 Meyrin	Jacques Chevalley
Siemens : Siemens Suisse SA Av. des Baumettes 5 1020 Renens	Jean-François Redard

Sion, le 28 juillet 2011

Dominique Gabioud, chef de projet

Table des matières

Résumé.....	3
Zusammenfassung	3
Abstract.....	4
Remerciements.....	5
Table des matières	7
1 Introduction.....	11
1.1 Approche générale.....	11
1.2 Plan du rapport.....	11
1.3 Recommandations	12
1.3.1 Recommandation 1 : Garantir le financement du smart metering	12
1.3.2 Recommandation 2 : Définir le rôle d'exploitant de metering	12
1.3.3 Recommandation 3 : Assigner le rôle d'exploitant de metering au GRD électrique	12
1.3.4 Recommandation 4 : Standardiser l'accès central aux données de metering	13
1.3.5 Recommandation 5 : Garantir le respect de la sphère privée.....	13
1.3.6 Recommandation 6 : Recommander un ensemble de fonctionnalités minimales pour les compteurs intelligents.....	13
1.3.7 Recommandation 7 : Adapter les exigences métrologiques	13
1.3.8 Recommandation 8 : Découpler la facturation et le comptage	14
1.3.9 Recommandation 9 : Marquer l'électricité et indiquer l'impact sur l'environnement	14
1.3.10 Recommandation 10 : Minimiser les charges administratives	14
1.3.11 Recommandation 11 : Permettre dans les faits aux consommateurs d'accéder à leurs données.....	14
1.3.12 Recommandation 12 : Equiper les compteurs intelligents d'une interface de communication pour les consommateurs	15
1.3.13 Recommandation 13 : Promouvoir des solutions différenciées pour l'information aux consommateurs	15
1.3.14 Recommandation 14 : Elaborer des indicateurs pour les collectivités publiques	15
2 Rôle du smart metering dans les éco-cités.....	16
2.1 Contexte	16
2.1.1 Cadre	16
2.1.2 Smart grid et smart metering.....	16
2.2 Le smart metering dans les politiques énergétiques publiques	17
2.2.1 Les objectifs des collectivités	17
2.2.2 Réduction de la consommation par le feedback énergétique	17
2.2.3 Feedback énergétique et démarche citoyenne	19
2.2.4 Smart metering et collectivités publiques	20
2.3 Communiquer avec les consommateurs pour réduire la consommation d'énergie	20
2.3.1 Revue d'interfaces web	20
2.3.2 Interface pour feedback direct.....	21
2.3.3 Contraintes sur l'acquisition de données pour feedback indirect.....	22
2.3.4 Définition d'un concept de plateforme	22
2.3.5 Page d'accueil : proposition 1	22
2.3.6 Page d'accueil : proposition 2	23
2.3.7 Analyse mensuelle	23
2.3.8 Fixer des objectifs	24
2.3.9 Références et bibliographie.....	26
2.4 Le projet pilote de Martigny.....	27
2.4.1 Présentation du projet	27
2.4.2 Déroulement du projet.....	27
2.4.3 Caractéristiques de la zone pilote	28
2.4.4 Concept de communication.....	29
2.4.5 Développement de la plateforme	31

2.4.6	Problèmes rencontrés	32
2.5	Méthode d'évaluation de l'impact du smart metering sur les consommateurs	32
2.5.1	Contexte	32
2.5.2	Déroulement	32
2.5.3	Situation idéale vs. situation réelle	32
2.5.4	Précision des résultats	33
2.5.5	Références et bibliographie.....	34
3	Déploiement du smart metering en Suisse : Proposition d'un cadre réglementaire et de modes de financement	35
3.1	Introduction	35
3.1.1	Evaluation du contexte actuel pour le déploiement du smart metering	35
3.1.2	Groupe de travail	35
3.2	Garantir la pérennité économique du smart metering	35
3.2.1	Suggestion.....	36
3.2.2	Impact de la transition vers le comptage intelligent	36
3.2.3	Conclusion.....	37
3.3	Assigner le rôle d'exploitant de la place de mesure au GRD	37
3.3.1	Situation et analyse	37
3.3.2	Conclusion.....	38
3.4	Protection des données et respect de la sphère privée.....	38
3.4.1	Situation et analyse	38
3.4.2	Suggestion.....	39
3.4.3	Remarques complémentaires	39
3.5	Assurer l'interopérabilité.....	39
3.5.1	Situation et analyse	39
3.5.2	Conclusion.....	40
3.6	Adapter les exigences métrologiques	40
3.6.1	Situation.....	40
3.6.2	Suggestion.....	41
3.7	Etendre les informations de marquage de l'électricité	42
3.7.1	Situation et analyse	42
3.7.2	Suggestion.....	42
3.8	Minimiser les charges administratives	42
3.9	Conclusion	43
3.10	Références et bibliographies	43
4	Smart metering et nouveaux modèles économiques pour les marchés de l'énergie	44
4.1	Création d'un lien plus étroite entre l'énergie produite et l'énergie vendue selon le mix.....	44
4.1.1	Situation actuelle	44
4.1.2	Déterminer le mix en temps réel	44
4.1.3	Négoce d'énergie physique selon le mode de production au lieu des certificats	45
4.1.4	Donner le pouvoir au marché	45
4.1.5	Plateforme de vente d'énergie renouvelable.....	46
4.2	Quelques modèles de tarification dynamique	46
4.2.1	Les tarifs dynamiques d'EDF	46
4.2.2	La limitation de la puissance (EDF)	46
4.2.3	Commerce de la puissance de réglage par un tiers.....	46
4.2.4	Tarifs du kWh progressif selon la puissance.....	47
4.2.5	Certificats informatiques pour le délestage	47
4.2.6	Certificats blancs	47
4.3	Conclusion	48
5	Technologies de l'information et de la communication pour smart metering.....	49
5.1	Introduction	49
5.1.1	Démarche	49
5.1.2	Rôle du compteur dans le smart metering	49

5.1.3	Modèle d'un système de smart metering	50
5.1.4	Normalisation.....	50
5.2	Pourquoi le smart metering	50
5.2.1	Introduction	50
5.2.2	Facturation de l'énergie	51
5.2.3	Support des sources d'énergie réparties	52
5.2.4	Supervision du réseau de distribution	53
5.2.5	Qualité de la puissance et continuité du service	53
5.2.6	Gestion de la charge	53
5.2.7	Passerelle pour compteurs d'autres fluides	53
5.3	Services de base du smart metering	54
5.3.1	Facturation de l'énergie	54
5.3.2	Information au consommateur.....	55
5.3.3	Support des sources d'énergie réparties	56
5.3.4	Gestion de la charge	56
5.3.5	Synthèse des services de base du smart metering	57
5.3.6	Données pour les services de base	57
5.3.7	Droits d'accès aux données	58
5.3.8	Esquisse d'une interface informatique pour services de base	59
5.4	Sécurité des données	60
5.4.1	Protection de la sphère privée.....	60
5.4.2	Mesures à prendre	60
5.5	Fonctions et modèle du compteur.....	61
5.5.1	Fonctions du compteur	61
5.5.2	Modèle d'un compteur	62
5.5.3	Estimation du coût supplémentaire du compteur	62
5.5.4	Topologie pour des systèmes de smart metering évolués.....	63
5.6	Etat des lieux sur la normalisation du smart metering	64
5.6.1	Acteurs et état actuel.....	64
5.6.2	Normalisation pour la Suisse.....	65
5.6.3	Revue des normes	66
5.7	Démonstrateur	66
5.7.1	Fonctions du démonstrateur.....	66
5.7.2	Fabricants partenaires.....	66
5.7.3	Architecture de référence	66
5.7.4	Cahier des charges du démonstrateur	67
5.7.5	Vue d'ensemble du matériel.....	69
5.7.6	Démonstrateur Iskraemeco	69
5.7.7	Démonstrateur Kamstrup	70
5.7.8	Démonstrateur Landis+Gyr	70
5.7.9	Démonstrateur Siemens.....	71
5.7.10	Comparaison entre les solutions	71
5.7.11	Module émulant un compteur M-Bus	73
5.8	Références.....	74
6	Gestion de la charge	75
6.1	Introduction	75
6.1.1	Contexte	75
6.1.2	Contenu du chapitre	75
6.1.3	L'équipe	75
6.2	Aspects systémiques de la gestion de la charge	76
6.2.1	Introduction.....	76
6.2.2	Motivations pour la gestion de la charge.....	76
6.2.3	Objectifs pour la gestion de la charge	78
6.3	Analyse de la gestion de la charge	80
6.3.1	Approche qualitative	80

6.3.2	Le point de vue des GRD / fournisseurs d'énergie	81
6.3.3	Régulation de la charge globale du réseau.....	82
6.3.4	Pilotage des échanges de puissances à l'intérieur du réseau	83
6.3.5	Fonction de délestage	83
6.4	Approche quantitative : Perspectives énergétiques 2035, application au cas de la ville de Martigny	83
6.4.1	Quatre scénarios sur la demande en énergie	83
6.4.2	Couverture de la demande en électricité	84
6.4.3	Application du scénario le plus ambitieux à la ville de Martigny	84
6.5	Conclusions.....	85
6.6	Aspects économiques de la gestion de la charge	85
6.6.1	Introduction.....	85
6.6.2	Situation actuelle	86
6.6.3	Revenus potentiels de la gestion de la charge	86
6.6.4	Technologies émergentes	86
6.6.5	Rétroactions	86
6.6.6	Conclusion.....	86
6.7	Architecture des systèmes de la gestion de la charge	87
6.7.1	Structure générale d'un système de gestion de la charge idéal	87
6.7.2	Algorithme d'optimisation de la gestion.....	87
6.7.3	Optimisation prévisionnelle	88
6.7.4	Optimisation en temps réel.....	88
6.7.5	Topologies pour des systèmes de gestion de la charge	89
6.7.6	Approche pragmatique	91
6.7.7	Scénario S1 : Migration progressive	91
6.7.8	Scénario S2 : Solution avancée basée sur du matériel spécifique	97
6.7.9	Commentaire sur la rentabilité	100
6.7.10	Nécessité de développer des solutions adaptées à chaque cas	100
6.8	Simulation de l'effet sur le réseau électrique du délestage de certains processus thermiques	101
6.8.1	Introduction.....	101
6.8.2	Modélisation du comportement d'un parc de chauffe-eau	101
6.8.3	Utilisation de la simulation.....	103
6.8.4	Résultats.....	104
6.9	Démonstrateurs de gestion de la charge	104
6.9.1	Introduction.....	104
6.9.2	Démonstrateur SEIC	104
6.9.3	Démonstrateur FMB	104
6.9.4	Démonstrateur.....	104
6.10	Références et bibliographie	104

Annexes

Annexe A : Plateforme web pour le pilote de smart metering de Sinergy.....	1
Annexe B : Réponse du réseau intelligent aux critères de sécurité, performance et d'efficacité de l'art. 15 LApEI	4
Annexe C : Antwort auf die Anhörung betreffend Verordnung des UVEK über die risikogerechte Entschädigung für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte.....	6
Annexe D : Normes pour le smart metering.....	9
Annexe E : Prototyp de gestion de la charge SEIC.....	13
Annexe F : Projet de gestion de la charge FMB	19
Annexe G : Le démonstrateur Atenet	25

1 Introduction

1.1 Approche générale

Le déploiement du smart metering concerne un grand nombre de domaines : communication avec les consommateurs, technologie des compteurs, cadre réglementaire, tarification de l'énergie, architecture des systèmes d'information, définition du rôle des entités concernées (client-consommateur, gestionnaire de réseau de distribution, fournisseur) et d'interfaces entre elles. La complexité du déploiement du smart metering provient en grande partie de cet aspect interdisciplinaire.

Le projet Smart metering pour éco-cités a abordé la problématique du smart metering de manière transversale en réunissant des partenaires académiques de différents profils (spécialistes de la planification énergétique, ingénieurs, informaticiens, économistes) et des entreprises énergétiques.

L'approche choisie mêle des réflexions globales et des études de cas concrètes.

1.2 Plan du rapport

Le chapitre deux « Rôle du smart metering dans les éco-cités » traite du smart metering en tant qu'outil permettant d'offrir au consommateur un feedback sur sa propre consommation. Ce feedback, présenté sous une forme appropriée, soutient le consommateur dans sa démarche d'économie d'énergie.

Le chapitre trois « Déploiement du smart metering en Suisse : Proposition d'un cadre réglementaire et de modes de financement » aborde la question des modalités de financement et d'amortissement du smart metering. Un contexte réglementaire clair est un pré-requis indispensable pour que des décisions de déploiement à large échelle puissent être prises.

La disponibilité d'une courbe de charge précise permet de nouveaux modèles de tarification de l'énergie, modèles qui sont abordés dans le chapitre quatre « Smart metering et nouveaux modèles économiques pour les marchés de l'énergie ».

Le chapitre cinq « Technologies de l'information et de la communication pour smart metering » traite non seulement de la technologie et de la standardisation des compteurs intelligents, mais aussi de l'architecture du système d'information du smart metering, ainsi que des données et des droits d'accès à ces données.

Le dernier chapitre intitulé « Gestion de la charge » aborde les méthodes permettant d'exploiter la flexibilité des processus dans un sens favorable pour le réseau électrique. Les méthodes proposées présentent une évolution possible de la télécommande centralisée actuelle vers une approche smart grid.

L'équipe de projet a élaboré 14 recommandations à l'usage du législateur, du régulateur, de la branche, des GRD, des fournisseurs, des fabricants de matériel et des autorités locales. Ces recommandations, qui figurent dans le paragraphe 1.3 ci-dessous, visent à créer un cadre favorable pour le déploiement du smart metering en Suisse.

1.3 Recommandations

1.3.1 Recommandation 1 : Garantir le financement du smart metering

Entités concernées : Législateur, régulateur

Les principes juridiques exigent l'imputation des coûts au plus juste selon le principe de l'origine des coûts. L'ouverture du marché nécessite la séparation comptable et l'interdiction de subventionnements croisés entre le réseau et l'énergie. Ces exigences sont incompatibles avec la pluridisciplinarité du comptage intelligent. Il n'est pas exclu que les coûts de déploiement du smart metering excèdent les économies réalisées sur les frais de fonctionnement liés au réseau. Néanmoins, la réduction de la consommation engendrée par la sensibilisation du client permet de diminuer la facture d'électricité globale. La rentabilité de l'investissement dans le réseau dépend donc des économies sur l'énergie, ce qui va à l'encontre de l'interdiction des subventionnements croisés. Une péréquation financière entre les acteurs du marché semble trop compliquée et non réalisable. Au final, le consommateur prendra en charge tous les coûts de manière directe ou indirecte. Il est donc souhaitable et plus simple de financer le comptage intelligent au travers du timbre.

Pour couvrir le risque d'une augmentation de timbre, il serait souhaitable de fixer les critères d'efficacité économique selon l'article 15 LApEI¹ sur l'ensemble de l'énergie et du timbre.

D'une part, on aimerait éviter le remplacement des compteurs non amortis, d'autre part, on aimerait accélérer le déploiement du comptage intelligent. L'AES² chiffre la durée de vie d'un compteur électromécanique de 20 à 25 ans, celle d'un compteur électronique de 15 à 20 ans. Il serait souhaitable de refléter une décision politique concernant le financement du changement des compteurs non amortis dans une directive de l'EICom³ (adaptation de la directive européenne 2009/72/CE annexe I alinéa 2 aux besoins suisses).

1.3.2 Recommandation 2 : Définir le rôle d'exploitant de metering

Entités concernées : Législateur, branche

Avec le déploiement du comptage intelligent, le rôle d'exploitant de la place de mesure évolue : il ne s'agit plus seulement d'exploiter des compteurs sur site mais également de gérer les compteurs intelligents, de rapatrier leurs données et de mettre celles-ci à disposition d'entités externes : les fournisseurs, les consommateurs et les sociétés de services mandatés par ceux-ci, le GRD⁴ voire le gestionnaire du réseau de transport.

Dans ce contexte, le rôle d'exploitant de la place de mesure doit se transformer en un rôle d'exploitant de metering.

Le cahier des charges de l'exploitant du metering devrait également inclure la mise à disposition d'interfaces de raccordement pour d'autres types de compteurs (eau, gaz, chauffage à distance). On éviterait ainsi le déploiement – et le financement – d'infrastructures parallèles.

1.3.3 Recommandation 3 : Assigner le rôle d'exploitant de metering au GRD électrique

Entité concernée : Législateur

La responsabilité de l'exploitation de la place de mesure incombe actuellement au GRD. En Europe, d'autres modèles sont apparus avec notamment l'exploitation des places de mesures par des sociétés indépendantes du GRD et par l'introduction de compteurs intelligents commandés par les clients auprès des fournisseurs d'énergie. Après analyse des différents modèles, il semble optimal de confier l'exploitation du metering au GRD électrique. En effet, seul ce dernier peut exploiter l'ensemble de l'infrastructure de manière rationnelle, en faisant bénéficier aux clients les économies d'échelles et les gains de productivité.

¹ Loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) (http://www.admin.ch/ch/f/rs/c734_7.html)

² Association des entreprises électriques suisses (www.electricite.ch)

³ Commission fédérale de l'électricité Elcom (www.elcom.admin.ch)

⁴ Gestionnaire de Réseau de Distribution

1.3.4 Recommandation 4 : Standardiser l'accès central aux données de metering

Entités concernées : Législateur, branche

En plus de l'exploitation de la place de mesure proprement dite, l'exploitant de metering a la responsabilité de rapatrier les données des compteurs et de les mettre à disposition des ayant-droit dans un point d'accès central unique.

Les données disponibles pour chaque ayant-droit, les moments où elles doivent être mises à disposition, ainsi que les procédures d'accès doivent être standardisées par l'AES sur le modèle de l'échange standardisé pour le marché du courant électrique suisse SDAT⁵.

1.3.5 Recommandation 5 : Garantir le respect de la sphère privée

Entité concernée : Législateur

Selon la résolution temporelle des données de consommation, il est possible d'interpréter en partie le comportement (profil) des clients. Les recommandations du préposé fédéral à la protection des données et à la transparence⁶ doivent être respectées (à l'exception de la recommandation « Les exploitants de réseau et les fournisseurs d'énergie ne doivent pas avoir accès aux données en temps réel » qui va en l'encontre du réseau intelligent).

Pour simplifier les procédures administratives et par souci de transparence vis-à-vis des citoyens, une loi ou une ordonnance ad hoc (au sens de la LPD Art. 4 Al. 3) doit spécifier le but de la collecte des données.

Ceci aura des implications sur les données collectées par les compteurs intelligents avec leur résolution temporelle, les ayant-droit pour ces données, la durée de stockage et les utilisations autorisées.

Toute acquisition et utilisation de données supplémentaire nécessite le consentement éclairé du consommateur.

1.3.6 Recommandation 6 : Recommander un ensemble de fonctionnalités minimales pour les compteurs intelligents

Entités concernées : Branche, GRD, fabricant

A l'exception de l'interface locale pour le client, un compteur intelligent ne communique qu'avec l'exploitant de metering à qui il appartient. La standardisation des compteurs n'est ainsi pas techniquement nécessaire. Toutefois, pour garantir la cohérence des systèmes de metering, il est utile que la branche définisse un jeu minimum de fonctions pour les compteurs intelligents.

Au-delà du respect d'un standard, la certification par une association de fabricants qui garantit l'interopérabilité – sur le modèle de l'alliance WiFi – permet aux exploitants de metering d'avoir le choix à tout moment entre des compteurs interopérables et de ne pas dépendre d'un seul fournisseur.

1.3.7 Recommandation 7 : Adapter les exigences métrologiques

Entité concernée : Législateur

La durée de validité de l'étalonnage des compteurs électroniques doit être aussi longue que celle des compteurs électromécaniques. Les procédés de contrôle statistique (actuellement limités aux compteurs de puissance active) doivent être étendus aux compteurs intelligents (qui mesurent plus que la puissance active). En outre, les normes métrologiques ne doivent pas empêcher la mise à jour à distance du logiciel embarqué.

⁵ http://www.strom.ch/uploads/media/SDAT-CH_1009f_2010.pdf

⁶ <http://www.edoeb.admin.ch/themen/00794/00819/01713/index.html?lang=fr>

1.3.8 Recommandation 8 : Découpler la facturation et le comptage

Entité concernée : Législateur

Les compteurs intelligents doivent essentiellement mesurer et transmettre une courbe de charge. La conversion de la courbe de charge en un prix est l'affaire du fournisseur (pour l'énergie) et du GRD (réseau).

L'exigence de la reconstitution de la facture par le client sur l'affichage du compteur doit être évitée car elle rend le système de metering plus complexe et pourrait empêcher l'introduction de structures tarifaires innovantes (incitatives ou dynamiques). La protection du consommateur est assurée d'un côté par le droit d'accès à sa courbe de charge et, de l'autre côté, par la publication de la base de tarification en un lieu indépendant du fournisseur et du GRD.

Dans le cadre d'une éventuelle libéralisation du marché de l'électricité, la mesure de la courbe de charge est à privilégier à l'utilisation de profils de charge standardisés car elle offre plus de flexibilité pour la tarification. En plus, elle est indispensable au réseau intelligent.

1.3.9 Recommandation 9 : Marquer l'électricité et indiquer l'impact sur l'environnement

Entités concernées : Législateur, fournisseur

La législation actuelle impose aux fournisseurs d'énergie d'annoncer la provenance de l'électricité à l'aide du marquage de l'énergie (origine de l'énergie primaire) en mentionnant la moyenne annuelle du mix énergétique. La directive EU 2003/54/EC exige de compléter le marquage avec la charge de CO₂ et le rejet de déchets nucléaires par kilowattheure. Pour augmenter l'effet de la sensibilisation de la clientèle, il serait souhaitable de se mettre en conformité avec ladite directive, voire de calculer l'impact sur l'environnement de chaque client final à partir de sa courbe de charge et de la comptabilité énergétique de son fournisseur.

De plus, il est indiqué de supprimer progressivement le marquage « Agent énergétique non-vérifiable ».

A terme, la déclaration de la provenance de l'électricité en quasi temps réel (prévision à 30 min.) devrait être envisagée pour permettre à un consommateur d'adapter sa consommation en fonction de la disponibilité effective de courant selon le mix choisi.

En cas de stockage, l'énergie doit être estampillée selon la méthode de production initiale et non selon la méthode de stockage.

1.3.10 Recommandation 10 : Minimiser les charges administratives

Entité concernée : Législateur

La libéralisation du marché a causé des coûts supplémentaires considérables dans l'administration, la comptabilité et la gestion des processus. Une partie peut être réduite par les réseaux intelligents, mais on court le risque d'engendrer des charges administratives supplémentaires, à l'exemple des procédures de raccordement d'autoproduiteurs ou des procédures imposant aux exploitants de metering de s'annoncer comme fournisseur de services de télécommunication auprès de l'OFCOM.

Le comptage intelligent étant pluridisciplinaire, il serait souhaitable d'introduire une réglementation simplifiée dans tous les domaines administratifs, comparable au « *one stop shop* » qu'on tente d'introduire pour l'autorisation de construction pour les éoliennes.

1.3.11 Recommandation 11 : Permettre dans les faits aux consommateurs d'accéder à leurs données

Entités concernées : Législateur, branche, GRD

Le droit pour un client - consommateur d'accéder à ses propres données est fondamental. Il s'agit de mettre en place une infrastructure technique permettant dans la pratique de faire usage de ce droit.

L'information au consommateur à propos de sa propre consommation engendre une réduction de la consommation. Le consommateur doit pouvoir accéder aussi bien aux données historiques qu'aux données instantanées.

Les données de consommation devraient être mises à sa disposition notamment dans un format informatique brut, sans information de présentation.

1.3.12 Recommandation 12 : Equiper les compteurs intelligents d'une interface de communication pour les consommateurs

Entités concernées : Législateur, branche, GRD, fabricants

Les données de consommation instantanées permettent d'élaborer un tableau de bord énergétique d'un bâtiment. Divers essais pilotes ont montré une influence significative du feedback direct (affichage de la consommation instantanée) dans la réduction de la consommation.

La fréquence des mesures nécessaires (environ 1 mesure par seconde) impose un accès aux données de mesure localement sur le compteur.

Les compteurs intelligents devraient être équipés d'une interface de communication sécurisée diffusant localement la consommation instantanée à l'usage du consommateur.

1.3.13 Recommandation 13 : Promouvoir des solutions différenciées pour l'information aux consommateurs

Entités concernées : Branche, GRD, fournisseurs, fabricants

Les Technologies de l'Information et de la Communication (TIC) offrent quantité de solutions pour l'implémentation des feedbacks énergétiques direct et indirect (web). Plusieurs produits ou services offerts par des entités différentes doivent être à disposition du consommateur qui peut alors choisir une solution adaptée à ses préférences et à ses motivations – ou aucune solution.

L'exploitant de metering doit être tenu de mettre à disposition les courbes de charge pour ces systèmes de feedback sous une forme simple et non discriminatoire. Le GRD et/ou le fournisseur doit offrir au moins une solution de feedback indirect à travers une interface web dans laquelle il présente le profil de consommation, les coûts, les proportions des énergies primaires et les émissions de CO₂.

La facture doit contenir la courbe de charge sous forme graphique. Il est souhaitable d'offrir aux clients des conseils d'économie d'énergie personnalisés (par exemple concernant la consommation en mode veille).

1.3.14 Recommandation 14 : Elaborer des indicateurs pour les collectivités publiques

Entités concernées : Collectivités publiques, branche, GRD

Les collectivités s'engagent de plus en plus dans des objectifs énergie-climat ambitieux mais surtout chiffrés. Citons l'exemple des « 3x20 » européens, la société à 2'000 W ou autres, il est nécessaire de pouvoir comprendre pragmatiquement ce qui passe au niveau du territoire. Ceci implique le remplacement des données estimées par des données mesurées. Dans le cadre de sa politique énergétique, une collectivité pourra dès lors fixer des objectifs, faire du benchmarking etc.

Les collectivités publiques devraient pouvoir accéder à des données agrégées pour différentes échelles locales (quartier, zone de distribution d'énergie ou de plan directeur énergétique, ville, canton) afin d'évaluer l'atteinte d'objectifs énergétiques et environnementaux.

2 Rôle du smart metering dans les éco-cités

2.1 Contexte

2.1.1 Cadre

Dans ce chapitre, les services du smart metering seront conçus comme instruments des politiques énergétiques publiques, qui ont défini des objectifs souvent chiffrés à propos de l'évolution de la consommation d'énergie et de l'impact environnemental engendré pour sa production.

Il s'agit ainsi de définir les objectifs du smart metering vu des citoyens consommateurs, de déterminer le contenu, la forme et les supports d'information appropriés pour communiquer efficacement et de proposer un canevas pour l'évaluation des résultats de pilotes de smart metering. Ce canevas sera mis à disposition des GRD (partenaires du projet et autres).

Le rôle du smart metering est abordé pour toutes les catégories de consommateur (ménages, services, industrie). Par contre, la partie « communication » ne traitera que la catégorie « ménages ».

2.1.2 Smart grid et smart metering

La plateforme européenne SmartGrids définit les smart grids comme « des réseaux électriques qui peuvent intégrer de manière intelligente le comportement et les actions de tous les utilisateurs connectés : producteurs, consommateurs et ceux qui font les deux – dans le but de rendre la fourniture d'électricité durable, économique et sûre »⁷.

Les objectifs d'une smart grid en lien avec les consommateurs sont :

- Permettre aux consommateurs de contribuer à l'optimisation du fonctionnement du réseau électrique
- Fournir aux consommateurs plus d'information et de choix à propos de la fourniture de courant.

Certains voient dans les smart grids une manière d'assurer l'approvisionnement en supervisant mieux les flux d'énergie, surtout dans les régions où les capacités de réseaux sont saturées ; d'autres, en revanche, imaginent pouvoir intégrer et gérer une part plus importante d'énergie renouvelable décentralisée ; enfin, il existe aussi des entités qui voient le smart grid comme une opportunité commerciale en influençant les courbes de charge en vue de contracter de la vente d'énergie de réglage. Les applications sont donc multiples.

Le smart metering fournit aux consommateurs des informations précises et en quasi temps réel à propos de leur propre consommation d'énergie. Cette information inclut des données sur les quantités d'énergie consommées, sur les coûts y relatifs et sur l'impact environnemental engendré par la production de cette énergie.

Le smart metering constitue par conséquent un outil de base nécessaire pour la gestion avancée du réseau telle qu'imaginée dans la vision smart grid.

Grâce aux informations du smart metering, les consommateurs peuvent évaluer leurs résultats par rapport à des objectifs chiffrés et aussi choisir de nouvelles solutions plus efficaces.

⁷ European technology platform for the electricity networks of the future, <http://www.smartgrids.eu>

2.2 Le smart metering dans les politiques énergétiques publiques

2.2.1 Les objectifs des collectivités

Les collectivités s'engagent de plus en plus vers des objectifs énergétiques ambitieux caractérisés par une réduction conséquente de l'impact environnemental (émissions de CO₂, déchets nucléaires). La Convention des Maires⁸ est l'exemple par excellence dans le sens où il s'agit d'un contrat passé directement entre l'Union européenne et les maires de collectivités publiques. Il a pour objectifs, au niveau du territoire de la commune :

- la réduction de 20% des émissions de gaz à effet de serre à travers de :
- l'augmentation à 20% de la part d'énergie renouvelable dans le bouquet énergétique et
- l'augmentation de 20% de l'efficacité énergétique.

Ainsi, 11 collectivités suisses se sont engagées à atteindre ces résultats dans le cadre du projet Interreg IV « REVE d'Avenir »⁹.

Un autre exemple est celui de la ville de Zurich qui s'est fixé comme objectif d'atteindre la société à 2000 watts¹⁰ d'ici 2050, ce qui a pour conséquence de devoir réduire d'un facteur 3 la consommation d'énergie primaire et d'un facteur 9 le niveau d'émissions de gaz à effet de serre en un peu moins de 40 ans.

La ville de Lausanne, en collaboration avec les services industriels de Lausanne (SIL), espèrent ainsi par exemple que le déploiement du Smart Metering permettra de diminuer de 10% les pointes de consommation et environ 15% la consommation électrique globale [4], à l'image de la réduction de 15% d'énergie de chauffage que déclarait aussi SuisseEnergie en proposant le DIFC¹¹.

2.2.2 Réduction de la consommation par le feedback énergétique

Notre expérience quotidienne nous (dé-)montre que la maîtrise d'un quelconque processus nécessite une évaluation continue de celui-ci. Par exemple, la maîtrise du budget financier implique pour une famille un contrôle permanent des dépenses et une évaluation de la pertinence de chacune d'entre elles.

Les consommateurs résidentiels, mais aussi souvent les consommateurs des catégories industrie et services, ont un niveau de connaissance et de compréhension très limité de leur consommation d'énergie électrique. Le transport d'une caisse de bois ou le remplissage de carburant du réservoir d'un véhicule sont des opérations qui concrétisent à la fois la notion d'énergie et les coûts y relatifs. La distribution du courant ne présente – malheureusement – aucune notion équivalente. Certes, une consultation régulière de l'affichage du compteur ou l'analyse de la facture donne des indications utiles, mais la plupart des consommateurs n'effectuent pas ces opérations, parce qu'ils n'ont pas les compétences pour le faire, parce qu'ils les trouvent trop fastidieuses ou parce qu'ils ont peu d'intérêt pour la question de l'énergie.

Le processus permettant à un consommateur supposé motivé d'entrer dans un cercle vertueux d'économie d'énergie est illustré dans la Figure 1 :

⁸ www.eumayors.eu

⁹ www.revedavenir.org

¹⁰ <http://www.2000watt.ch>

¹¹ <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=fr&msg-id=23562>

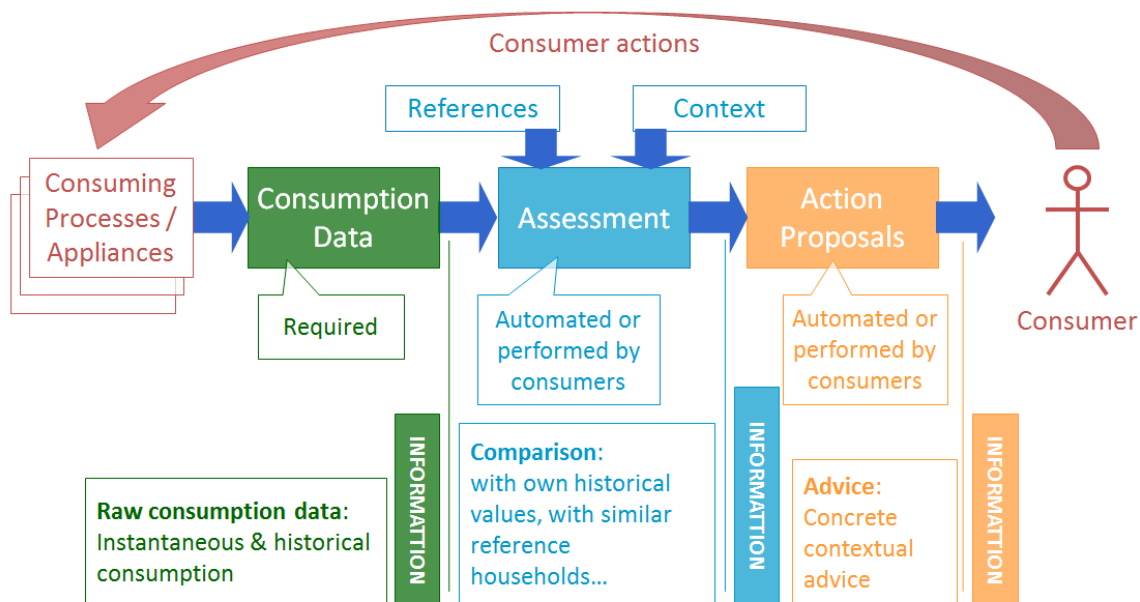


Figure 1 Processus pour l'économie d'énergie

Pour démarrer un cercle vertueux d'économie d'énergie, le consommateur doit :

1. connaître la quantité d'énergie consommée en fonction du temps (la courbe de charge),
2. évaluer cette courbe de charge : est-ce que la consommation est « normale » ou trop « élevée » ?,
3. dériver des propositions d'actions et – si pertinent – les mettre en œuvre.

Ainsi, disposer de la courbe de charge est une condition nécessaire mais pas suffisante pour entamer un processus de réduction de la consommation d'énergie.

Sans les phases 2 et 3, la phase 1 serait un gadget intéressant de prime abord mais risquerait de laisser le consommateur sur le long terme.

Pour les informations à propos de la propre consommation, il s'agit de distinguer :

- **le feedback indirect**, c'est-à-dire les informations à propos de l'historique de consommation (statistiques de consommation, évolution dans le temps, évaluation et comparaison à des benchmarks).
- **le feedback direct**, c'est-à-dire les informations à propos de la consommation instantanée.

Les expériences de feedback énergétique menées dans de très nombreux pays permettent de tirer quelques premières constatations. Il s'agit de projets pilotes réalisés partout dans monde, et dont les clients sont choisis au hasard, souvent là où le déploiement est rendu possible pour des raisons techniques (maintenance, remplacement de compteurs par zones). Les résultats sont variables mais concernent toujours des échantillons de petite taille (<200 pers.). L'effet sur une collectivité peut être augmenté ou réduit, mais un constat est clair : une communication autour du déploiement du Smart Metering vers les clients a un impact considérable.

Projet pilote	Concerne	Durée de projet	Résultats
Mansouri 99, Wood and Newborough 2003	Consommation électrique Satisfaction clients	Baseline 2-3 mois 2-3 mois de mesure	• Feedback apprécié • 50% des ménages ont économisé plus de 10% d'électricité • 20% des ménages ont économisé plus de 20% d'électricité

Jensen 2003	Consommation électrique	Baseline 1 an 1 an de mesure	• 1 groupe de ménages a économisé 22% d'électricité • 50% des ménages ont économisé 20% d'électricité
Brandon and Lewis 99	Consommation électrique	Baseline 1 an 8 mois de mesure	• 15% des ménages ont économisé plus de 30% d'électricité • 15% des ménages ont augmenté leur consommation
Ueno 2005	Energie finale Consommation de gaz et électrique	Baseline 28 jours 28 jours mesurés	• Energie finale réduite de 12% • Consommation électrique réduite de 18%

Tableau 1 Effet du feedback sur les consommations électriques [1]

Dans cet échantillon d'expériences, tous les types de feedback sont présents :

- Feedback direct ou indirect
- *Reporting* simple ou *benchmarking* des données de consommation
- Affichage de la consommation désagrégée par appareil ou de la consommation globale
- Supports divers : *displays* déportés, applications web ou rapports écrits
- Présence ou absence d'un accompagnement des participants.

Il ressort de ces expériences un potentiel de réduction de consommation d'environ 10%. [2] estime le potentiel de réduction pour la Suisse à 5 %.

[3] indique que les formes directe et indirecte de feedback contribuent à réduire la consommation : le feedback direct influence le comportement quotidien des consommateurs et le feedback indirect leurs investissements.

Enfin, il faut souligner que le feedback énergétique n'a pas un effet en soi. A travers l'information dispensée, il améliore les compétences et fait croître la motivation du consommateur, qui lui finalement devrait agir pour réduire la consommation. On voit dès lors l'importance d'une communication appropriée.

Pour le feedback direct et pour le feedback indirect, le consommateur devrait pouvoir choisir la forme et le support d'information les plus adaptés pour lui (éventuellement choisir de ne pas avoir de feedback).

Du point de vu des consommateurs, le smart metering a pour rôle de mettre à disposition des un feedback énergétique.

2.2.3 Feedback énergétique et démarche citoyenne

Les citoyens devront choisir les modes de production de l'énergie électrique du futur. Dans ce contexte, il est important qu'ils n'aient pas seulement une connaissance générique des caractéristiques de la production et de la consommation de courant en Suisse, mais qu'ils aient également des connaissances particulières à propos de leur propre consommation : mode de production du courant consommé, nuisances engendrées...

Cette information est un pré-requis pour un débat citoyen fondé sur l'avenir énergétique et aussi – certainement – pour le succès commercial de produits d'énergie renouvelable. On peut s'attendre à ce qu'un consommateur qui saura que son courant est à 55 % d'origine nucléaire et à 28 % d'origine fossile, que sa consommation a augmenté de 3,8 % l'année précédente et qui aura le choix d'acheter un courant produit par des énergies renouvelables avec un surcoût de 23 % aligne ses choix politiques et ses actions de consommateur, dans un sens ou dans un autre.

Les électriciens sont aujourd'hui pris en tenaille entre les citoyens qui veulent supprimer les nuisances, et les clients qui veulent du courant bon marché en abondance. L'information telle que fournie par le feedback énergétique pourrait rapprocher les côtés citoyen et client des consommateurs et par là favoriser un développement équilibré du réseau électrique.

2.2.4 Smart metering et collectivités publiques

Il est évident que la forte volonté d'action des collectivités publiques doit être prolongée par des outils qui permettent d'atteindre les buts définis.

Le principe du feedback s'applique aussi à un territoire : par la consolidation des données du smart metering (pour l'électricité mais aussi aux autres fluides) et de données provenant d'autres sources, les autorités acquièrent une image plus précise de leur territoire et peuvent ainsi prendre des mesures plus pointues.

2.3 Communiquer avec les consommateurs pour réduire la consommation d'énergie

2.3.1 Revue d'interfaces web

De nombreuses plateformes web sont disponibles en dehors de la Suisse. Il existe actuellement un foisonnement de produits proposant des outils pour mesurer et afficher la consommation globale d'un ménage, tels que Google PowerMeter¹², EnergySmart de British Gas¹³, ou les produits offerts par The Energy Detective¹⁴, Open Energy Monitor¹⁵ ou AlertMe¹⁶. La majorité de ces produits ne permettent que d'afficher la consommation en continu d'un ménage, même si quelques solutions telle que Microsoft Hohm donnent des conseils liés à la consommation énergétique, conseils qui restent toutefois très génériques et peu précis.

Le CREM et IKAÖ ont analysé les plateformes nommées dans le paragraphe précédent (voir Figure 2). Leurs affichages ont souvent les mêmes spécificités :

- Courbe horaire de consommation
- Indication numérique de l'énergie consommée
- Conseils basiques
- Type de feedback (direct-indirect) et support de visualisation



¹² Google PowerMeter, <http://www.google.org/powermeter>

¹³ EnergySmart, British Gas, <http://britishgas.co.uk>

¹⁴ <http://www.theenergydetective.com>

¹⁵ <http://openenergymonitor.org/emon>

¹⁶ <http://www.alertme.com>

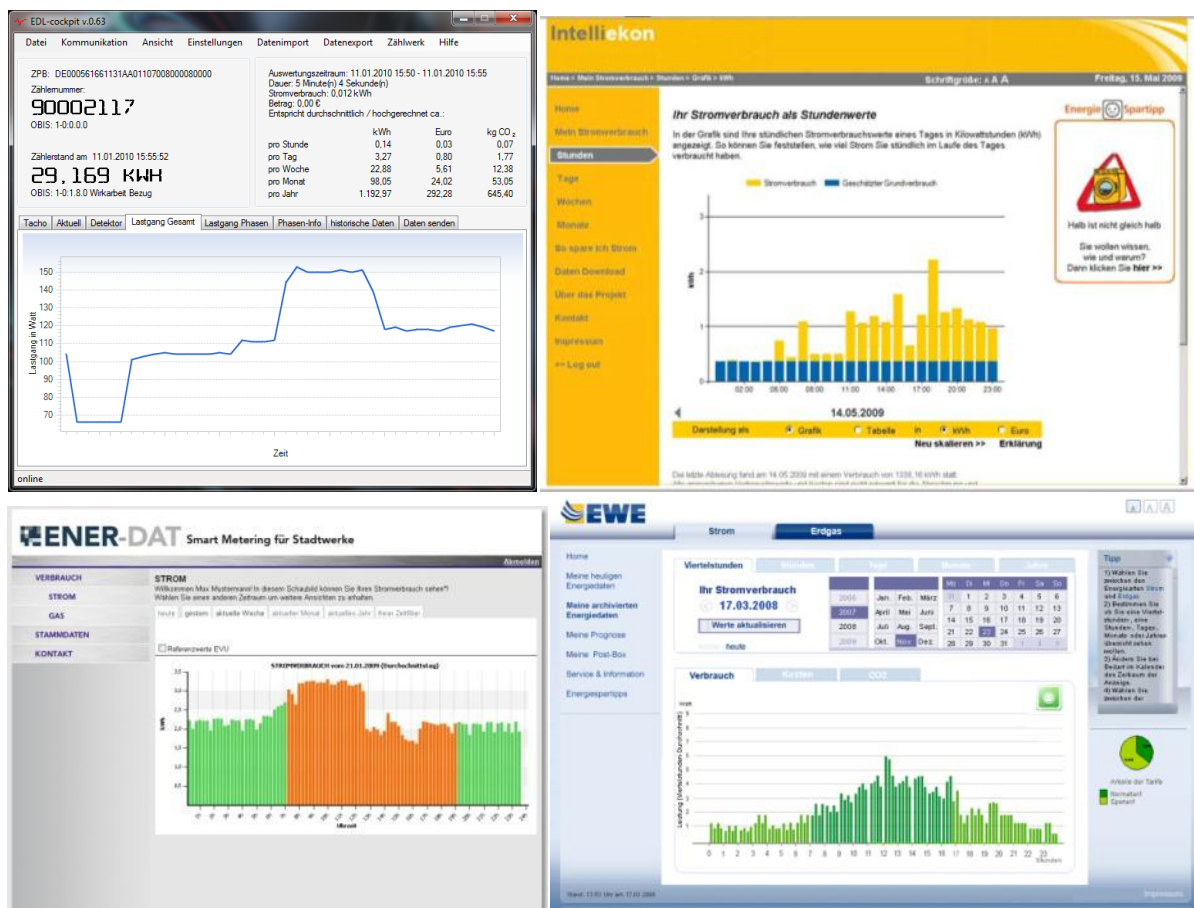


Figure 2 Plateformes web de visualisation des consommations électriques

2.3.2 Interface pour feedback direct

La question principale est de savoir quelle information donner aux consommateurs afin d'influencer leur consommation d'électricité ? Il existe dans différents domaines des indicateurs permettant aux utilisateurs de réagir face à leur manière de procéder. L'exemple le plus parlant est celui du tableau de bord d'un véhicule, spécifiquement celui d'un véhicule hybride. Différentes études ont prouvé que le conducteur, en ayant accès à une information visuelle pertinente en temps réel, modifie sa façon de conduire et réduit sa consommation d'essence :



Figure 3 Ecran de visualisation d'une Toyota Prius

L'utilisateur sait en tout temps quel vecteur d'énergie il utilise et, en temps réel, peut avoir une influence sur ce choix. L'objectif ici est donc de répliquer cette réflexion dans le domaine de l'électricité consommée par les ménages. La Figure 4 présente un tableau de bord analogue pour une maison développé par le CREM.

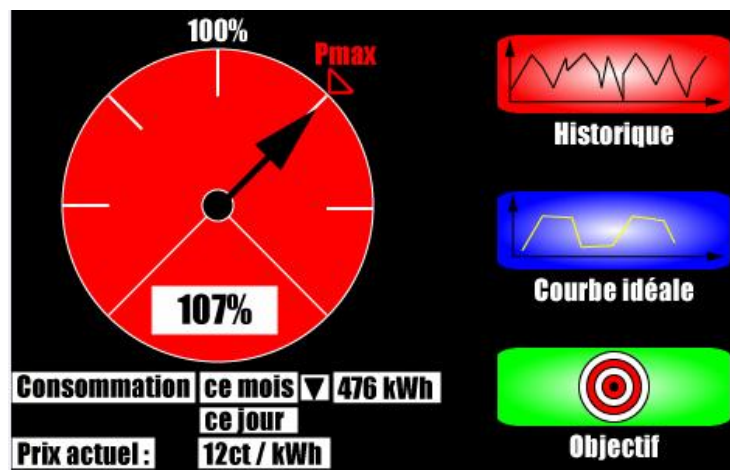


Figure 4 Tableau de bord des consommations, CREM

2.3.3 Contraintes sur l'acquisition de données pour feedback indirect

Pour pouvoir offrir un feedback indirect valable, l'acquisition de données doit répondre aux contraintes minimales suivantes

- La fréquence des mesures doit être au minimum quart-horaire (1/4h)
- L'unité d'intensité doit être le watt heure (Wh)

2.3.4 Définition d'un concept de plateforme

Le CREM, en collaboration avec IKAÖ et avec l'appui de Sinergy, a élaboré des maquettes d'interface qui mettent en avant des indicateurs pertinents au niveau énergétique. La perception des clients est cependant souvent éloignée de la vision ingénieur de ces concepts, aussi l'IKAÖ, de par son expérience, a étroitement collaboré à ce travail et a émis de nombreuses recommandations en termes de type d'indicateurs, d'informations à afficher ou au contraire à supprimer ou de choix des couleurs.

Deux propositions pour la page d'accueil ont été finalisées et évaluées par les partenaires académiques et par Sinergy. Elles sont brièvement présentées ci-dessous :

2.3.5 Page d'accueil : proposition 1

L'interface de la Figure 5 présente différentes courbes :

- Une consommation ruban qui représente la quantité d'énergie minimale qui est utilisée en tout temps par le ménage
- Une consommation effective du ménage (en vert) en temps réel
- Une indication du distributeur d'énergie quant à une quantité d'énergie à ne pas dépasser (en rouge)
- Un dépassement d'énergie utilisée par le ménage en fonction de l'indication du distributeur (en beige)

L'idée de l'interface est de pouvoir visualiser la consommation d'énergie utilisée en temps réel et de pouvoir la comparer par exemple au programme de prévision auquel le distributeur d'énergie aurait souscrit, de manière à faire correspondre ces deux courbes.

Le deuxième objectif serait de diminuer au maximum le ruban d'énergie consommé en tout temps (suppression des veilles inutiles, consigne diminuée pour le frigo ou autres).



Figure 5 Interface 1, CREM

2.3.6 Page d'accueil : proposition 2

La seconde approche (voir Figure 6) est d'un type plus ludique. Il s'agit d'un compteur, semblable à un compteur de vitesse dans un véhicule, avec une échelle de consommation en arrière-plan et une flèche qui indique leur consommation actuelle (flèche noire). La flèche rouge indique le seuil fixé par le distributeur afin de ne pas dépasser le programme de prévision sous-crit.

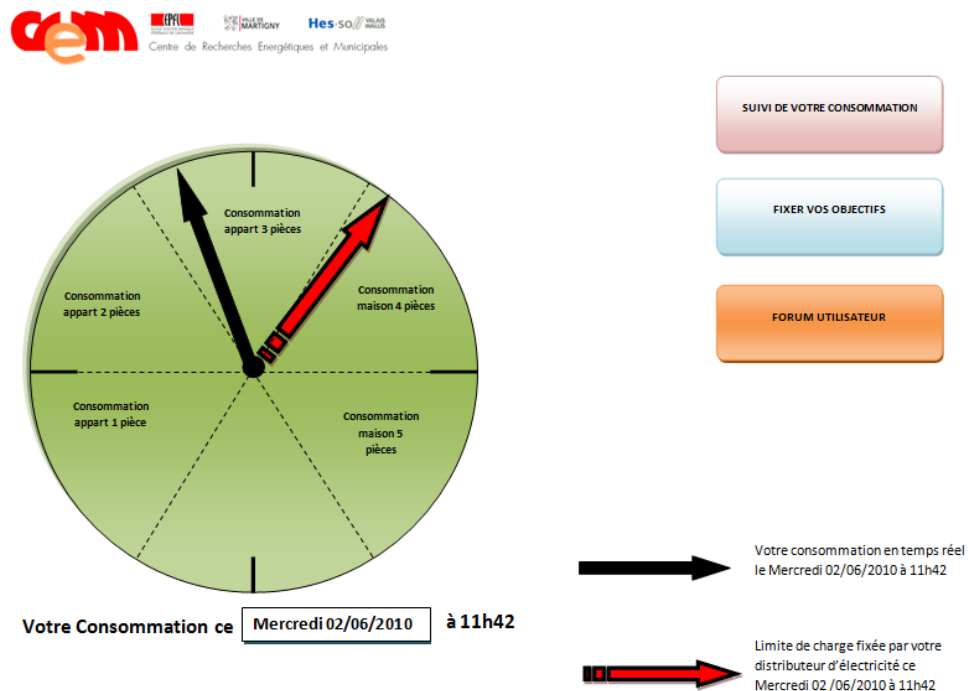


Figure 6 Interface 2, CREM

2.3.7 Analyse mensuelle

Au-delà de la page principale qui donne la mesure instantanée de consommation, différentes pages permettent une analyse plus complète ou des modules de reporting, de comparaison ou de définition d'objectifs à atteindre.

En premier lieu, le graphique de la Figure 7 indique des valeurs de consommation électrique mensuelles pour 2 années différentes. Les barres sont composée de 3 parts, la première repré-

sentant une consommation ruban, la deuxième étant la consommation variable inférieure au seuil de prévision du GRD et la troisième étant la part de consommation qui a dépassé le seuil.

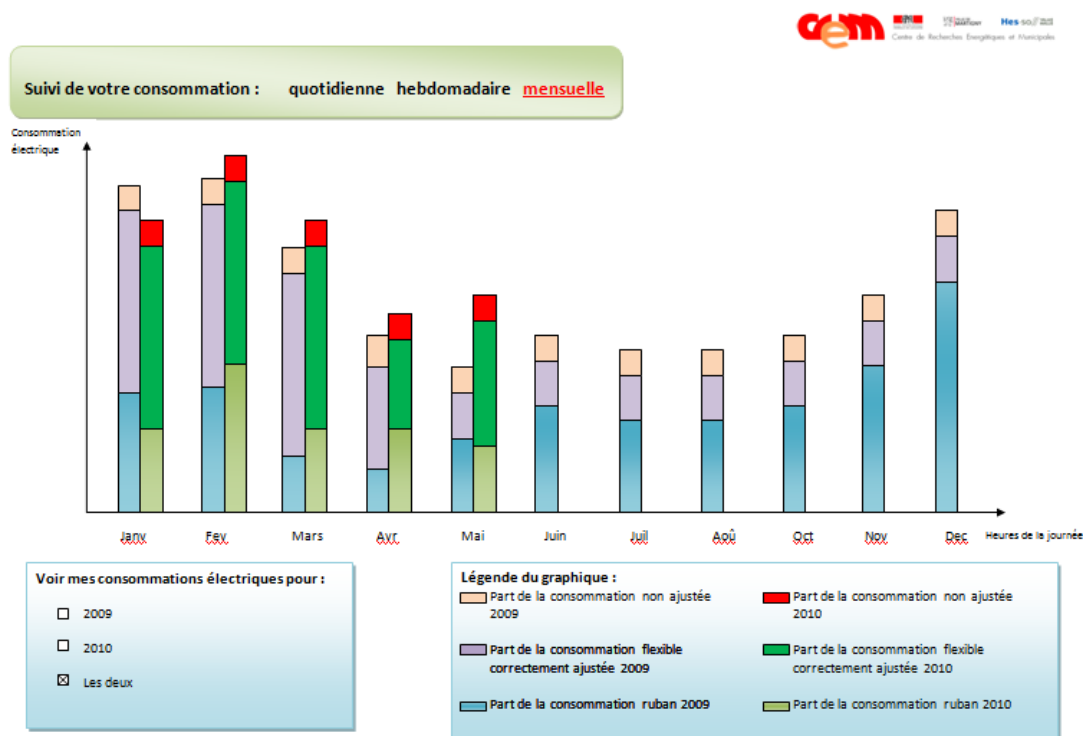


Figure 7 Répartition des consommations, CREM

2.3.8 Fixer des objectifs

Un autre élément concerne les objectifs d'un ménage. En effet, le fait de pouvoir viser une cible permet de gagner en efficacité de la démarche. Pour ce faire, une page permet de déplacer un curseur allant de 0 à 15% d'économie d'énergie sur une période de mesure à déterminer.

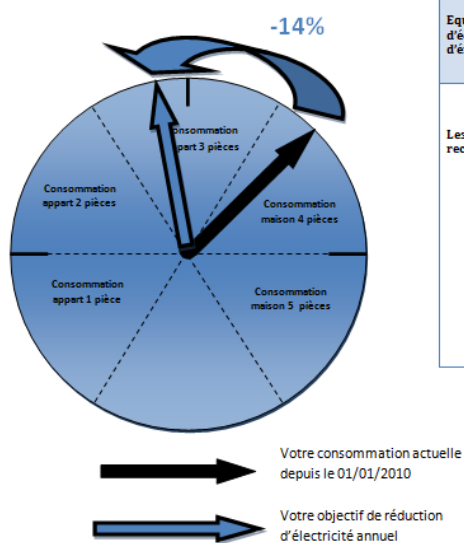
Cette quantité d'énergie à économiser peut être affichée sur les interfaces de la page principale sous forme de courbe dans la première version de la page d'accueil ou sous forme de flèche dans la seconde. Ainsi, le consommateur a une indication de ce qu'il doit viser afin d'atteindre son objectif.

Le deuxième élément, indispensable, de la page « objectifs » (voir projets dans la Figure 8) est une liste de recommandations afin de diminuer sa consommation d'électricité.

Afin de cibler quel potentiel d'économie peut être réalisé, une pyramide des processus ménagers est disponible et donne la valeur de consommation annuelle de chaque appareil (Figure 9).

	OBJECTIFS IMMEUBLE	OBJECTIFS PERSONNELS
Pourcentage de réduction de la consommation énergétique		
Equivalent annuel d'économie d'énergie	Le lac Léman recouvert de panneaux photovoltaïques	1 mois de consommation électrique dans votre foyer
Les recommandations	Bâtiments et collectivités publiques Economiser l'eau chaude Certificats énergétiques Les plaisirs de l'eau pour le corps, l'esprit et l'environnement Aération, réglage de température, température ambiante Chauffage Eclairage extérieur Energies renouvelables Se chauffer avec le soleil Chauffe-eau à pompe à chaleur Courant vert	Electronique et appareils ménagers Eclairage Stand-by Eteindre la lumière Cuisiner Eteindre les plaques Plaques en vitrocéramiques Congélation Réfrigération Le sèche-linge à pompe à chaleur Utiliser des piles rechargeables Laver son linge

FIXER VOS OBJECTIFS 2010



	OBJECTIFS IMMEUBLE (7%)	OBJECTIFS PERSONNELS (14%)
Equivalent annuel d'économie d'énergie	Le lac Léman recouvert de panneaux photovoltaïques	1 mois de consommation électrique dans votre foyer
Les recommandations	Bâtiments et collectivités publiques Economiser l'eau chaude Certificats énergétiques Les plaisirs de l'eau pour le corps, l'esprit et l'environnement Aération, réglage de température, température ambiante Chauffage Eclairage extérieur Energies renouvelables Se chauffer avec le soleil Chauffe-eau à pompe à chaleur Courant vert	Electronique et appareils ménagers Eclairage Stand-by Eteindre la lumière Cuisiner Eteindre les plaques Plaques en vitrocéramiques Congélation Réfrigération Le sèche-linge à pompe à chaleur Utiliser des piles rechargeables Laver son linge

Comment les appareils ménagers consomment-ils au sein d'un foyer ?

Figure 8 Interface « Fixer vos objectifs », CREM



Figure 9 Interface « conseils », CREM

2.3.9 Références et bibliographie

1. « 2004-2009 Results – Integrated Distributed Energy Resources into today's electrical system », eu-deep, FP6 program, www.eudeep.com
2. « Towards Smart Power Networks – Lessons learned from European research FP5 projects », European Commission, EUR 21970, 2005
3. « SmartEnergy », Rapport final, HES-SO Valais, 2010
4. Documents « address FP7 », www.addressfp7.org
5. Documents de projets « Smart Metering pour éco-cités », CREM, 2010, www.crem.ch
 - a. « Cahier_des_Charges_developpement_interface 20101013.docx », \1184 - SM4EC\WP1\Cahier des charges interface
 - b. « Spécifications techniques SM4EC 20100721.doc », \1184 - SM4EC\WP1\Cahier des charges interface
 - c. « Grundlage Content und Design 15_6_2010_v2.pptx », \1184 - SM4EC\WP1\Admin WP1.2
 - d. « 1184 - Présentation_Berne 20100621.ppt », \1184 - SM4EC\WP1\Admin WP1.2
 - e. « rapports projets EU USA 20100528.docx », \1184 - SM4EC\WP1\Expériences européennes
6. « The Effectiveness of Feedback on Energy Consumption : A review for DEFRA of the literature on metering, billing and direct displays », Darby, S. (2006a) Environmental Change Institute, Oxford, UK
7. « Smart metering: what potential for householder engagement ? », Darby, S. (2010), Building Research & Information, 38, 442–457
8. « A review of intervention studies aimed at household energy conservation. », Abrahamse, W., Steg, L., Vlek, C. & Rothengatter, T. (2005), Journal of Environmental Psychology, 25, 273–291
9. « The effect of tailored information, goal setting, and tailored feedback on household energy use, energy-related behaviors, and behavioral antecedents », Abrahamse, W., Steg, L., Vlek, C. & Rothengatter, T. (2007), Journal of Environmental Psychology, 27, 265–276
10. « Advanced Metering Initiatives and Residential Feedback Programs: A Meta-review for Household Electricity-saving Opportunities », Ehrhardt-Martinez, K., Donnelly, K.A. & Laitner, J.A.S. (2010), American Council for an Energy-Efficient Economy, Washington, DC

2.4 Le projet pilote de Martigny

2.4.1 Présentation du projet

Dans le projet pilote mis en place sur le territoire de Martigny, septante ménages ont été équipés de compteurs permettant un accès en tout temps aux données de consommation.

Le projet pilote de Martigny a pour objectif de mettre à disposition des ménages une plateforme internet qui leur permette de visualiser leurs consommations d'électricité et de pouvoir mettre en application quelques recommandations en vue de faire diminuer leurs consommations et donc leurs charges. De fait, le feedback est ici considéré comme un feedback indirect dans le sens où les informations sont visualisées via une plateforme internet à une résolution de quelques minutes mais dont les données sont mises à jour une fois par jour.

Pour ce faire, un groupe de travail a travaillé sur ces thèmes. Il est composé de :

- CREM, Centre de Recherches Energétiques et Municipales, Martigny, coordination de projet
- HES-SO Valais, Institut Informatique de Gestion (IIG), Sierre, systèmes d'information, développement informatique
- IKAÖ, Centre interfacultaire pour l'écologie générale, Berne, concept de communication et étude qualitative de l'impact
- Sinergy, Martigny, mise à disposition de l'infrastructure

En plus de conseils et d'évaluations réalisées durant le projet, une analyse qualitative sera menée en parallèle (quantité et qualité de la consultation du site internet dédié au projet).

Les ménages ont reçu l'assurance que les différentes données seront utilisées uniquement à des fins de recherche et ne seront pas transmises à de tierces personnes. De plus, les résultats de ce projet pilote seront publiés de façon à anonymiser les consommateurs.

La Figure 10 illustre le principe – simple – du système mis en place : les données de consommation sont rapatriées sur un serveur informatique et mises à disposition du consommateur à travers une interface web.

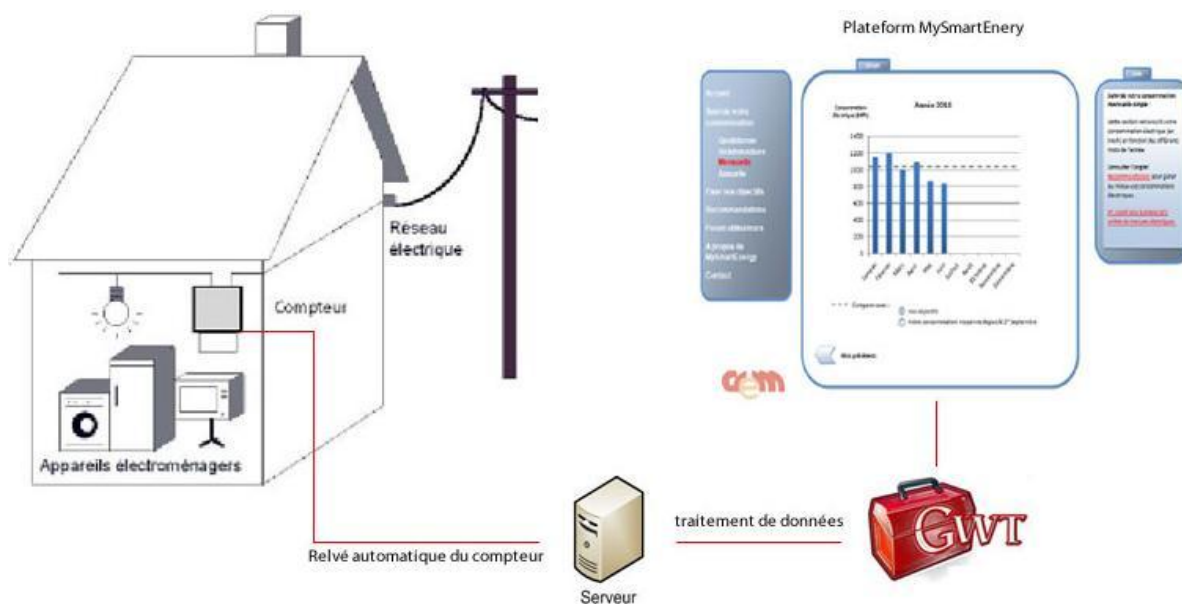


Figure 10 Smart Metering, projet pilote de Martigny

2.4.2 Déroulement du projet

Afin de garantir un déroulement optimal de ce projet, il a fallu identifier toutes les étapes ainsi que les partenaires concernés. Malgré la relative petite dimension de la zone pilote (7 immeubles), une organisation et planification très pointue a dû être réalisée. Les tâches étaient les suivantes :

Tâche	Description	Prestataire
1	Analyse des portails internet existants et des expériences de SmartMetering déjà menées	CREM
2	Définition d'un concept de plateforme	CREM + IKAÖ
3	Définition des spécifications requises pour le déploiement des compteurs	CREM + HES-SO ISI
4	Déploiement des compteurs	Sinergy
5	Définition d'un concept de communication (suivi, analyse qualitative)	IKAÖ
6	Définition d'un cahier des charges et d'un planning pour le développement de la plateforme et de la mise en application du concept de communication	CREM + Sinergy + HES-SO ISI
7	Développement de la plateforme	HES-SO IIG
8	Prise de contact avec la zone pilote	CREM + Sinergy
9	Réception des données	Sinergy + HES-SO IIG
10	Mise à disposition de la plateforme	HES-SO IIG
11	Analyse des données quantitative et qualitative	CREM + IKAÖ
12	Suivi mensuel des clients pilotes	CREM + IKAÖ
13	Rédaction d'un rapport final et retour d'expérience aux clients pilotes	CREM + partenaires

Tableau 2 Etapes du projet pilote Sinergy

Pour des raisons de disponibilité d'équipements, le pilote a été retardé et l'évaluation finale sera faite en septembre 2011 et fera l'objet d'un annexe au présent rapport.

2.4.3 Caractéristiques de la zone pilote

En tous, 140 habitants sont logés dans les 70 appartements concernés de la zone pilote (voir Figure 11 et Figure 12) et sont répartis selon les classes officielles d'âge suivantes :

- 12% d'enfants (0-12 ans)
- 2% d'adolescents (13-17 ans)
- 64% d'adultes (18-64 ans)
- 22% de personnes âgées (65 et plus)

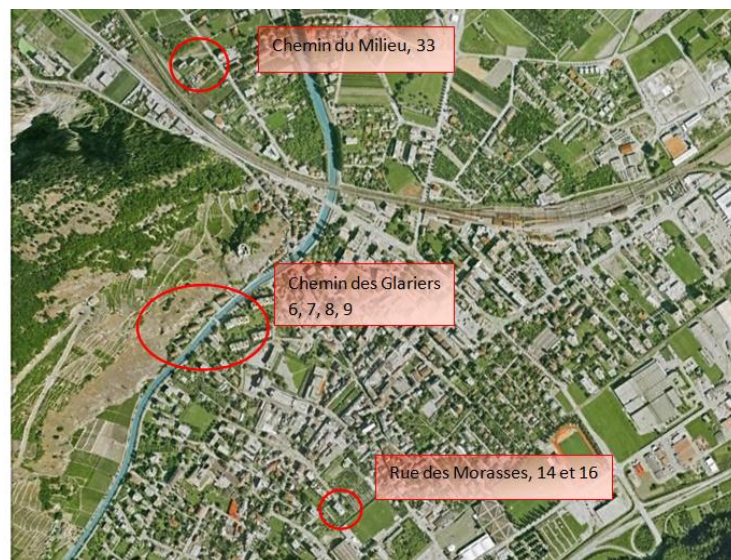


Figure 11 Zone pilote



Figure 12 Bâtiments de la zone pilote

2.4.4 Concept de communication

En plus d'informations relevées sur la consommation d'énergie, un concept de communication a été élaboré par l'IKAÖ. Il s'agit de déterminer comment faire prendre connaissance du projet aux clients pilotes, d'analyser leur comportement vis-à-vis de l'utilisation de la plateforme internet et de qualifier leur acceptabilité du système.

Pour ce faire, différentes spécifications ont été requises :

- Typologie des ménages
 - Nombre de personnes dans le ménage (Sinergy)
 - Age des personnes (Sinergy)
 - Niveau de formation (questionnaire)
 - Revenu financier (questionnaire)
 - Connaissance du sujet (questionnaire)
- Accès à la plateforme
 - Nombre et durée des connexions

- Nombre et durée des pages visitées
- Nombre de clics

Les données ont été remises en partie fournies par Sinergy et, pour l'autre partie fournies directement par les participants dans un questionnaire.

L'IKAO a planifié la communication avec les clients pilotes (voir ci-dessous).

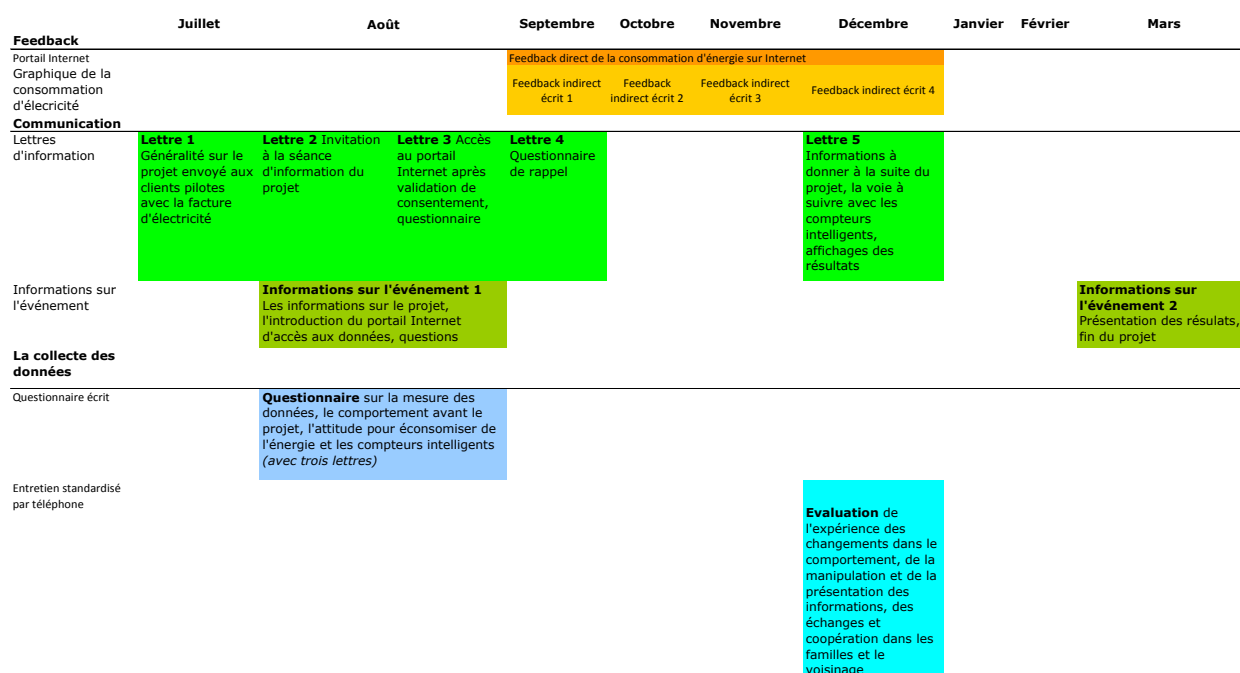


Figure 13 Planning concept de communication

Le concept de communication comporte plusieurs éléments :

- Feedback sur la consommation :
 - Feedback sur la durée du projet au travers de la plateforme internet
 - Feedback mensuel indirect par courrier postal
- Information pour les consommateurs :
 - Lettres d'informations pour expliquer le projet aux clients, transmettre les données de compte personnel, inviter les clients à la séance d'information, présenter les résultats du projet
 - Séances d'information sur le projet au démarrage afin d'expliquer le fonctionnement de la plateforme et au terme du projet pour montrer les résultats et expliquer les suites probables
- Récolte de données qualitatives sur l'utilisation de la plateforme :
 - Questionnaire pour la collecte de données des clients
 - Evaluation des données récoltées, du changement de comportement etc

Les travaux de recherches menés par l'IKAO portent sur les questions qualitatives suivantes :

- La plateforme est-elle souvent consultée ? De quelle manière ?
- Quelle est la fréquence d'utilisation de la plateforme sur la durée du projet ?
- Y'a-t-il un lien entre la fréquence d'utilisation de la plateforme et les économies d'énergie réalisées ?
- Y'a-t-il un lien entre les économies d'énergie, l'installation des compteurs intelligents, la fréquence d'utilisation de la plateforme et les spécificités d'un ménage ?
- Quel type de commentaires sur la consommation d'énergie les ménages ont-ils trouvé utiles et/ou intéressants ?

2.4.5 Développement de la plateforme

Les différentes pages qui devaient être consultables sur la plateforme sont résumées ici :

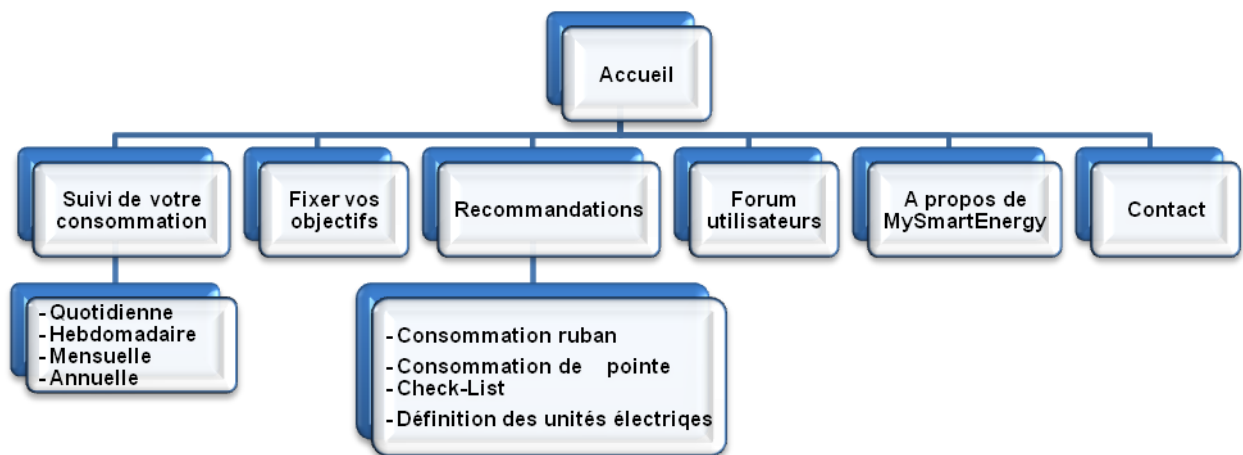


Figure 14 Architecture du site web

Il est utile de mentionner que les recommandations devaient faire l'objet de développements en cours de projet, suite au feedback des utilisateurs. Après réflexion, il est apparu que les ressources disponibles étaient trop limitées pour analyser les données reçues des clients et d'autre part pour modéliser les bons conseils.

Afin de créer les passerelles utiles entre les différentes entités formant le concept de smart metering, il a fallu cerner comment étaient transmises et stockées les données. Ceci est résumé sur le schéma suivant :

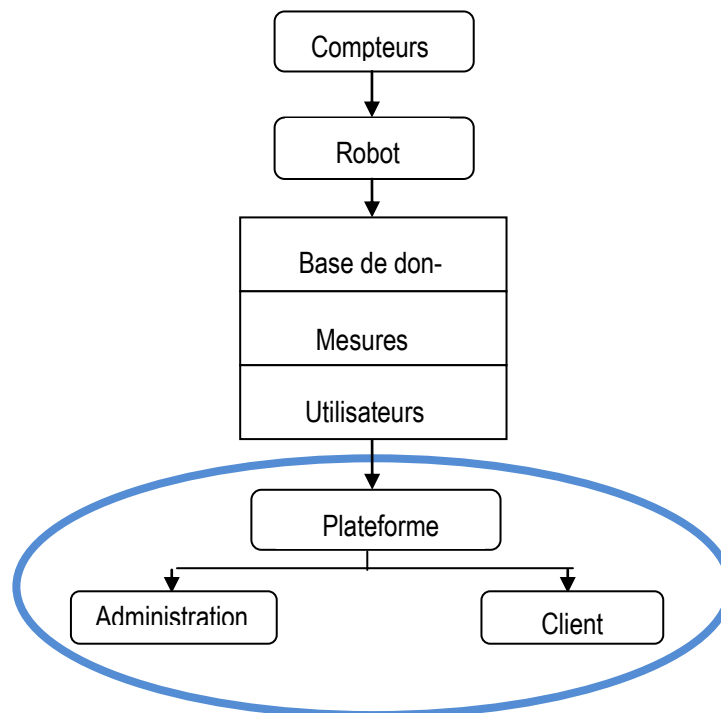


Figure 15 Flux d'information

Les données sont transmises par un compteur propre à chaque ménage pilote. Celles-ci sont récoltées et stockées dans une base de données hébergée par les soins de Sinergy. Un processus automatique vient puiser des informations dans la base de données et les transfère sur une plateforme accessible via le web. Un utilisateur peut, via son compte personnel, consulter ses données. La plateforme web comporte une interface client et une interface d'administration pour créer, modifier et supprimer les comptes.

La plateforme web est décrite plus en détail dans l'annexe A.

2.4.6 Problèmes rencontrés

La planification initiale prévoyait la réalisation de la plateforme, la mesure des clients pilotes et l'analyse des résultats entre mars et septembre 2010. Tout a malheureusement dû être décalé dans le temps pour des raisons techniques.

En effet, les compteurs livrés à Sinergy ne permettaient pas de transmettre les données à la fréquence voulue (fréquence horaire implémentée, fréquence quart horaire désirée) et la résolution voulue (résolution au kilowatt heure implémentée, résolution au watt heure désirée). Ceci ne permettait pas d'analyser l'efficacité du système et l'influence du système sur les consommateurs.

2.5 Méthode d'évaluation de l'impact du smart metering sur les consommateurs

2.5.1 Contexte

Si différents projets pilotes de smart metering ont annoncé des résultats chiffrés très différents en terme de réduction de la consommation d'énergie. La raison d'une telle variabilité est certainement due certes aux approches différentes des projets mais aussi certainement à des méthodes d'évaluation différentes, qui sont souvent décrites avec peu de détails.

Le but de ces travaux est de déterminer en termes de mathématique statistique les conditions à remplir pour être en mesure d'extraire des résultats significatifs des différentes mesures de consommation.

Pour ce faire, un groupe de travail a travaillé sur ces thèmes. Il est composé de :

- CREM, Centre de Recherches Energétiques et Municipales, Martigny, coordination de projet
- HES-SO Valais, Institut Systèmes Industriels (ISI), Sion, analyse mathématique et statistique
- Energie de Sion-Région, expertise

2.5.2 Déroulement

Afin de garantir un déroulement optimal de cette tâche, il a fallu identifier les étapes ainsi que les partenaires concernés. Les étapes sont indiquées dans le Tableau 3 ci-dessous :

Tâche	Description	Prestataire
1	Définition des données importantes pour l'analyse	HES-SO ISI
2	Transfert des données connues de la zone pilote	CREM
3	Spécifications de données connues	Sinergy
4	Définition d'un modèle pour la précision des données	HES-SO ISI
5	Proposition de deux modèles pour l'évaluation	HES-SO ISI
6	Analyse des données et résultats	CREM + HES-SO ISI

Tableau 3 Etapes pour l'évaluation de l'impact du smart metering

Le retard sur la livraison des compteurs avec les caractéristiques attendues a impliqué un report de cette partie des travaux. Ceux-ci seront effectués après la récolte des données à la résolution voulue (voir paragraphe 2.4.6).

2.5.3 Situation idéale vs. situation réelle

Dans le cas de la mise en place d'une zone pilote, de nombreuses informations permettent d'évaluer avec plus ou moins d'influence l'effet du smart metering :

- Nombre de ménages

- Age des ménages qui composent le ménage
- Situation géographique
- Données météorologiques
- Données de mesure historiques des ménages mesurés
- Données de mesure d'un échantillon « baseline » semblable aux ménages mesurés
- Etc.

Dans le cadre du projet de Martigny, les données disponibles sont les suivantes :

- Nombre de ménages
- Age des personnes qui composent le ménage
- Situation géographique
- Données météo (degrés-jours)
- Données de mesures historiques annuelles

2.5.4 Précision des résultats

Plus il y a de mesures, meilleure sera la précision. D'après le modèle statistique de précision, la différence des deux moyennes est significative (avec un risque de 1ère espèce de 5%) si, avec 1000 mesures dans chaque groupe, elle est supérieure à 1/10 du plus grand des deux écarts-types. En quadruplant le nombre de mesures, on double la finesse; en divisant par 4 le nombre de mesures, on est 2 fois plus grossier.

En estimant l'écart-type par des mesures déjà disponibles, on peut donc calculer approximativement la plus petite différence significative avec 1000 mesures par groupe, ou alors choisir la taille des groupes pour que la finesse désirée puisse être atteinte.

- Avec 1000 mesures par groupe : différence significative si $|m1-m2| > 10\%$ du plus grand écart-type
- 4 x plus de mesures = 2 fois plus fin
- 4 x moins de mesures = 2 fois moins fin

Méthodologie 1 : Groupe pilote + groupe témoin observés durant les mêmes deux périodes

- Groupe pilote : sans puis avec Smart Metering
- Groupe témoin : sans puis sans
- Quotient après/avant individuel
- Comparaison des moyennes

Méthodologie 2 : Paires de consommateurs comparables

- Dans groupe pilote : 1 de chaque paire
- Dans groupe témoin : l'autre membre
- Observation durant la même période
- Comparaison des moyennes

Au final, en fonction du nombre de ménages qui vont accepter de transmettre leurs données, l'une ou l'autre (ou un mélange) des méthodologies sera appliquée.

De manière non exhaustive, différentes analyses seront faites :

- Comparaison de l'échantillon des ménages avec des données instantanées globales sur Martigny ou des sous-stations (postes de distribution sans la partie chauffage électrique !)
- Utilisation des données rétroactivement (sur les clients pilotes qui ont donné leur accord)
- Comparaison des pointes
- Comparaison des consommations mensuelles corrigées et historiques
- Analyse sur la totalité des ménages comparée aux ménages pilotes

Un rapport d'évaluation des résultats sera livré au terme de l'analyse des données, probablement à la fin de l'été 2011.

2.6 Références

- [1] « Influencing electricity consumption via consumer feedback: a review of experience », Saving energy – Just do it!, ECEEE 2007 summer study, Dr. Corinna Fischer
- [2] « Smart Metering für die Schweiz – Potentiale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung de Energieeffizienz » (E-concept), OFEN, 2009
- [3] « The Effectiveness of Feedback on Energy Consumption, A Review for DEFRA of the Literature on Metering, Billing and direct Display », Sarah Darby, <http://www.eci.ox.ac.uk/research/energy/downloads/smart-metering-report.pdf>
- [4] « Smart Metering à Lausanne, vision stratégique du projet », Lausanne, 2010

3 Déploiement du smart metering en Suisse : Proposition d'un cadre réglementaire et de modes de financement

3.1 Introduction

3.1.1 Evaluation du contexte actuel pour le déploiement du smart metering

Le cadre législatif actuel n'est pas adapté à la diffusion massive du comptage intelligent. Cette situation freine le déploiement de cette nouvelle technologie et empêche les investissements nécessaires.

Cet état de fait est en contradiction avec la volonté des milieux concernés, qui souhaitent introduire le comptage intelligent afin de promouvoir les économies d'énergie et de rationaliser les processus d'exploitation des gestionnaires du réseau tout en favorisant l'émergence des futurs réseaux intelligents.

Le comptage intelligent qui augmente l'efficacité énergétique, s'inscrit directement dans la politique des 4 piliers, et contribue du même coup à la réalisation des objectifs européens (3^e paquet de libéralisation, buts 20-20-20, société 2'000 W).

3.1.2 Groupe de travail

Un groupe de travail constitué de représentants de SIG et Groupe E et l'école d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg s'est penché sur la problématique. Après une analyse de la situation, ce groupe de travail propose la mise en œuvre de sept points principaux afin de promouvoir la diffusion du comptage intelligent en Suisse :

- Garantir la pérennité économique du smart metering
- Assigner le rôle d'exploitant de la place de mesure au GRD
- Adapter les mesures de protection des données et de respect de la sphère privée
- Assurer l'interopérabilité entre les différents systèmes de comptage
- Adapter les normes métrologiques
- Étendre les informations de marquage de l'électricité
- Minimiser les charges administratives

3.2 Garantir la pérennité économique du smart metering

Les principes juridiques exigent l'imputation des coûts au plus juste selon le principe de l'origine des coûts. La loi a été formulée comme suit :

734.7 Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)

Art. 15 Coûts de réseau imputables

¹ Les coûts de réseau imputables englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace.

L'annexe B « Réponse du réseau intelligent aux critères d'efficacité de l'art. 15 LApEI » explique en quoi le smart metering et le réseau intelligent répondent aux trois critères « sûr, performant et efficace ».

L'ouverture du marché nécessite la séparation comptable et l'interdiction de subventionnements croisés entre le réseau et l'énergie. Ces exigences sont toutefois incompatibles avec la pluridisciplinarité du comptage intelligent. De plus, l'interdiction du subventionnement croisé met en question la possibilité d'augmenter le timbre pour réduire les coûts de l'énergie.

On ne peut pas a priori exclure que l'installation des compteurs soit plus chère que les économies réalisées dans les frais de fonctionnement du réseau et dans la facturation de son utilisation. Quant à ce sujet, plusieurs études non publiées ont été réalisées par des GRD suisses, parfois avec des résultats opposés. L'une d'entre elles conclut que le comptage intelligent se paie par la réduction des frais d'exploitation sur le réseau, une autre conclut que les frais d'exploitation d'un réseau avec comptage intelligent sont égaux aux frais d'exploitation d'un réseau avec comptage conventionnel, et qu'il faut financer l'investissement dans les compteurs en sus.

Néanmoins, l'économie des coûts de l'énergie attendue grâce à la sensibilisation du client permet de réduire la facture d'électricité globale. La rentabilité de l'investissement dans le réseau dépend donc des économies sur l'énergie, ce qui va au contraire de l'interdiction des subventionnements croisés.

Dans le cadre du projet « Geschäftsmodell für Smart Grids », soutenu par swisselectricresearch, CKW, EKZ et Romande Energie, cette question sera analysée en détail. En plus, une quantification des coûts et économies du comptage intelligent sera tentée. Les résultats disponibles actuellement sont :

- 2.92 à 4.65% d'économie d'énergie permettent de financer la hausse du timbre selon une étude d'impact britannique [1] ;
- 4.5% d'économie d'énergie permettent de couvrir les coûts d'un scénario d'introduction de comptage intelligent fictif (premières estimations « Geschäftsmodell für Smart Grids ») ;
- En Espagne, une solution *low cost* est en train d'être implémentée. Selon Endesa, elle ne fait pas augmenter le timbre. Ce cas de figure n'est pas reproductible en Suisse. Les causes sont : coût plus élevé des mains-d'œuvre suisses, moins de rabais de quantité sur les compteurs.

Il n'y a pas que la clientèle qui connaîtra des gagnants et des perdants ; le comptage intelligent touche un grand nombre d'acteurs du marché. A l'exception de l'exploitant de la place de mesure, chacun a la possibilité de décider de quelle façon il profitera du comptage intelligent et de renoncer aux projets non rentables. Ainsi, le GRD qui porte actuellement le rôle de l'exploitant de la place de mesure en assumera les frais. Aura-t-il le droit à une contribution de la part des autres acteurs gagnants ? Probablement pas, parce que ceci revient à un subventionnement croisé entre le marché ouvert et les acteurs du monopole régulé.

Une péréquation financière entre les acteurs du marché semble trop compliquée et non réalisable. Si chaque acteur du marché reporte ses baisses de coûts au client final, on peut éviter une augmentation de la facture globale. Mais, puisque les acteurs du marché ouvert ne sont pas assujettis à une régulation, il n'est pas possible de leur imposer la répercussion des baisses de coûts par un autre moyen que la concurrence. Le risque principal consiste donc en la formation d'un cartel qui empêche le client final de profiter des baisses des coûts (cas similaire qu'on a observé dans la téléphonie mobile ou l'accès internet en Suisse).

3.2.1 Suggestion

En finalité, le consommateur prendra en charge tous les coûts de manière directe ou indirecte. Il est donc souhaitable et plus simple de financer le comptage intelligent au travers du timbre uniquement.

L'efficacité économique est uniquement garantie en confondant énergie et timbre. Il serait donc souhaitable de fixer des critères d'efficacité selon l'article 15 LApEI dans ce sens. Dans tous les cas, il est important de préciser aux GRD quels investissements sur le smart metering seront considérés – à long terme – comme actifs régulés (i. e. pour lesquels l'intérêt et l'amortissement peuvent être facturés aux clients finals).

Ceci nous écarte d'une solution au « plus juste » en nous rapprochant d'une solution « plus simple ».

3.2.2 Impact de la transition vers le comptage intelligent

D'une part, on aimerait éviter le remplacement des compteurs non amortis, d'autre part, on aimerait accélérer le déploiement du comptage intelligent. L'AES chiffre la durée de vie d'un

compteur électromécanique de 20 à 25 ans, celle d'un compteur électronique de 15 à 20 ans. Il serait souhaitable de refléter une décision politique concernant le financement du changement des compteurs non amortis dans une directive de l'EiCom (adaptation de la directive européenne 2009/72/CE annexe I alinéa 2 aux besoins suisses).

Le montant global à désinvestir en Suisse est estimé entre 100 et 300 MCHF pour remplacer 4 millions de compteurs jusqu'en 2020.

3.2.3 Conclusion

Il semble qu'une hausse du timbre due à l'introduction du comptage intelligent est inévitable. Il faut éviter qu'elle soit abusive. Ceci se fait actuellement par l'exigence de l'efficacité dans la LApEI.

Le GRD doit établir un plan d'affaires pour démontrer l'efficacité financière de sa façon d'introduire le comptage intelligent envers l'EiCom.

Le terme « efficace » laisse le choix au GRD d'augmenter les prix en augmentant la fonctionnalité ou le niveau de prestation. Reste donc à définir quels niveaux feront partie de l'approvisionnement de base. Ceci doit se faire selon les buts politiques (économies d'énergie).

La promotion du comptage intelligent peut se faire au niveau légal (obligation) ou réglementaire (incitation). L'incitation pourrait se faire par exemple en accordant un bonus sur le taux d'intérêt qui détermine le « bénéfice d'exploitation approprié » selon l'art. 15 LApEI. Nous avons fait une proposition allant dans ce sens qui est reproduite dans l'annexe C « Antwort auf die Anhörung betreffend Verordnung des UVEK über die risikogerechte Entschädigung für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte »).

3.3 Assigner le rôle d'exploitant de la place de mesure au GRD

3.3.1 Situation et analyse

La responsabilité de l'exploitation de la place de mesure incombe actuellement au GRD. En Europe, d'autres modèles sont apparus avec notamment l'exploitation des places de mesures par des sociétés indépendantes du GRD et par l'introduction de compteurs intelligents commandés par les clients auprès des fournisseurs d'énergie.

Une motivation de procéder ainsi est de sortir le plus d'activités possible du monopole. Mais cela fait-il du sens en vue de l'introduction du comptage intelligent ?

Une analyse SWOT de trois scénarios envisageables donne les résultats suivants :

GRD responsable du comptage	
Forces	Faiblesses
• Pas de changement de propriétaire de compteurs • Synergie optimale entre réseau et comptage • PLC disponible comme voie de communication	• Inertie des GRD potentiellement plus grande que celle de certains autres acteurs du marché
Opportunités	Menaces
• Réduction du budget global pour la publicité et le démarchage	• Incompatibilités entre certains autres acteurs du marché • Un fournisseur pourrait voir ses produits "smart" exclus de certains réseaux faute de compatibilité et fonctionnalité offerte par le GRD

Fournisseur responsable du comptage	
Forces	Faiblesses
- Le produit de comptage est adapté de façon optimale au produit énergie - La mise sur le marché d'un produit énergie "smart" pourrait accélérer l'introduction du comptage intelligent	- Le produit de comptage doit être adapté à certains besoins de chaque réseau desservi par le fournisseur - PLC pas disponible comme voie de communication
Opportunités	Menaces
L'avant-garde du fournisseur dans le domaine "smart" peut inciter le client à changer de fournisseur. Ceci augmente la liquidité du marché	- Incompatibilités entre certains autres acteurs du marché - La coexistence de plusieurs produits de comptage sur le même réseau peut poser des problèmes de communication

Responsable du comptage indépendant	
Forces	Faiblesses
- Comptage indépendant (les index relevés ont aucune incidence sur le chiffre d'affaires) - Un prestataire spécialisé "smart" pourrait accélérer l'introduction du comptage intelligent - La "smartness" pourrait être introduite indépendamment des intérêts du GRD et des fournisseurs - Rôle neutre dans la gestion de la charge	- Le produit de comptage doit être adapté à certains besoins du GRD et du fournisseur - Perte maximale des synergies - Acteur supplémentaire dans un système déjà assez complexe - PLC pas disponible comme voie de communication
Opportunités	Menaces
Le comptage soumis à la concurrence promet une baisse de prix	- Incompatibilités entre certains autres acteurs du marché - Une concurrence inefficace et les coûts publicitaires et de démarchage pourraient faire augmenter les prix du comptage - La coexistence de plusieurs produits de comptage sur le même réseau peut poser des problèmes de communication

3.3.2 Conclusion

Après analyse des différents modèles, il semble optimal de confier l'exploitation des places de mesure et le déploiement des nouvelles infrastructures de comptage intelligent au GRD. En effet, seul ce dernier peut exploiter l'ensemble des places de mesures de manière rationnelle, en faisant bénéficier aux clients les économies d'échelles et les gains de productivité.

3.4 Protection des données et respect de la sphère privée

3.4.1 Situation et analyse

Selon la résolution temporelle des données de consommation, il est possible d'interpréter en partie le comportement (profil) des clients. Selon certains incidents sur la courbe de charge, on

peut savoir à quelle heure une personne dans le ménage est active. Selon les signatures énergétiques des appareils, on peut même en déduire l'activité. Un risque d'abus de ces données par des tiers est la détection d'absences à long terme pour cibler les cambriolages.

L'exploitant de la place de mesure est obligé d'obtenir le consentement éclairé du client pour le relevé de la courbe de charge détaillée. Sans consentement, l'exploitant ne peut réaliser qu'un relevé périodique de l'index mensuel (une seule valeur HP/HC par mois, sans relever la courbe de charge détaillée). Les acteurs du marché ont donc des différentes résolutions de données à traiter et n'ont pas un retour sur investissement optimal pour les réseaux intelligents. L'atteinte de certains buts politiques est également entravée chez les clients réticents à la divulgation de leurs données.

3.4.2 Suggestion

Si l'on prévoit le relevé de la courbe de charge dans une loi ou ordonnance qui fixe le but de la collecte de ces données, le consentement n'est plus nécessaire (LPD Art. 4 Al. 3). Pour assurer l'égalité de traitement des GRD entre les cantons, il serait souhaitable que ce cas soit traité au niveau fédéral. Le préposé de la protection des données du canton de Zurich a publié le cas exemplaire d'EKZ dans son rapport d'activité [2].

3.4.3 Remarques complémentaires

Déjà actuellement, les données de consommation sont utilisées pour les investigations criminelles. Une fois la résolution du relevé augmentée, cette pratique va se généraliser. A l'instar de la Loi fédérale du 6 octobre 2000 sur la surveillance de la correspondance par poste et télécommunication (LSCPT) et l'ordonnance qui va avec, il serait souhaitable de fixer un catalogue de délits permettant aux investigateurs l'accès aux données pour enquêter contre les crimes graves, tout en protégeant les autres consommateurs contre les abus. Le contrôle du suivi des procédures peut rester entre les mains du GRD, tant qu'il a un monopole sur les places de mesure. A priori, il ne semble pas nécessaire d'impliquer le Service des tâches spéciales au comptage intelligent.

La crainte que les cambrioleurs exploitent les données de consommation pour identifier des appartements vides pourrait faire apparaître des simulateurs de charge sur le marché, causant un gaspillage d'énergie non négligeable.

3.5 Assurer l'interopérabilité

3.5.1 Situation et analyse

L'offre actuelle des fournisseurs d'équipements de mesure et de communication ne permet pas d'assurer l'interopérabilité des compteurs et des logiciels dédiés au comptage intelligent, même si ceux-ci sont conformes à certaines normes. Le cadre réglementaire ne leur impose pas de contraintes.

Certaines fonctionnalités des compteurs intelligents doivent être à disposition du GRD et du fournisseur.

Prenons le cas de figure fictif suivant : un fournisseur offre un rabais spécial à sa clientèle pour un produit « smart » avec utilisation intensive de la gestion de la charge. Le but de ce fournisseur est d'offrir son produit dans toute la Suisse. Les 738 GRD suisses adopteront 50 solutions différentes de comptage intelligent. Certaines de ces solutions (prenons 10 prestations AMR) ne prévoient pas la télécommande des appareils interruptibles. Notre fournisseur pose donc plainte contre les 10 prestataires AMR non compatibles pour entrave à la concurrence et obtient gain de cause. Les 10 prestataires AMR doivent donc mettre à niveau leurs systèmes. Les GRD doivent échanger les compteurs des clients qui désirent obtenir le produit « smart » de notre fournisseur pour leur offrir un système AMI. Les surcoûts de quelques millions de francs incombent-ils à la clientèle de notre fournisseur « smart » ? Selon le principe de l'origine des coûts oui, mais dans ce cas, l'accès à ce produit devient tellement cher que personne ne l'achètera. L'entrave à la concurrence se déplace donc du niveau technique au niveau financier. D'autre

part il semble injuste d'imputer les coûts à l'utilisation du réseau en approvisionnement de base. Mais le GRD fera payer tôt ou tard sa clientèle de façon directe ou indirecte.

Pour éviter ce dilemme, il vaut mieux prévoir des **fonctionnalités qui font partie de l'approvisionnement de base**. Ainsi, il est clair comment imputer leurs coûts au timbre.

On pourrait imaginer une liste de fonctions interoperables telle que :

- **Télérelevé**
 - Index
 - Courbe de charge
- **Télécommande**
 - 2 Relais
 - Raccordement principal
 - Raccordement interruptible
 - Charges (thermiques) interruptibles
 - Production propre
- **Limitation**
 - Energie (payée d'avance)
 - Puissance (fusible virtuel) par exemple pour puissance contractuelle
- **Télémaintenance**
 - Mise à jour du logiciel embarqué
 - Téléparamétrage
 - Horaire pour les tarifs
 - Cadrons (pour nouveaux auto-producteurs)
 - Tarifs, abonnements et contrats pour réseau et énergie
 - Difficile de satisfaire les exigences métrologiques
- **Alarmes**
 - Deux variantes
 - Journalisées localement (pull)
 - Envoyées directement au GRD (push)
 - Fonctionnalités
 - Détection de fraude (ouverture du boîtier)
 - Présence des phases (gestion des coupures, OMS)
 - Sur- et sous-tensions, harmoniques ...
pour la gestion de la qualité (PQM, mesure selon EN 61000-4)
- **HAN gateway**
 - In-home display
 - Smart Home
- **Fonctionnalités multi-fluides**
 - Interface pour MUC ou autres compteurs (gaz, eau, chaleur)

3.5.2 Conclusion

Il paraît judicieux de définir un nombre restreint de fonctions permettant à tous les acteurs du marché d'effectuer les opérations nécessaires sur les compteurs et d'en recevoir les données nécessaires via l'exploitant. Pour sécuriser leur financement, il est souhaitable de les intégrer dans l'approvisionnement de base.

Ce jeu de fonctionnalités s'inscrit dans le périmètre des « fonctionnalités de base » décrites dans la Figure 19 (modèle d'un système de smart metering).

3.6 Adapter les exigences métrologiques

3.6.1 Situation

L'ordonnance du DFJP du 19 mars 2006 sur les instruments de mesure de l'énergie et de la puissance électriques (SR 941.251) a été mise en vigueur relativement peu (comparé à la durée de vie) après l'apparition des compteurs électroniques. Il est donc compréhensible que les compteurs électromécaniques soient avantagés par rapport aux périodes de réétalonnage.

941.251 Ordonnance du DFJP sur les instruments de mesure de l'énergie et de la puissance électriques

Art. 6 Procédures de maintien de la stabilité de mesure

¹ Les compteurs d'énergie active doivent subir une vérification ultérieure selon l'annexe 7, ch. 1, de l'ordonnance sur les instruments de mesure, effectuée tous les dix ans par un laboratoire de vérification habilité. Pour les compteurs à dispositif mesureur électromécanique, le délai de vérification ultérieure s'étend à 15 ans.

Pour réduire les coûts de l'étalonnage, il est encore plus intéressant de procéder aux procédures statistiques, ce qui permet de mettre en service des compteurs d'une série connue comme « bonne » sans devoir étalonner tous les compteurs individuellement.

L'ordonnance du DFJP du 19 mars 2006 sur les instruments de mesure de l'énergie et de la puissance électriques (SR 941.251) Annexe 4, article 6, alinéa 2) règle le procédé de contrôle statistique pour compteurs d'énergie active à branchement direct :

941.251 Ordonnance du DFJP sur les instruments de mesure de l'énergie et de la puissance électriques

Annexe 4 (art. 6 al. 2)

Procédé de contrôle statistique pour compteurs d'énergie active à branchement direct

2 Compteurs admis

Sont admis au contrôle statistique tous les compteurs d'énergie active à branchement direct de la classe A et de la classe 2 qui sont équipés soit d'une minuterie simple ou double, soit d'un module électronique de tarification multiple, ou encore d'une combinaison des ces unités d'affichage.

Il faut clarifier si le procédé est applicable aux compteurs intelligents qui mesurent en plus de la puissance active d'autres paramètres. Un compteur mesurant en plus de l'énergie active l'énergie réactive est-il admissible si l'énergie réactive n'est pas facturée ?

3.6.2 Suggestion

Pour favoriser l'introduction des compteurs intelligents, la durée de validité de l'étalonnage des compteurs électroniques devrait être aussi longue que celle des compteurs électromécaniques. Les procédés de contrôle statistique devraient explicitement être étendus aux compteurs intelligents.

En plus d'un certain niveau de qualité du comptage assuré par l'étalonnage, le client doit avoir la possibilité de vérifier sa facture à partir de sa courbe de charge et de la courbe de prix. Selon la résolution de ces courbes, ceci nécessite

- des moyens informatiques (tableur) indépendants du compteur, car on ne peut plus travailler avec des index ;
- une interface ou une connexion internet pour télécharger la courbe de charge du compteur ;
- un endroit indépendant du GRD et du fournisseur (par exemple le site web de l'EiCom) duquel on peut télécharger les courbes de prix (timbre et énergie).

Ces moyens ne sont pas à disposition de tous les citoyens suisses.

On ne peut pas attendre des fabricants des compteurs que les courbes de prix (timbre et énergie) soient stockées et verrouillées dans les compteurs (selon un procédé homologué par METAS) et que les compteurs soient capables d'en calculer les prix à partir de la courbe de charge. Les prix doivent être annoncés et verrouillés en avance. Les modalités de paramétrage du verrouillage ne sont pas évidentes à établir.

Il faudrait éviter que l'exigence de la reconstitution de la facture par le client empêche l'introduction de structures tarifaires innovantes (incitatives ou dynamiques). Ce dilemme n'est pas facile à résoudre actuellement.

En outre, les normes métrologiques ne devraient pas empêcher la mise à jour à distance du logiciel embarqué.

3.7 Etendre les informations de marquage de l'électricité

3.7.1 Situation et analyse

La législation actuelle impose aux fournisseurs d'énergie d'annoncer la provenance de l'électricité à l'aide du marquage de l'énergie (origine de l'énergie primaire) en mentionnant la moyenne annuelle du mix énergétique. La directive EU 2003/54/EC exige de compléter le marquage avec la charge de CO2 et le rejet de déchets nucléaires par kilowattheure. Pour augmenter l'effet de la sensibilisation de la clientèle, il serait souhaitable de se mettre en conformité avec ladite directive, voire de calculer l'empreinte CO2 exacte de chaque client final à partir de sa courbe de charge et de la comptabilité énergétique de son fournisseur. Car pour le moment, la notion de temps réel est tout à fait étrangère au marquage de l'énergie : il est par exemple possible de consommer du courant marqué comme photovoltaïque en pleine nuit !

Les exigences mentionnées ci-dessus sont nettement en deçà des capacités des compteurs intelligents, qui permettraient, pour autant que les autres composantes du marché y aient été rendues compatibles, de déterminer en temps réel l'origine du courant, son empreinte CO2 et les rejets de déchets nucléaires correspondants.

Pour que le client final puisse vraiment choisir son mix, il serait souhaitable qu'il le connaisse en temps réel. Le fournisseur pourrait comptabiliser le mix en temps réel avec un retard d'une demi-heure. A partir de là, une prévision à court terme est diffusée aux compteurs de la clientèle. Ceci permettra aux consommateurs de choisir leur mix physiquement, par exemple pour charger une voiture électrique (voir projet présenté dans l'annexe G]). Les fournisseurs auront un argument de vente supplémentaire pour l'énergie renouvelable et une plateforme de vente conviviale sur le *in-home display*.

3.7.2 Suggestion

Il est souhaitable que le législateur envisage la mise en place d'un mix énergétique en temps réel ; cela améliorerait très nettement la réactivité des clients quant à la « qualité » de leur consommation d'énergie. Cette possibilité des compteurs intelligents n'est toutefois possible à implémenter qu'à partir du moment où les autres parties prenantes du marché de l'électricité (producteurs, fournisseurs, plateformes d'échange, etc.) en auront les capacités techniques.

3.8 Minimiser les charges administratives

La dernière recommandation n'est pas directement spécifique au cas des compteurs intelligents. C'est une recommandation très générale, qui ne porte pas sur un point particulier mais sur un cadre de travail entre acteurs favorisant l'innovation et la mise en place de solutions technologiques inventives.

La libéralisation du marché a causé des coûts supplémentaires considérables dans l'administration et la comptabilité. Une partie peut être réduite par les réseaux intelligents, mais on court le risque d'engendrer des charges administratives supplémentaires. Par exemple, les GRD seront soumis à l'obligation de s'annoncer comme fournisseur de services de télécommunication auprès de l'OFCOM. Le comptage intelligent étant pluridisciplinaire, il serait souhaitable d'introduire une réglementation simplifiée dans tous les domaines administratifs, comparable au « one stop shop » qu'on est en train d'établir pour les démarches pour la construction des éoliennes.

L'exemple ci-présent ne concerne qu'une action unique. Les tâches répétitives comme le traitement des autoproducteurs pèsent bien plus lourd dans les charges.

3.9 Conclusion

Ces sept recommandations sont à interpréter comme étant des facilitateurs pour l'atteinte d'objectifs très généraux (réduire la consommation, favoriser les nouvelles énergies renouvelables, etc.) au moyen du smart metering. Dans tous les cas, le comptage intelligent n'est qu'un maillon —nécessaire— des réseaux intelligents, qui ne sont eux-mêmes qu'une brique dans la construction d'une nouvelle économie de l'électricité en Europe. Nos sept recommandations sont donc plus des catalyseurs que des recettes miracles.

3.10 Références

- [1] Impact Assessment of Smart Metering Roll Out for Domestic Consumers and for Small Businesses
<http://www.decc.gov.uk/assets/decc/what%20we%20do/supporting%20consumers/smart%20energy%20meters/file45794.pdf>
- [2] [http://www.datenschutz.ch/fileadmin/user_upload/datenschutz/05 Taetigkeitsberichte/TB_2009.pdf](http://www.datenschutz.ch/fileadmin/user_upload/datenschutz/05_Taetigkeitsberichte/TB_2009.pdf)

4 Smart metering et nouveaux modèles économiques pour les marchés de l'énergie

La résolution actuelle de relevé la plus élevée pour les consommateurs privés et les petites entreprises est deux relevés par an pour deux index (heures creuses et heures pleines). Cette granularité est une limite extrêmement forte à la mise en place de nouveaux modèles économiques. Plusieurs innovations pourraient pourtant voir le jour une fois le smart metering implémenté à grande échelle.

Un groupe de travail constitué de représentants de SIG et Groupe E et l'école d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg s'est penché sur la problématique.

4.1 Création d'un lien plus étroite entre l'énergie produite et l'énergie vendue selon le mix

4.1.1 Situation actuelle

Dans le réseau, un équilibre entre production et de consommation (+pertes) d'énergie active et réactive doit être maintenu en tout temps. La gestion des groupes-bilan se fait avec une résolution d'un quart d'heure. En principe, l'achat de l'énergie active se fait selon des critères d'optimisation financiers. Ceci impose un ordre de mérite qui en règle générale se présente comme suit :

Production propre	Temps réel
Contrats à long terme	Une ou plusieurs années en avance
Achats à court terme	Journée précédente
Spot	Heure précédente
Energie d'ajustement	Solde après coup

L'origine de l'énergie primaire (mix) est directement influencée par la production propre (en temps réel) et par l'achat des certificats (intégral annuel). Sauf pour la production propre, la livraison physique du kilowattheure est complètement découplée de l'achat selon l'origine. De ce fait, le marché (donc le consommateur) n'a aucune influence directe sur la composition instantanée de l'énergie.

Ainsi, le mix énergétique est majoritairement défini par la politique et non par le marché.

4.1.2 Déterminer le mix en temps réel

Le profil de production de chaque centrale d'une puissance apparente de plus de 30 kVA est connu avec une résolution d'un quart d'heure, les centrales qui contribuent au réglage secondaire avec une résolution plus élevée. Les groupes bilan font leur décompte au quart d'heure.

De ce fait, on a tendance à choisir la fréquence de relevé des compteurs intelligents au quart d'heure sans procéder à une optimisation de la résolution.

En établissant la comptabilité électrique au rythme d'un quart d'heure et en relevant la consommation au quart d'heure, on peut donc attribuer à chaque consommateur son mix énergétique. Ceci permet de calculer pour chaque client

- Le mix individuel
- L'empreinte CO₂
- La quantité de déchets radioactifs liée à la consommation

soit de façon « instantanée » (un délai d'au moins une demi-heure s'impose, voir Figure 16) soit intégré sur une période au choix.

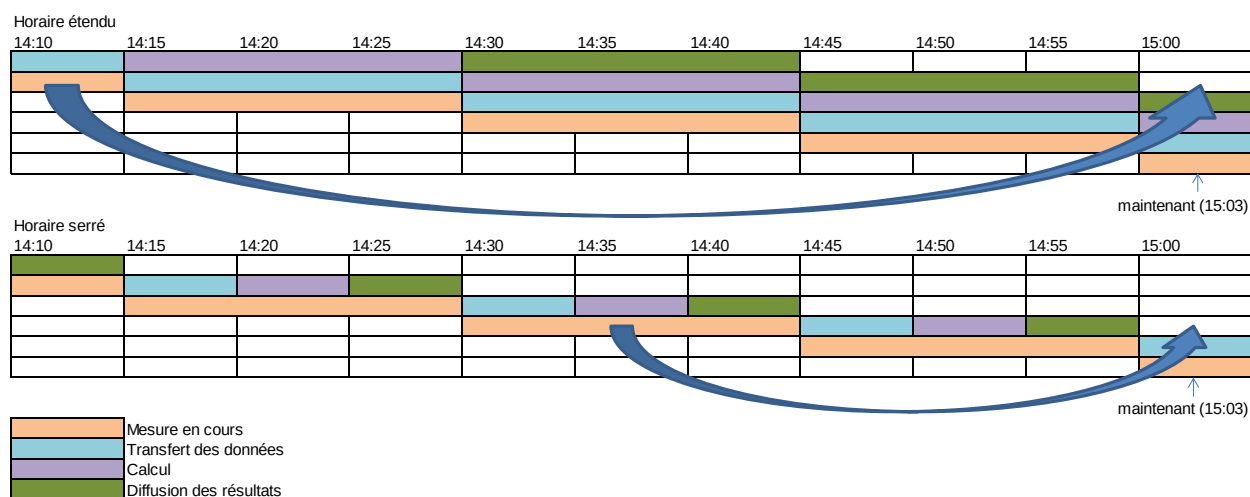


Figure 16 Délai entre la récolte des données et la diffusion des résultats

Pour afficher le mix en pseudo temps réel, il serait souhaitable d'en faire une prévision à très court terme ($\frac{1}{2}$ à 1 h) basée sur les dernières valeurs connues et anticipant les délais de diffusion des résultats.

Le mix en temps réel permet de commercialiser de l'énergie renouvelable avec un lien plus étroit avec la production physique. En plus la sensibilisation des clients finaux sur la problématique de la production est accrue.

4.1.3 Négoce d'énergie physique selon le mode de production au lieu des certificats

Actuellement, le marché spot et ses produits dérivés à moyen et long terme ne spécifient pas le mode de production. En introduisant un index pour chacun, on pourrait choisir son mix sur le marché, et la partie d'origine inconnue disparaît. Il fallait donc introduire

- un spot nucléaire ;
- un spot pour centrales à gaz ;
- un spot pour centrales à charbon ;
- autres énergies non renouvelables ;
- et éventuellement énergies renouvelables avec coût du combustible (par exemple biomasse de déchèterie).

Ces marchés se basent sur les coûts marginaux (principalement liés aux combustibles et le cas échéant aux rejets de CO_2).

Pour les centrales hydrauliques à accumulation, le prix s'oriente aux coûts d'opportunité.

Pour les énergies renouvelables, le coût marginal est généralement quasi nul (absence de combustible, exception : concessions hydrauliques). Ce marché doit donc forcément s'orienter vers des prix moyens et non vers des prix marginaux. Pour financer l'énergie renouvelable injectée au réseau et non vendue sur le marché, il faut activer un mécanisme similaire à la rétribution au prix coûtant.

4.1.4 Donner le pouvoir au marché

La combinaison des deux mesures précitées permet aux clients finaux de constituer leur mix de façon la plus proche à la production physique. On peut donc donner le pouvoir d'influencer le mix au marché.

Les désavantages de ce procédé sont :

- la volatilité de l'opinion publique est largement plus élevée que l'inertie de la construction des centrales ;
- il n'est pas certain que ce marché sera vraiment favorable aux énergies renouvelables ;
- la gestion des groupes bilan devient plus complexe ;

- on risque un écart des prix plus élevés entre non renouvelables et renouvelables. Si les prix non renouvelables tombent en-dessous d'un certain seuil, des industries énergivores comme les fonderies d'aluminium pourraient à nouveau s'installer en Suisse ;
- les clients devraient payer un prix en temps réel (real time price) imprévisible

4.1.5 Plateforme de vente d'énergie renouvelable

Le *in-house display* ou le portail internet offrent au client final une plateforme d'achat d'énergie renouvelable plus conviviale que les formulaires de souscription aux certificats actuels.

L'application peut calculer l'augmentation de la facture en cas d'achat d'énergie renouvelable et demander confirmation à l'utilisateur.

4.2 Quelques modèles de tarification dynamique

La tarification dynamique permet aux GRD et fournisseurs d'énergie d'inciter les clients à consommer à des moments favorables (éviter les congestions du réseau et les prix élevés sur le marché). Elle nous permet également d'éviter jusqu'à une certaine mesure d'éviter les stockages qui nous font gagner de la puissance, mais perdre de l'énergie.

La Suisse ne connaît aucune tarification réellement dynamique à grande échelle. Pourtant, quelques solutions ont été implémentées dans des pays voisins. Ces solutions sont toutes liées à une certaine forme de smart metering. Nous donnons ici quelques exemples de développement de tarification dynamique, certains étant embryonnaires de nouveaux modèles de marchés.

4.2.1 Les tarifs dynamiques d'EDF

EDF connaît deux tarifs dynamiques. Ils sont du type « critical peak pricing » et ont les caractéristiques suivantes :

- Distinction entre heures pleines (HP) et heures creuses (HC)
- Deux (EJP) ou trois (Tempo) niveaux de tarifs HP et HC
- Annonce des tarifs un jour en avance via divers canaux de communication, dont un affichage sur le « in house display » du compteur intelligent
- Le nombre de jours par tarif est fixé en avance
 - Protection des consommateurs finaux contre les abus (toutes les journées dans le tarif le plus cher)
 - Tarif moyen connu (donc même possible en Suisse)

4.2.2 La limitation de la puissance (EDF)

Les compteurs intelligents sont dotés d'un fusible virtuel (mesure du courant et déclenchement du relais en cas de dépassement d'une valeur limite). Le contrat prévoit une taxe de base mensuelle selon l'ampérage souscrit. En cas de dépassement, le compteur intelligent disjoncte le raccordement. Le consommateur a le choix entre

- la réduction de sa puissance en gérant l'utilisation simultanée de ses appareils et le ré-enclenchement manuel sur le compteur
- l'augmentation de sa puissance souscrite.

La puissance souscrite est paramétrable à distance. L'adaptation peut donc se faire par un simple appel téléphonique.

4.2.3 Commerce de la puissance de réglage par un tiers

Voltalis offre une unité de commande pour les appareils interruptibles. Le client final profite d'un tarif préférentiel, Voltalis module la charge en fonction des besoins d'EDF grâce à un appareil appelé « BluePod ». Cette solution *smart* est indépendante du *metering* et elle est réalisée par un tiers.

Cette innovation est particulièrement intéressante dans la mesure où elle crée un nouveau modèle de marché. Voltalis est un nouvel acteur du marché, qui n'est ni producteur, ni consommateur, ni distributeur. Grâce à un système que l'on pourrait apparenter au smart metering (bien que le BluePod ne soit pas lié au compteur, puisque Voltalis n'est pas distributeur), Voltalis « achète » de la réduction de pointe chez ses clients et revend cet écrêtage à EDF.

Au contraire des solutions de tarification dynamique, cette variante n'implique pas la mise en place de compteurs intelligents.

4.2.4 Tarifs du kWh progressif selon la puissance

Les solutions précédentes ne font aucun usage de la résolution au quart d'heure offerte par les compteurs intelligents. On pourrait s'imaginer le tarif suivant :

- On calcule le tarif pour chaque fenêtre d'un quart d'heure.
- Le premier kWh coûte CHF -.08 en HP et CHF -.04 en HC
- Le deuxième kWh coûte CHF -.10 en HP et CHF -.05 en HC
- Les kWh suivants coûtent CHF -.12 en HP et CHF -.06 en HC

Ceci permet de taxer la puissance de façon compréhensible sans introduire un tarif de puissance (connu par les clients industriels) dans les ménages. On notera que ce modèle avait été mis en place (avec une granularité bien plus grossière, puisqu'implémentée avec des compteurs traditionnels) par les Services Industriels de Lausanne pendant plusieurs années.

4.2.5 Certificats informatiques pour le délestage

Une solution future exigeant une communication entre les électroménagers et les compteurs intelligents se pourrait faire de manière suivante :

- Le compteur envoie un signal de réduction de puissance aux électroménagers
- Le congélateur augmente la température de consigne
- Lors de la fin de la période de réduction, le congélateur calcule la puissance et la consommation réduite grâce au changement de la température de consigne
- Cette information est envoyée au compteur intelligent
- Une signature numérique de la part du fabricant de l'électroménager protège l'exploitant de la place de mesure contre les abus
- Le client final est rémunéré pour sa participation dans la réduction de la puissance

4.2.6 Certificats blancs

La consommation habituelle des clients finaux est enregistrée (attention à la question de la protection des données restant à régler). Une consommation exceptionnellement basse par rapport à l'enveloppe des consommations « normales » donne droit à un certificat blanc qui peut être vendu sur le marché. Ce marché est encore à créer. Il pourrait par exemple ressembler au marché des certificats de CO₂, mais cibler la réduction de la consommation. La valeur du certificat blanc doit probablement être découplée du prix du marché qui pourrait être négatif au moment de sa création.

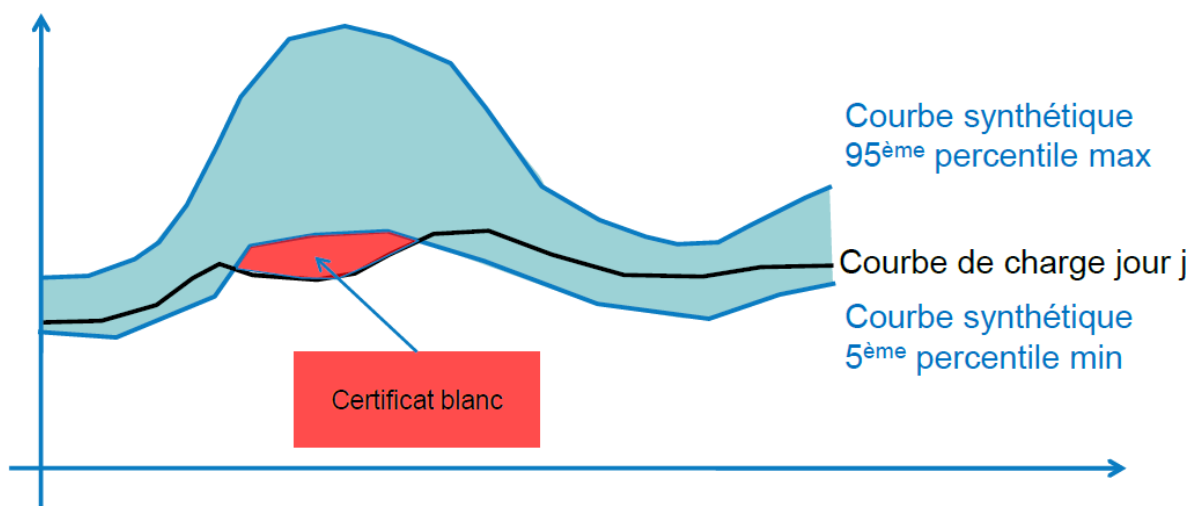


Figure 17 Production de certificats blancs à partir d'une consommation inférieure au 5^e percentile

4.3 Conclusion

Plusieurs modèles de vente innovants sont imaginables. Pour l'énergie il s'agit principalement de tisser des liens étroits entre le mode de production physique et le mix souscrit. Mais l'implantation massive de compteurs intelligents pourrait aussi permettre la mise en place de systèmes de réglage de la demande efficaces, particulièrement utiles pour un réseau intelligent dont les productions sont de moins en moins prévisibles.

Les tarifs dynamiques incitent les clients à diminuer les coûts aux GRD et fournisseurs.

Tarif réseau	Tarif énergie	Evaluation
Statique	Statique	Status quo
Statique	Dynamique	Sans conflits mais déséquilibré
Dynamique	Statique	
Dynamique	Dynamique	Conflits possibles, l'incitation plus forte gagne

Tableau 4 Combinaisons possibles entre tarifs statiques et dynamiques

Le plus important est de garder la simplicité. Le niveau de complexité d'un tarif (réseau et/ou énergie) est limité par sa compréhensibilité et applicabilité par le client.

5 Technologies de l'information et de la communication pour smart metering

5.1 Introduction

5.1.1 Démarche

Dans la première partie de ce chapitre, une vision des besoins liés au smart metering est proposée. De cette vision sont déduits un ensemble de services, puis une liste de fonctions pour le compteur. Enfin un modèle du compteur est élaboré.

Dans cette première partie, nous avons pris certaines options que nous avons justifiées. Nous sommes conscients que d'autres analyses avec d'autres pondérations des critères pourraient amener à des conclusions différentes, mais il nous a semblé intéressant de développer un scénario complet et cohérent.

Dans une deuxième partie, nous décrivons le démonstrateur que nous avons mis en place avec le matériel et le logiciel de quatre fabricants leader dans le domaine des compteurs électriques et nous comparons les infrastructures disponibles.

Notre approche s'applique à toutes les catégories de consommateurs : industries, services et privés. Nous avons pris l'option de séparer clairement le rôle de GRD et le rôle de fournisseur, même si la libéralisation du marché de l'électricité pour les « petits » consommateurs n'est pas encore définitivement acquise en Suisse. Nous avons aussi considéré le rôle d'exploitant de metering¹⁷ : c'est l'entité en charge d'installer et de maintenir les compteurs et l'infrastructure de télécommunications et d'informatique liée aux compteurs, mais aussi de diffuser les informations pertinentes vers les consommateurs, le GRD, les fournisseurs et, éventuellement, les sociétés de services mandatées par les consommateurs (voir Figure 18). Nous ne remettons toutefois pas en cause le fait que le rôle d'exploitant de metering soit pris en charge par le GRD.

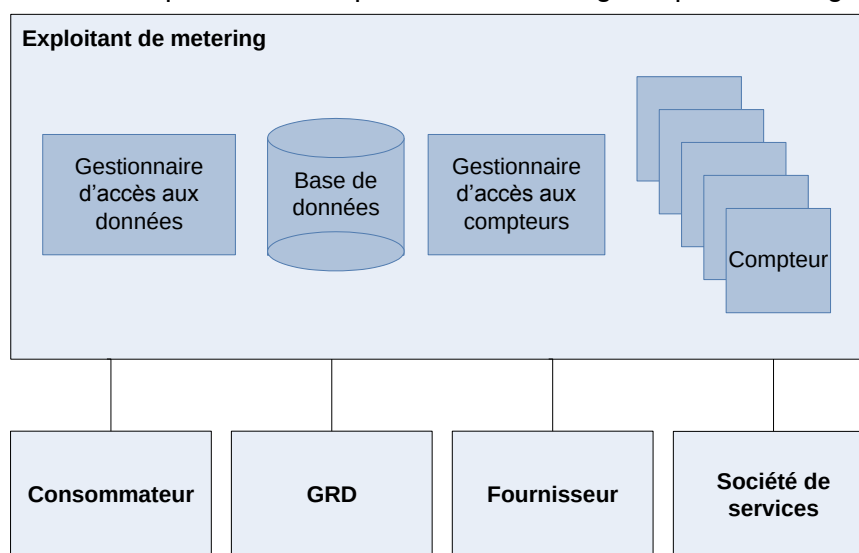


Figure 18 Acteurs d'un système de smart metering

5.1.2 Rôle du compteur dans le smart metering

Le terme de « smart metering » dénomme un ensemble de services qui sont esquissés dans les paragraphes qui suivent. Ces services sont appelés à évoluer en fonction de la technologie, des attentes des consommateurs, du cadre réglementaire et des besoins du monde de l'énergie et

¹⁷ Nous avons préféré la dénomination d'« exploitant de metering » à « exploitant de la place de mesure » car le rôle ne se limite plus à la place de mesure elle-même.

de la société en général. Cette évolution se fera au rythme – furieux – de l'évolution des technologies de l'information et de la communication.

L'équipement placé à l'interface entre le réseau de distribution et le réseau électrique interne d'un consommateur – le compteur ou, comme on l'appelle souvent, le « smart meter » – est l'élément de base sur lequel reposent les services de smart metering. Cet élément – qui devrait avoir une durée de vie d'au moins 20 ans – doit implémenter les fonctions minimales nécessaires à la mise en œuvre des services. Il devrait être aussi peu « smart » que possible. Pour cette raison, nous le dénommerons « compteur », d'après sa fonction principale, et non « smart meter » dans ce chapitre.

5.1.3 Modèle d'un système de smart metering

Comme l'illustre la Figure 19, notre modèle du smart metering est composé de trois couches :

Dans la couche extérieure se trouvent les services dits évolués de smart metering fortement basés sur les technologies TIC. Ces services, qui ne sont pas normalisés, sont offerts sur un marché libre et choisis – et payés – par les consommateurs.

Dans la couche intermédiaire, on retrouve un certain nombre de services de base standard gérés par l'exploitant de metering.

Au centre on retrouve le compteur lui-même.

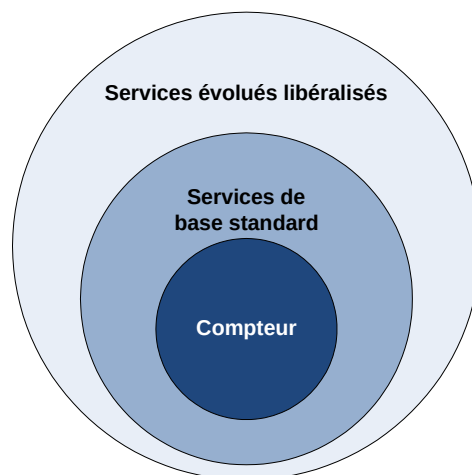


Figure 19 Modèle d'un système de smart metering

5.1.4 Normalisation

Pour qu'un tel modèle puisse être déployé dans les faits, une normalisation est nécessaire à deux niveaux :

- Normalisation de l'interface entre « Services évolués libéralisés » et « Services de base standard ». Cette normalisation est nécessaire pour offrir un marché suffisant aux sociétés qui offrent des services évolués.
- Normalisation de l'interface entre « Services de base standard » et « Compteur » : L'objectif de cette normalisation est d'éviter la dépendance de l'exploitant de metering par rapport à un fabricant de compteurs unique et de faire baisser les coûts.

5.2 Pourquoi le smart metering

5.2.1 Introduction

Dans ce paragraphe, des besoins sont identifiés et des services de smart metering évolués libéralisés (au sens du paragraphe ci-dessous) qui répondent à ces besoins sont esquissés.

Les besoins suivants sont considérés :

1. Facturation de l'énergie
2. Information au consommateur

3. Supervision du réseau de distribution
4. Qualité de la puissance et continuité du service
5. Gestion de la charge
6. Passerelle pour compteurs d'autres fluides

Chacun de ces besoins est développé dans les paragraphes suivants, à l'exception de la partie « Information au consommateur » pour laquelle le lecteur se référera au paragraphe 2.2.2.

5.2.2 Facturation de l'énergie

La loi économique de l'offre et de la demande engendre des prix du courant variable dans le temps, comme l'illustrent les bourses de l'énergie ou les projets en cours de pompage-turbinage.

Les électriciens sont confrontés à quatre évolutions qui influencent le marché de l'énergie, et enfin de compte, les modalités de facturation aux consommateurs :

1. La consommation d'énergie en Suisse augmente au rythme moyen de 1% par année [1], ce qui fait craindre à la branche une pénurie d'énergie¹⁸.
2. La construction de nouvelles grandes centrales en Suisse et de nouvelles lignes haute tension est dans les faits difficile, pour des motifs que nous ne voulons pas traiter ici.
3. La production renouvelable non-contrôlable (essentiellement d'origine éolienne et photovoltaïque) est en augmentation.
4. La libéralisation du marché de l'énergie pour les petits consommateurs est un scénario possible.

Dans ce contexte, le courant électrique pourrait passer d'un bien disponible à prix (relativement) fixe et sans restriction à un bien dont le prix sera plus volatile et, probablement, plus élevé en moyenne.

Une flexibilité (capacité de décaler la consommation dans le temps) importante est disponible, notamment pour le chauffage de bâtiments bien isolés [2]. L'existence de cette flexibilité fait que la consommation de courant présente une certaine élasticité (capacité à moduler la consommation en fonction du prix) exploitable pour l'adéquation puissance produite – puissance consommée. Par définition, l'exploitation de l'élasticité implique une tarification dynamique.

La modulation de la consommation en fonction du prix peut être réalisée selon deux modèles non-exclusifs :

- Des consommateurs – conscients de la tarification – décident de reporter l'exécution de certains processus à des périodes de bas tarifs.
- Des automates utilisent la tarification dynamique comme une variable pour le pilotage de processus. La base de tarification doit leur être transmise sous une forme interprétable par les machines.

Le deuxième modèle est important pour une consommation élastique dans les faits.

Ainsi, des tarifications plus différenciées – qu'elles soient offertes par le GRD ou par des fournisseurs libéralisés – sont un élément important pour rendre plus actifs les consommateurs et pour assurer un équilibre production-consommation. Le smart metering devrait avoir comme objectif de faciliter la créativité tarifaire.

Beaucoup de consommateurs tiennent certainement à un tarif constant, mais d'autres seraient intéressés à des tarifs variables, pour autant qu'ils soient en moyenne plus bas que les tarifs constants et que des processus (boiler, pompe-à-chaleur) soient automatiquement régulés par

¹⁸ « Globalement, il faut s'attendre à une augmentation des besoins en énergie. L'offre de courant électrique se réduit de plus en plus, en particulier en Suisse. Une forte pénurie d'énergie apparaîtra en hiver à partir de 2012 environ. » extrait de <http://www.swisselectric.ch/fr/content--1--1045.html>.

rapport au tarif. Comme dans le monde des télécommunications d'aujourd'hui, différents tarifs devraient être disponibles pour s'adapter aux besoins et aux attentes des consommateurs.

Le prépaiement de la consommation d'électricité permet d'atteindre deux objectifs : efficacité du processus d'encaissement (pour les « mauvais » payeurs mais aussi pour les « bons » payeurs), contribution à la prise de conscience des coûts (comme dans la téléphonie mobile) et, indirectement, de l'énergie consommée. Pour ces raisons, le smart metering devrait permettre ce service sans ajout de matériel particulier.

5.2.3 Support des sources d'énergie réparties

Un nombre de consommateurs aujourd'hui négligeable mais en croissance, seront également des (petits) producteurs. Le smart metering doit faciliter le déploiement de ces sources d'énergie réparties.

Un type particulier de compteurs est à prévoir pour les sources d'énergie réparties. Il doit essentiellement mesurer :

- la courbe de charge de la puissance de la production répartie,
- la courbe signée de la puissance injectée dans le réseau ou retirée du réseau.

La topologie du système de metering correspondante est présentée dans la Figure 20.

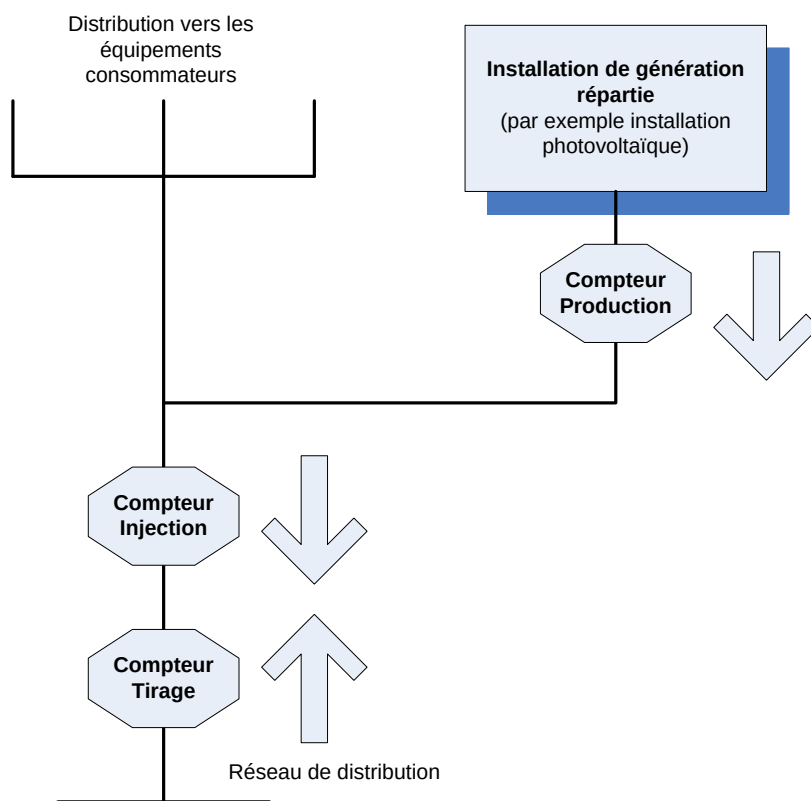


Figure 20 Topologie du système de metering pour auto-producteur

Ces mesures mettent à disposition les informations nécessaires pour autoriser tous les modèles d'affaire, tels que le modèle d'affaire défini en Allemagne par la révision 2009 de la loi sur les énergies renouvelables¹⁹.

Les sources d'énergie ont également la capacité de contribuer à la qualité et à la fiabilité du réseau de distribution : diminution des pertes dues à l'énergie réactive, contribution au maintien de la qualité de la tension, aide au démarrage après une panne (*black start*) voire même fonctionnement en îlotage, contribution à l'équilibre de puissance en cas de besoin. Ces services, s'ils sont souhaitables pour le long terme, ne sont pas à considérer dans la version actuelle du smart metering, parce que les auto-producteurs sont très peu nombreux et parce que les sys-

¹⁹ Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Allemagne, <http://www.buzer.de/gesetz/8423/index.htm>

tèmes de supervision des réseaux de distribution n'existent pas encore et ne sont par conséquent pas en mesure de piloter les équipements de production répartis.

5.2.4 Supervision du réseau de distribution

Le réseau de distribution est un système physique complexe. Les compteurs jouent le rôle de capteurs qui permettent d'acquérir et de transmettre des mesures utiles pour son optimisation.

Les paramètres utiles sont les suivants : tension, courant, fréquence, puissance active et réactive sur les trois phases. Les valeurs instantanées mais aussi les valeurs maximales et minimales sur une période donnée avec un tampon temporel à l'instant où elles apparaissent devraient être mesurées et accessibles à distance..

5.2.5 Qualité de la puissance et continuité du service

Le GRD doit assurer que la qualité de son réseau de distribution satisfasse à des exigences minimales. Des indicateurs doivent être mesurés pour assurer que ces exigences sont remplies.

La qualité de la puissance requise est principalement explicitée par la tenue de la tension dans un domaine donné, par l'amplitude réduite des harmoniques et par la fréquence des microcoupures. La continuité du service s'exprime par la et la durée des interruptions cumulées sur une longue période.

5.2.6 Gestion de la charge

Sous le terme gestion de la charge, on entend l'ensemble des mécanismes mis en œuvre pour inciter ou contraindre le consommateur à décaler dans le temps une partie de la consommation.

La gestion de la charge peut être utilisée pour deux objectifs :

- Le GRD peut l'utiliser pour augmenter la disponibilité et l'efficacité du réseau de distribution.
- Le fournisseur peut l'utiliser pour réduire ses coûts d'achat d'énergie.

Dans l'hypothèse d'un environnement libéralisé où les rôles de GRD et de fournisseur sont tenus par des entités différentes, il sera nécessaire de définir le droit des deux acteurs par rapport à la gestion de la charge.

La gestion de la charge peut être réalisée essentiellement de trois manières :

- **Gestion directe** : Un relais télécommandé permet d'alimenter ou de ne pas alimenter un processus.
- **Tarification dynamique** : La base de tarification (prix de l'énergie par période de 15 minutes) est communiquée par avance aux processus (ou à un contrôleur local de processus géré par le consommateur). On fait l'hypothèse que cette tarification modulera dans les faits la consommation.
- **Gestion de la charge événementielle** : Dans un cadre défini contractuellement, le fournisseur peut transmettre des messages de délestage de manière événementielle pour inciter – et non obliger – ses clients à réduire leur consommation de manière temporaire. Les messages de délestage devraient être traités automatiquement par des contrôleurs externes de processus. Les processus thermiques – chauffage des bâtiments ou de l'eau chaude sanitaire, climatisation, réfrigération – disposent de la flexibilité nécessaire. Sur la base de la courbe de charge mesurée, le fournisseur applique les dispositions contractuelles prévues.

5.2.7 Passerelle pour compteurs d'autres fluides

La fonction de passerelle a pour objectif d'interfacer les compteurs d'autres fluides (gaz, chaleur à distance, eau).

Cette fonction peut être soit implémentée dans un équipement spécifique à l'exemple des MUC (voir page 58), soit implémentée dans un compteur. Si elle est implémentée dans un compteur, le compteur d'électricité est le compteur le plus approprié (alimentation électrique, possibilité d'une communication par courant porteur).

L'implémentation de cette fonction requiert une coordination non-négligeable : les partenaires doivent se mettre d'accord sur une interface de communication entre les compteurs et la passerelle, sur un modèle de données pour le stockage des données dans la passerelle et sur une interface pour la récupération des données.

Le long cycle de vie des compteurs et de l'autonomie des partenaires (dans le cas général) complique encore la mise en œuvre.

Cette passerelle fait référence essentiellement à des aspects techniques particuliers, que nous ne traitons pas dans ce chapitre.

5.3 Services de base du smart metering

5.3.1 Facturation de l'énergie

Pour le fournisseur d'énergie, le compteur est l'équivalent de la caisse enregistreuse pour un exploitant de supermarché : l'équipement permet – en fin de compte – de facturer l'énergie vendue.

Les caisses enregistreuses actuelles d'une chaîne de supermarché n'additionnent plus le prix des articles achetés mais collectent des références à ces articles. Le prix est calculé à partir de la liste des articles achetés et d'une liste de prix gérée de manière centralisée.

Si on fait l'hypothèse que le courant électrique est un bien de consommation de valeur économique variable dans le temps, on doit assigner au compteur – à l'instar d'une caisse enregistreuse – uniquement une fonction de mesure du courant consommé. Le compteur ne devrait pas connaître le plan de facturation (instants de passage d'un tarif à l'autre) et, par conséquent, ne pas gérer plusieurs index. Il doit se contenter de stocker et de communiquer un profil de charge (relevé périodique d'un index unique) et ne connaît pas la base de tarification, qui est déterminée par le fournisseur. Ce dernier établit les factures à partir du profil de charge et de sa base de tarification.

Le compteur, avec son interface utilisateur restreinte et sa position souvent inappropriée, ne présente pas une interface de communication intéressante pour l'utilisateur.

La séparation des fonctions de métrologie – qui est celle du compteur – de la fonction de facturation – qui concerne le fournisseur permet une « créativité » tarifaire plus grande et simplifie le système de metering tant du point de vue technique (compteurs plus simples, interface exploitant de metering – fournisseur simplifiée) que du point de vue opérationnel (la tarification est réglée de manière contractuelle entre le fournisseur et le consommateur, indépendamment du smart metering).

La réglementation devrait être adaptée pour permettre une facturation sur la base de la courbe de charge. Pour un compteur moderne, il n'y a techniquement pas de différence de fiabilité entre le stockage d'index et le stockage d'une courbe de charge (la courbe de charge étant finalement constituée par la mémorisation périodique d'un index unique et d'un tampon temporel). Ainsi, il n'y a plus de raisons techniques à l'interdiction de la facturation sur la base d'une courbe de charge.

La période élémentaire de 15 minutes, usuelle pour les courbes de charge, ne semble pas devoir être modifiée.

Une base de tarification c'est bien entendu un coût pour chaque période élémentaire de 15 minutes, mais cela peut être aussi la possibilité d'annoncer des « événements » aux consommateurs. L'effet, la fréquence et la durée de ces événements doivent être définis par contrat entre le fournisseur et le consommateur (voir gestion de la charge événementielle dans le paragraphe ci-dessus).

Pour l'information au consommateur, nous préconisons une interface informatique de communication à l'usage du consommateur sur le compteur (voir paragraphe ci-dessous). Cette interface pourrait diffuser non seulement la puissance instantanée consommée mais aussi les tarifs. Ce service implique – entre autres – la normalisation d'une syntaxe pour l'expression des bases de tarification. Nous avons proposé de dissocier le compteur de toute activité commerciale. Dans

cette logique, la transmission des tarifs au consommateur ne doit pas passer par le compteur. Le réseau internet est approprié pour cette fonction.

Pour supporter un service de prépaiement, le compteur doit offrir deux fonctions :

- **Fonction de limitation de puissance** : si la puissance maximale configurée dans le compteur est dépassée, l'alimentation en courant est coupée et ne peut reprendre qu'en actionnant un bouton particulier sur le compteur.
- **Fonction de déconnexion / reconnexion** : il s'agit de la même fonction que la fonction de limitation de puissance, avec une puissance maximale nulle.

Comment ces deux fonctions sont utilisées pour offrir un service de prépaiement, pour offrir un tarif particulier avec limitation de puissance ou pour « inciter » les clients qui ont des factures ouvertes à les payer rapidement (déconnexion immédiate ou lors du prochain jour ouvrable, limitation de puissance...) est une question politique ou éventuellement contractuelle que nous n'aborderons pas dans ce document.

Il est à remarquer que la fonction de déconnexion / reconnexion simplifie la gestion du déménagement des clients consommateurs.

5.3.2 Information au consommateur

Mesure et transmettre la courbe de charge ou la puissance instantanée (phase 1 au sens du processus d'économie d'énergie décrit plus haut) est clairement le rôle du compteur. Par contre la présentation et la valorisation de ces informations au sens des phases 2 et 3 ne doit aucunement concerner le compteur.

Pour le feedback direct, le compteur diffuse localement avec une période courte (typiquement 1 s – 10 s) la puissance consommée. Il s'agit de diffuser des données brutes sans notion de présentation.

Deux modèles sont possibles pour le feedback indirect :

1. Le consommateur peut lui-même stocker et consolider la courbe de charge à partir des valeurs instantanées diffusées pour le feedback direct. Cette approche permet notamment de régler de manière élégante la question des droits d'accès aux données (les données sont transmises au consommateur qui peut décider de leur traitement et de leur diffusion).
2. Le consommateur – ou une société de services mandatée par lui – peut accéder aux données historiques sur le serveur de l'exploitant de metering au travers d'une interface normalisée.

Que ce soit pour le feedback direct ou le feedback indirect, l'accès aux données doit être possible au travers d'interfaces de communication ouvertes et unifiées au moins au niveau national. Ainsi, plusieurs sociétés pourraient offrir sur le marché des solutions de feedback. Le fournisseur d'énergie ou le GRD pourrait compter parmi ces sociétés mais ne devraient pas avoir de droits exclusifs.

La faisabilité technique de la mise à disposition d'une interface de communication locale à l'usage du consommateur est brièvement discutée ci-dessous.

Les risques de sécurité induits par cette interface peuvent être classés en trois catégories :

1. Dommages physiques au compteur par la connexion d'appareils présentant des caractéristiques non-appropriées : ce risque peut être géré par une isolation galvanique à l'entrée du compteur.
2. Piratage informatique du compteur : ce risque est annulé si le compteur est uniquement une source de données (données sortantes). Une attaque, qui nécessite des données entrantes, est alors par principe impossible.
3. La question de sécurité la plus sensible est certainement la protection de l'accès aux données au cas où le compteur est physiquement situé dans un lieu qui n'est pas sous la responsabilité du consommateur. Cette question peut être résolue en permettant au consommateur de chiffrer les données à l'aide d'une clé. Les modalités d'élaboration et de distribu-

tion de cette clé ne sont pas discutées dans ce document, mais des solutions réalistes existent.

Une autre issue concerne l'accès physique au compteur par une installation du consommateur. Le compteur est situé à des endroits variés, souvent à l'extérieur de l'appartement (dans le sous-sol ou parfois même à l'extérieur du bâtiment). Les modèles suivants sont possibles :

- Interface câblée avec alimentation électrique sur la face du compteur : La connexion depuis le compteur est alors de la responsabilité du client.
- Interface sans fil : Cette solution a l'avantage de ne nécessiter aucun contact physique entre les équipements du consommateur et le compteur. L'utilisation d'une bande de fréquence ISM (*Industrial, Scientific, Medical*) (bande de fréquence ne nécessitant pas de licence) basse (typiquement 433 MHz ou 868 MHz) permet une portée plus importante que dans la bande ISM 2,45 GHz, mais peut-être pas toujours suffisante. Toutefois, la pollution électromagnétique engendrée peut (à tort ou à raison) rebuter certains consommateurs.
- Interface PLC (*Power Line Communication*) : Les données de consommation instantanée sont diffusées sur une ou sur les trois phases internes.

Quel que soit le modèle finalement choisi, l'information pourrait alors être récupérée à n'importe quel point de l'appartement par un équipement d'affichage dédié ou banalisé (smart phone, tablet PC...).

5.3.3 Support des sources d'énergie réparties

Sur la base des trois courbes de charges mesurées par les compteurs de la Figure 20, les modèles de tarification les plus variés peuvent être appliqués.

La transmission des tarifs d'achat du courant, si elle est nécessaire, s'effectue par une liaison directe entre le producteur et l'acheteur de son énergie.

5.3.4 Gestion de la charge

La première méthode de gestion de la charge présentée ci-dessus (gestion directe) a pour avantage d'être déjà en service sous la forme de la télécommande centralisée et de ne nécessiter aucune infrastructure de régulation particulière pour le consommateur. Par contre, il faudra décider qui du GRD et/ou du fournisseur (dans l'hypothèse d'un environnement libéralisé) aura le contrôle de cette télécommande.

D'un point de vue technique, les relais de la télécommande centralisée peuvent être pilotés soit par un appareil dédié (récepteur de télécommande, situation actuelle) soit par le compteur. A terme, cette dernière solution nous semble appropriée car elle induit permet d'éliminer un système (la télécommande centralisée et ses récepteurs) et offre plus de flexibilité (commande individuelle des relais) au détriment peut-être de la réactivité (la télécommande actuelle utilise des télégrammes diffusés en une seule fois à l'ensemble des relais, les compteurs devraient certainement être adressés individuellement et séquentiellement).

Dans un modèle libéralisé, la séparation du rôle de GRD et du rôle de fournisseur pose la question du droit à commander l'ouverture ou la fermeture des relais pour la gestion de la charge directe. Si on désire une égalité de traitement entre fournisseurs, deux modèles sont possibles :

- **Horaires périodiques** : Les périodes de pointe sont très certainement les mêmes pour tous les fournisseurs. Dès lors, une utilisation périodique (sur la semaine) de la télécommande fait du sens et serait – probablement – acceptée par les fournisseurs. Ce procédé est compatible avec les récepteurs actuels de la télécommande. Il a l'avantage de la simplicité.
- **Interface informatique** : Cette interface permettrait à un fournisseur de demander en temps réel le déclenchement ou l'enclenchement du relais de ses clients. Le gestionnaire de metering, devrait mettre à disposition une telle interface pour le GRD et

pour le fournisseur. Ce modèle implique une commande individuelle des relais par l'intermédiaire de compteurs adressables individuellement.

Le modèle 1 (horaire périodique) - s'il a l'avantage d'être équitable – diminue fortement l'intérêt de la télécommande centralisée en lui ôtant toute flexibilité.

Les deuxième et troisième méthodes de gestion de la charge présentées plus haut (tarification dynamique, gestion de la charge événementielle) sont plus complexes à mettre en œuvre, car elles nécessitent une communication informatique entre le compteur et les processus pilotés. Si de tels services de gestion de la charge font bien partie des services de smart metering, nous proposons toutefois qu'ils soient mis en œuvre sans utiliser le compteur.

Notre proposition est encore une fois motivée par la séparation de toute fonction commerciale (ces deux méthodes de gestion de la charge servent des objectifs commerciaux) du compteur lui-même. Concrètement, de tels services devraient être implémentés par l'intermédiaire d'un contrôleur de processus externe ou intégré qui serait relié au fournisseur par une connexion directe entre le fournisseur et son client, à travers le réseau internet ou un réseau mobile. La qualité de service offerte par ces connexions est aujourd'hui suffisante pour de tels services.

5.3.5 Synthèse des services de base du smart metering

Nous rappelons dans le tableau ci-dessous les services de base du smart metering, qui peuvent être des composants de services plus complexes, comme nous l'avons évoqué plus haut.

Service	Utilisateur	Description
Courbe de charge de consommation et de production (si production locale décentralisée)	Fournisseur GRD Consommateur Société de services	Accès en mode <i>push</i> (initié périodiquement par le système de smart metering) ou en mode <i>pull</i> (à la demande) à la courbe de charge. L'accès est fourni par le gestionnaire de metering à travers une interface standard disponible sur son serveur informatique.
Paramètres physiques	GRD	Mesure de paramètres physiques instantanés ou de paramètres liés à un intervalle de temps (minimum, maximum, nombre d'occurrences...)
Connexion / déconnexion, limitation de puissance	Fournisseur	Contrôle du relais d'alimentation avec les modes suivants : « enclenché », « déclenché », « limitation de puissance »
Puissance instantanée	Consommateur	Accès haute résolution (période : 10 s) à la puissance active consommée
Contrôle direct de la charge	GRD Fournisseur d'énergie	Déconnexion de certains consommateurs à des moments critiques pour la stabilité du réseau (GRD) ou à des moments induisant des coûts élevés (fournisseur).
Passerelle pour compteur d'autres fluides	GRD et fournisseur des autres fluides	Les valeurs mesurées par des compteurs d'autres fluides tels qu'eau, gaz et/ou chauffage à distance sont rapatriées à travers le compteur électrique fonctionnant comme passerelle.

Tableau 5 Services de base du smart metering

5.3.6 Données pour les services de base

Ce paragraphe décrit les données pertinentes pour les services de base. Le but est de présenter une idée générale de ces données et non de constituer une première version d'un cahier des charges.

L'exploitant de metering interroge périodiquement les compteurs pour mettre à jour la base de données esquissée par le diagramme Entité – Relation de la Figure 21.

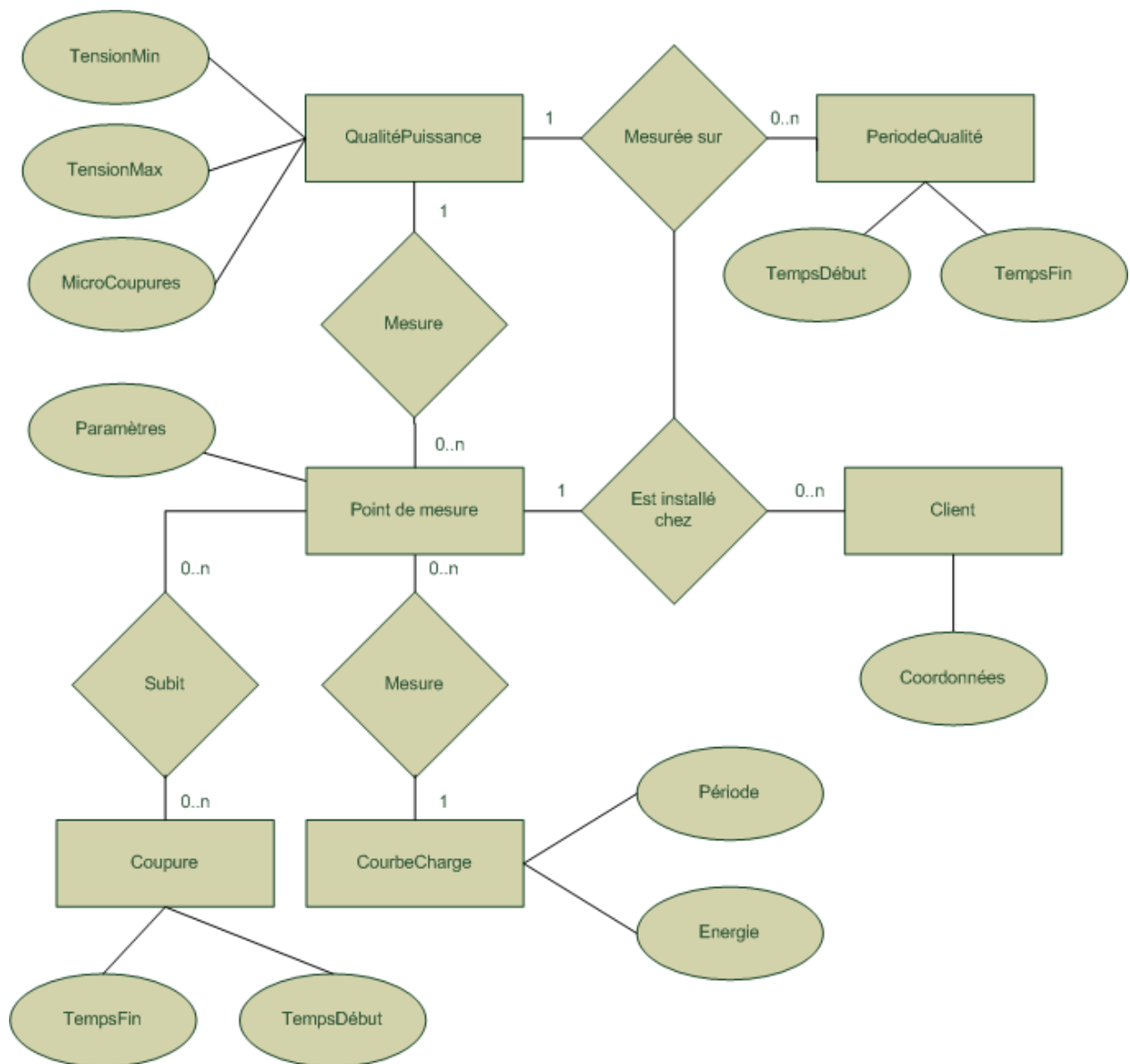


Figure 21 Données stockées par le gestionnaire de metering

La donnée essentielle est la courbe de charges (CourbeCharge) qui mesure l'énergie active consommée par période de 15 minutes.

La qualité de la puissance fournie (QualitéPuissance) est quantifiée par un nombre de micro-coupures par périodes, ainsi que par les valeurs minimale et maximale de la tension sur ces périodes.

Les coupures (Coupure) et les clients qui les subissent sont également journalisées.

La base de données d'un système réel sera certainement plus complexe que celle proposée plus haut. Il n'en reste pas moins que la structure de la base de données est relativement simple.

5.3.7 Droits d'accès aux données

Le profil de charge est mis à disposition du GRD, du fournisseur, du consommateur et, éventuellement de sociétés de services mandatées par le consommateur.

La Figure 22 présente un diagramme Entité – Relation d'une base de données contenant les droits d'accès aux profils de charge.

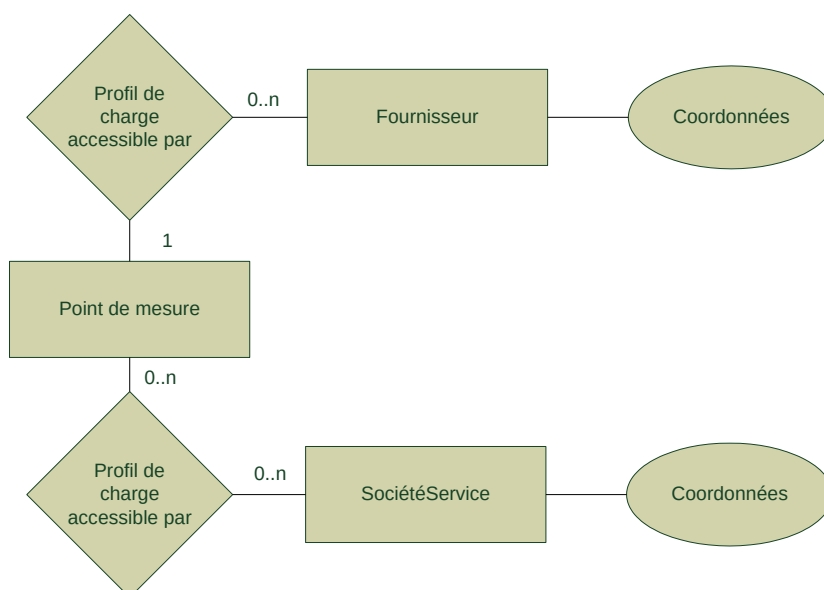


Figure 22 Droits d'accès aux profils de charge

Les informations liées à la qualité de la puissance et à la continuité du service sont à usage statistique et permettent de résoudre des éventuelles contestations des clients.

5.3.8 Esquisse d'une interface informatique pour services de base

Dans ce paragraphe sont présentés des éléments des services de bases appelés « fonctions ». Les fonctions sont classées en deux groupes : les fonctions « Push » sont initiées par l'exploitant de metering, alors que fonctions « Pull » sont initiées par des entités externes.

Fonction	Mode	Partenaires	Description
Courbe de charge historique	Push / Pull	Client, GRD, fournisseur, société de services	L'exploitant de metering transmet le profil de charge à périodes régulières (15 minutes, 1 jour) vers les entités pertinentes
Index d'énergie	Pull	Client, GRD Client, GRD, fournisseur, société de services	Une entité pertinente demande la valeur courante de l'index du compteur.
Mesure de paramètres physiques instantanés	Pull	GRD	Demande de mesure des paramètres physiques actuels (tension, puissance active, puissance réactive...) et accès aux résultats de mesure
Qualité de la puissance / interruptions de service	Push / Pull	GRD	Accès aux paramètres de la qualité de la puissance
Contrôle direct de la charge	Pull	GRD, fournisseur	Demande d'ouverture ou de fermeture du relais pour gestion de la charge.
Connexion / déconnexion, limitation de puissance	Pull	Fournisseur	Définition de la puissance maximale autorisée
Changement de fournisseur	Push	Nouveau fournisseur	Procédure pour le changement de fournisseur. Cette procédure contient également des éléments contractuels (document signé par le client...) que nous n'aborderons pas ici.

Tableau 6 Fonctions offertes par le gestionnaire de metering

La sélection de technologies appropriées pour l'implémentation des services de base n'est pas abordée ici.

5.4 Sécurité des données

5.4.1 Protection de la sphère privée

La base de données de l'exploitant de metering contient pour chaque consommateur des enregistrements de la consommation d'énergie pour tous les quarts d'heures (35'000 points de mesure par an).

Ces données, nous l'avons vu, sont utiles pour les feedbacks direct et indirect mais elles recèlent aussi des informations sur les consommateurs : activités professionnelles, processus de production, activités personnelles, organisation des journées, absences maladie, etc.

Le préposé fédéral à la protection des données indique qu'« il n'est (...) pas nécessaire que ces informations détaillées soient automatiquement transmises au fournisseur d'énergie ni à l'exploitant de réseau. » [3].

5.4.2 Mesures à prendre

Sans vouloir entrer dans une discussion juridique, il nous semble plus pertinent de réglementer l'usage des données que d'interdire l'accès à ces données. A titre d'exemple, les cartes de fidélité des chaînes de magasin ou les opérateurs de télécom conservent des données tout aussi sensibles sans que des abus n'aient été constatés.

Le préposé fédéral à la protection des données a émis les recommandations suivantes [3], que nous estimons pour l'essentiel légitimes :

« Lors de la collecte de données non indispensables à la facturation, soit lors de l'établissement du profil de charge détaillé d'un ménage, les principes de la protection des données doivent être respectés. En d'autres termes, tant pour ce qui est de l'information des personnes concernées que s'agissant de la conception du système, les données doivent être traitées conformément au principe de la proportionnalité et dans le but indiqué lors de leur collecte, le traitement et sa finalité doivent être reconnaissables, et la sécurité des données doit être assurée. En rapport avec les réseaux intelligents (« *smart grids* »), cela signifie concrètement qu'il faut respecter les points suivants :

- Le principe de la proportionnalité exige qu'on ne récolte pas plus de données personnelles que ne l'exige le but du traitement. Le but du traitement doit être indiqué lors de la récolte des données, p. ex. dans les conditions générales de vente, et il ne doit pas être formulé de façon si générale qu'il puisse s'appliquer à tous les types de traitement. Il convient de fixer d'entrée de jeu dans quel but les données seront utilisées et de sélectionner les données indispensables à cet effet. Cela permet d'éviter qu'on collecte toutes sortes d'informations pour parer à toute éventualité.
- La sécurité des données doit être assurée tout au long de la durée de vie des données, depuis le moment où elles sont générées par le compteur intelligent jusqu'à ce qu'elles soient effacées par le fournisseur d'énergie ou l'exploitant de réseau; ce principe vaut non seulement pour les méthodes classiques de relevé de l'énergie consommée et l'enregistrement des données, mais aussi pour les différentes possibilités de transmission (écran d'affichage chez soi, transmission à l'exploitant de réseau / au fournisseur d'énergie).

Au cas où le traitement des données est confié à des tiers, il convient en outre de se conformer aux dispositions de l'art. 10a de la loi sur la protection des données (LPD).

- Informer de manière claire et détaillée les personnes concernées au sujet du traitement des données (dans quel but les données sont traitées, mais aussi si elles seront transmises à des tiers), p. ex. dans les conditions générales de vente.

- Pour établir des pronostics concernant les besoins, prélever des données rendues anonymes et regroupées à partir de plusieurs ménages au lieu d'établir des profils de charge détaillés pouvant être attribués à un ménage particulier.
- Les exploitants de réseau et les fournisseurs d'énergie ne doivent pas avoir accès aux données en temps réel.
- Contrôle d'accès et journalisation des relevés des compteurs mesurant la consommation d'énergie/le profil de charge.
- Contrôle d'accès et journalisation en cas de mémorisation des profils de charge auprès des fournisseurs d'énergie et des exploitants de réseau.
- Crypter les données transmises à l'intérieur du bâtiment ou aux fournisseurs d'énergie et aux exploitants de réseau.
- Protéger les données contre la perte, le vol, l'accès non autorisé, la communication, l'utilisation ou la modification.
- Demander le consentement des personnes concernées avant de transmettre ou d'exploiter des profils de charge se rapportant à des ménages. ».

Parmi cette liste de recommandation, une seule ne nous paraît pas légitime : l'interdiction de l'accès aux données en temps réel. D'un côté les risques liés au caractère temps réel de l'accès ne nous sont pas clairs. De l'autre côté, le marché de l'énergie demande aux fournisseurs des réactions à court terme et le GRD peut avoir besoin de la mesure instantanée en cas de problèmes sur le réseau de distribution.

5.5 Fonctions et modèle du compteur

5.5.1 Fonctions du compteur

Pour être en mesure de fournir les services de base définis ci-dessus, le compteur doit avoir les fonctions suivantes :

Fonction	Description
Gestion du compteur	Mise en service du compteur, supervision du fonctionnement du compteur, détection de fraude
Courbe de charge	Mesure, stockage et mise à disposition de la courbe de charge en mode <i>push</i> ou <i>pull</i>
Mesure des paramètres physiques	Mesure de paramètres physiques et mise à disposition des valeurs mesurées instantanées ou synthétisées sur une période
Déconnexion / reconnexion, limitation de puissance	Déconnexion ou reconnexion générale, limitation de puissance
Diffusion de la puissance instantanée	Courbe de charge en temps réel pour le feedback direct
Contrôle de relais pour processus déclenchable	Déclenchement de processus thermiques pour la gestion de la charge directe
Passerelle	Passerelle de communication pour d'autres compteurs locaux

Tableau 7 Fonctions d'un compteur

Avec ce nombre, limité, de fonctions, nous avons atteint notre objectif, qui était de pouvoir implémenter un minimum d'« intelligence » dans le compteur afin de diminuer son coût, d'allonger sa durée de vie et de permettre une évolutivité des services (le plus possible) indépendante de la durée de vie des compteurs.

Dans le cadre de la libéralisation du marché, l'ASE (Association Suisse des Electriciens) envisage les trois scénarios suivants [7] :

- Mesure de la courbe de charge :
 - pour tous les clients qui quittent le fournisseur historique
 - pour tous les clients
- Utilisation de profils standards :
 - Reprise de profils étrangers
 - Développements de profils spécifiques pour la Suisse
- Processus mixtes.

Les bénéfices du smart metering ne sont pleinement réalisés que dans le scénario « Mesure de la courbe charge ». Au-delà d'une période transitoire, nous recommandons ce scénario.

5.5.2 Modèle d'un compteur

La Figure 23 présente le modèle d'un compteur implémentant les fonctions décrites ci-dessus.

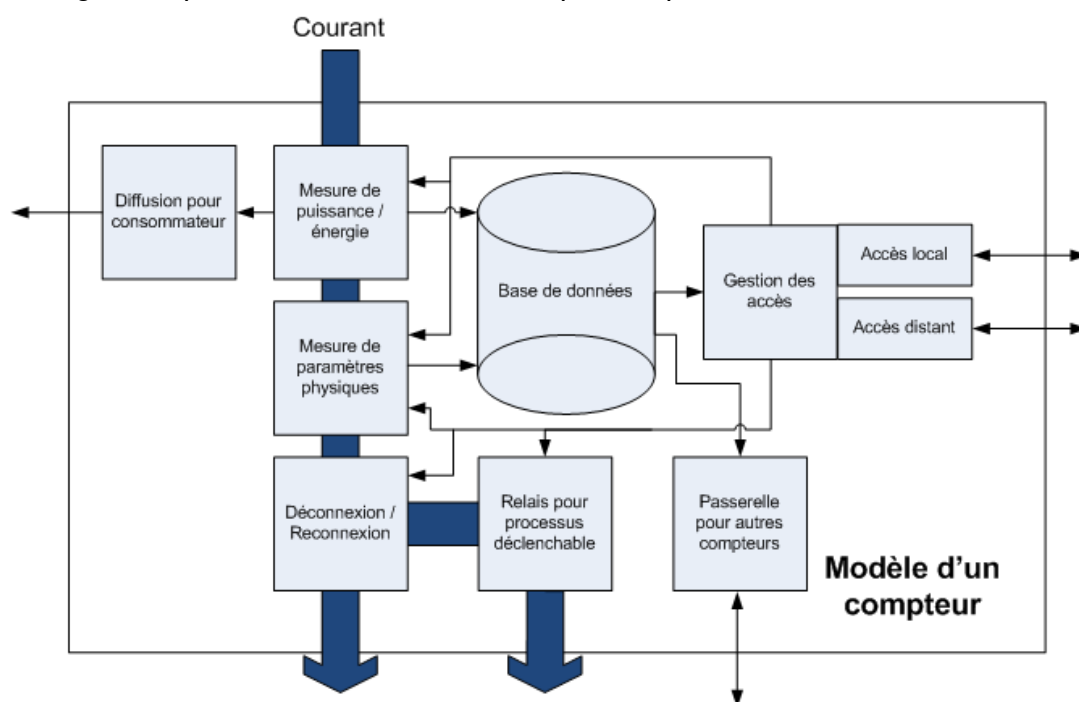


Figure 23 Modèle d'un compteur

5.5.3 Estimation du coût supplémentaire du compteur

Le Tableau 8 établit la liste des éléments à rajouter à un compteur classique pour le rendre conforme au modèle défini plus haut et quantifie le prix de ces éléments (hypothèse : production en volume supérieur à 50'000 pièces par an, matériel, montage et test dans un pays à bas coût de main d'œuvre). On considère qu'il s'agit d'un nouveau design dans lequel les éléments supplémentaires sont directement intégrés, et non de modules d'extension (avec connecteurs...) autour d'un compteur classique.

Ces prix sont des hypothèses non vérifiées par des appels d'offre.

Elément supplémentaire	Prix
Relais triphasé bistable 250 VAC / 16 A pour déconnexion / reconnexion	15 CHF
Bouton pour reconnexion	1 CHF
Interface de communication PLC vers gestionnaire de metering	15 CHF
Interface de communication de type USB pour consommateur y compris protection galvanique	9 CHF
Interface de communication pour fonction passerelle	5 CHF
TOTAL	45 CHF

Tableau 8 Estimation du surcoût pour un compteur adapté pour les services de smart metering

Avec l'hypothèse d'un prix de 90 CHF pour un compteur classique, un compteur pour smart metering reviendrait à 135 CHF. Cette augmentation est importante en valeur relative (+ 50 %) mais faible lorsqu'on la rapporte à la durée de vie prévisible d'un compteur estimée à 20 ans (environ +2,25 CHF/an). Cette évaluation ne porte que sur le prix du compteur, qui n'est qu'un élément du coût du smart metering.

5.5.4 Topologie pour des systèmes de smart metering évolués

L'exploitant de metering met à disposition la courbe de charge pour l'une ou plusieurs des entités suivantes (les numéros font référence à la Figure 25) :

1. fournisseur,
2. consommateur,
3. société de services mandatée par le consommateur,
4. GRD.

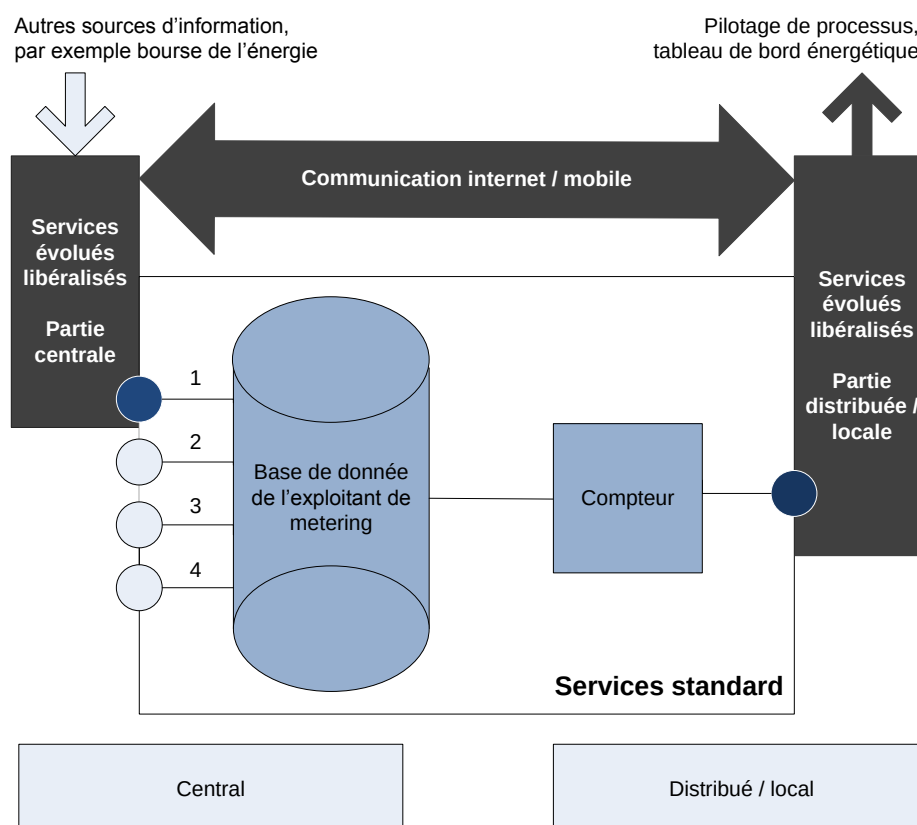


Figure 24 Topologie pour services de smart metering évolués

La partie locale chez le consommateur a deux fonctions principales :

- information du consommateur,
- pilotage de processus.

Une topologie possible pour services avancés dans le bâtiment d'un consommateur est présentée dans

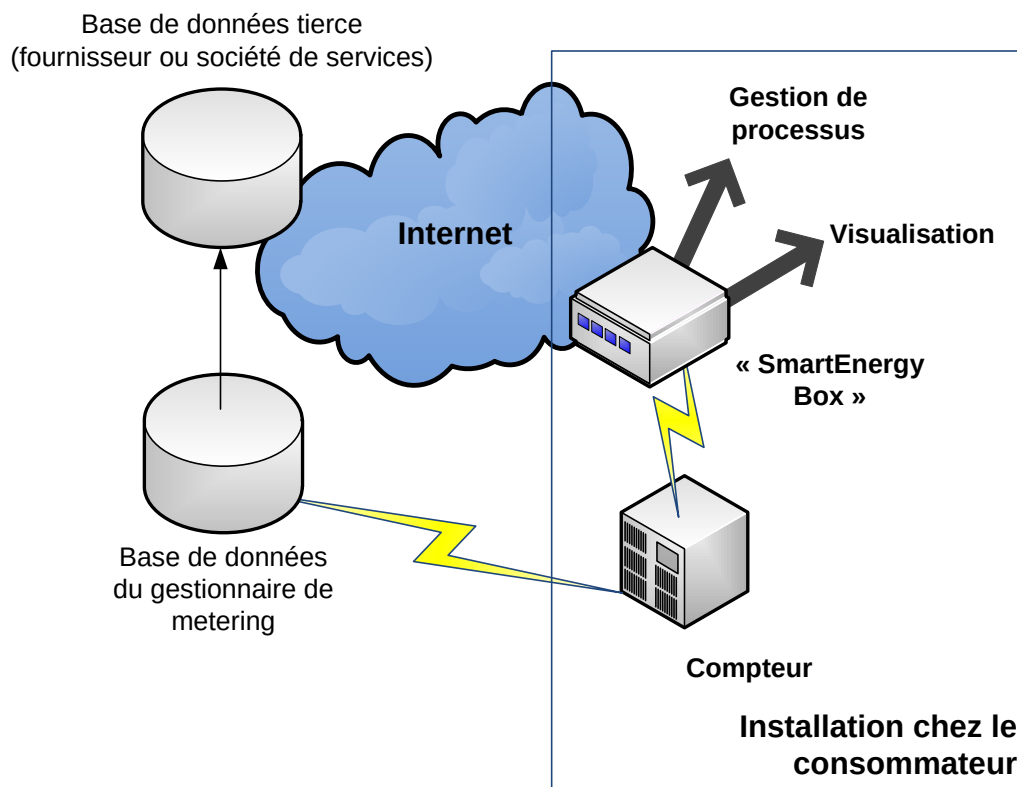


Figure 25 Topologie pour services avancés dans le bâtiment d'un consommateur

L'« EnergyBox » conçu et prototypé dans le cadre du projet de recherche européen FP7 Address²⁰ ou le « BluePod » installé par la société française Voltalis²¹ sont des exemples d'appareils installés chez le consommateur pour offrir des services avancés. Le projet OGE-MA²² a pour objectif de promouvoir une « boîte » de ce type, qui serait capable d'héberger des « apps » de gestion d'énergie provenant d'« app stores », sur le modèle des smart phones actuels.

5.6 Etat des lieux sur la normalisation du smart metering

5.6.1 Acteurs et état actuel

Comparé avec l'état de la normalisation dans le domaine des technologies internet, l'état de la normalisation dans le domaine du smart metering est encore très fragmentaire. Il est similaire à celui qu'a connu l'informatique des années 1980.

On retrouve un ensemble de systèmes propriétaires, de normes nationales et de standards formulés par l'IEC (*International Electrotechnical Committee*) et d'autres instituts de normalisation dont le niveau de cohérence technique et de pénétration sur le marché est difficile à évaluer. [5] présente un catalogue des principales normes.

²⁰ <http://www.addressfp7.eu>

²¹ <http://www.voltalis.com>

²² Open Gateway Management Alliance, <http://www.ogemalliance.org/>

Ainsi, il n'y a ni modèle de référence (blocs fonctionnels et leurs interfaces) ni protocoles de communication communément acceptés au niveau international.

Ce manque représente certainement l'un des principaux freins à un déploiement à large échelle du smart metering : le manque de visibilité sur l'avenir des standards fait craindre une obsolescence rapide des investissements, les prix restent élevés à cause de volumes trop faibles, les solutions manquent de maturité.

Dans son mandat M/441²³, la Commission Européenne a mandaté le 12 mars 2009 trois organisations (CEN, CENELEC, ETSI) pour normaliser le smart metering en Europe. Toutefois, il semble que cette initiative, pourtant fort louable, n'aboutisse finalement qu'à reconnaître les standards existants sans faire des choix parmi eux²⁴.

Deux opérations de normalisation méritent une mention particulière :

- Le modèle de référence le plus complet, à notre connaissance, est le modèle proposé par l'institut de normalisation des Pays-Bas (*Netherlands Standardization Institute*). Si la norme NTA 8130 traite essentiellement du compteur lui-même, la norme NTA 8150 définit un ensemble de services offert par le gestionnaire de metering à l'usage des différentes entités (GRD, fournisseur) [6].
- L'association IDIS (*Interoperable Device Interface Specifications*)²⁵ semble faire des progrès significatifs vers l'interopérabilité des compteurs en précisant et complétant des standards existants (par exemple DLMS / COSEM). Les membres de cette association²⁶ exploitent les résultats de leur collaboration avec le GRD national français ERDF. L'association IDIS a l'intention de mener des tests pour garantir l'interopérabilité des compteurs labellisés IDIS.

5.6.2 Normalisation pour la Suisse

Les conditions locales en Suisse sont essentiellement similaires aux conditions qu'on retrouve ailleurs dans le monde.

La normalisation suisse doit donc avoir comme objectif de sélectionner parmi les normes existantes un ensemble de normes qui répondent aux critères suivants : cohérence technique, large base de fabricants offrant des solutions compatibles, capacité à offrir des services « évolués » identifiés.

La norme IDIS semble particulièrement bien adaptée pour la normalisation des compteurs, parce qu'elle émane des fabricants qui s'engagent sur l'interopérabilité de leurs équipements.

Il est important d'inclure dans la normalisation les services de base offerts par l'exploitant de metering, à l'image de la norme NTA 8150 des Pays-Bas. Avec l'élaboration du Metering Code

²³ « CEN, CENELEC and ETSI are requested to develop a European standard comprising a software and hardware open architecture for utility meters that supports secure bidirectional communication upstream and downstream through standardised interfaces and data exchange formats and allows advanced information and management control systems for consumers and service suppliers. The architecture must be scalable to support from the simplest to the most complex applications. » <http://www.cen.eu/cen/Sectors/Sectors/Measurement/Documents/M441.pdf>

²⁴ « European smart meter standards development was a major topic at the Metering Europe event last week (in September 2010) in Vienna, and it seems industry efforts to conform to the European Union's M/441 mandate for open standards are unlikely to bring much order to the current chaos. Europe's largest smart meter projects, including those in the UK, France (ERDF), and Spain (Iberdrola), are each effectively defining their own "open" standards. The OPENmeter project, formed and funded to respond to the M/441 mandate, appears to have capitulated by accepting all of these standards (plus some others, including the newly renamed "Meters & More" technology already deployed by Enel in Italy) into their framework. Each project is large enough to induce customized multi-vendor support, but this approach will not create the economies of scale that a small but robust set of standards might offer. Never has the old lament been more apropos: "the great thing about standards is there are so many to choose from". » <http://www.pikeresearch.com/blog/articles/getting-real%E2%80%A6smart-meter-interoperability>

²⁵ <http://www.idis-association.com>

²⁶ ISKRAEMECO, Itron, Landis+Gyr

Suisse, la branche électrique suisse a toutefois démontré sa capacité à normaliser des échanges d'information complexes. Elle est en mesure de définir des procédures adaptées pour les échanges de données entre le gestionnaire de metering, les fournisseurs, les consommateurs et les sociétés de service.

5.6.3 Revue des normes

Un survol des différentes normes relatives au smart metering est présenté dans l'annexe D.

Un ensemble de topologies plus concrètes est présenté dans [7].

5.7 Démonstrateur

5.7.1 Fonctions du démonstrateur

Le démonstrateur a pour buts de :

- faire le point sur l'état de la normalisation du smart metering,
- mettre en service et tester un environnement de démonstration composé de compteurs intelligents fournis par différents fabricants,
- effectuer une comparaison entre ces différents systèmes.

Le matériel de chaque fabricant est fixé sur un panneau de démonstration. Le démonstrateur est formé par l'ensemble des panneaux juxtaposés.

Ce matériel a été mis gracieusement à disposition par 4 fabricants de smart meters ou leurs représentants en Suisse.

5.7.2 Fabricants partenaires

Le Tableau 9 indique le nom des fabricants et les coordonnées de leur représentation suisse (ou suisse romande).

Fabricant	Entité de contact en Suisse (romande)
Iskraemeco	Iskraemeco Suisse SA Le Voyeboeuf 3 2900 Porrentruy +41 32 474 50 84
Kamstrup	Elmeca SA Les llettes 1870 Monthey +41 24 471 44 61
Landis+Gyr	Landis+Gyr AG Rue du Pré-de-la-Fontaine 19 1217 Meyrin +41 22 980 98 00
Siemens	Siemens Suisse SA Av. des Baumettes 5 1020 Renens +41 58 556 82 57

Tableau 9 Fabricants dont les équipements font partie du démonstrateur

5.7.3 Architecture de référence

L'infrastructure de chaque fabricant doit correspondre au modèle de référence de la Figure 26. Ce modèle est communément utilisé dans le smart metering ; il est par exemple similaire à celui proposé dans le projet OPEN meter [5].

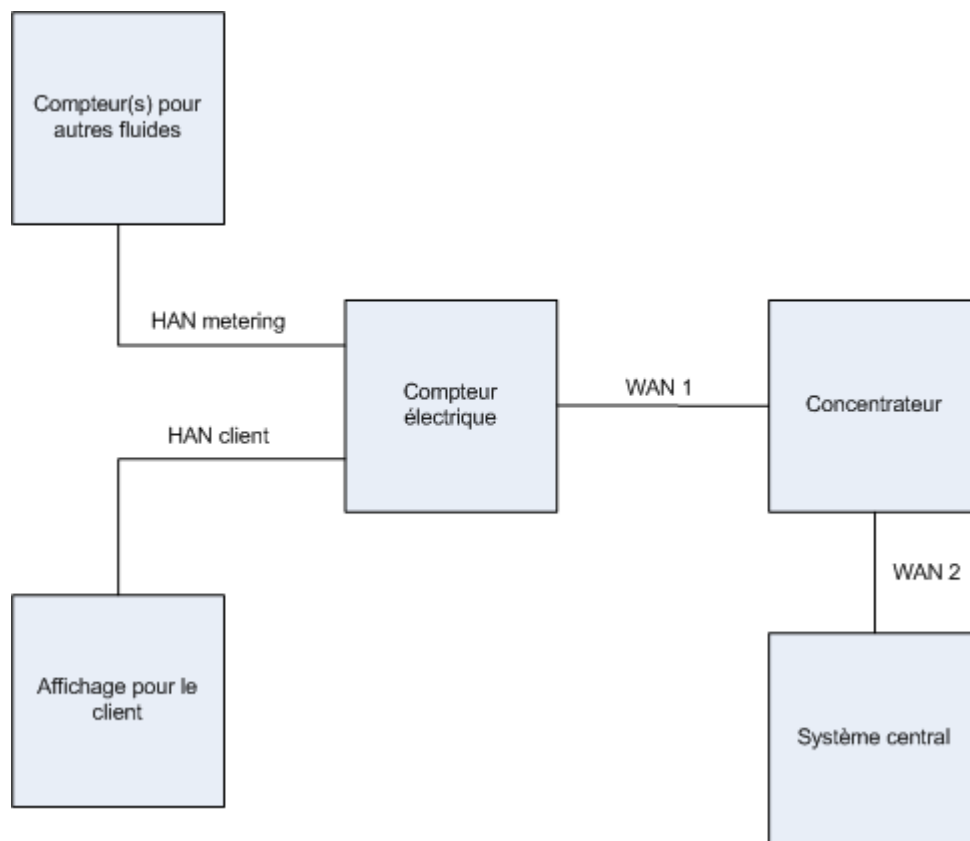


Figure 26 Architecture de référence

5.7.4 Cahier des charges du démonstrateur

Le panneau de chaque fabricant devrait correspondre à l'architecture ci-dessus.

Plus concrètement, les éléments suivants sont attendus pour chacun des fabricants :

Pour notre panneau de démonstration, les caractéristiques minimales suivantes sont attendues de la part de l'infrastructure de chaque fabricant :

- Mesures en monophasé ou en triphasé.
- Tarification dynamique : le compteur doit être capable de gérer plusieurs tarifs (4 par exemple).
- Relais pouvant être activé / désactivé à distance pour l'enclenchement / déclenchement d'un processus (boiler, consommateur thermique).
- Déconnexion / reconnexion de l'alimentation d'électricité (réactivation à l'aide d'un bouton placé sur le compteur).
- Interface de communication Ethernet TCP/IP pour la communication avec le gestionnaire de metering, soit directement soit au travers d'un concentrateur de données.
- Support de l'adressage OBIS.
- Interface pour la communication vers le consommateur.
- Fonction de passerelle pour d'autres compteurs (eau, gaz) et interface (avec ou sans fils) pour la connexion de ces compteurs.
- Environnement de gestion du compteur.
- Accès à la courbe de charge.

Le tableau de démonstration a la topologie illustrée par la figure suivante :

24.03.2010 version 1.0

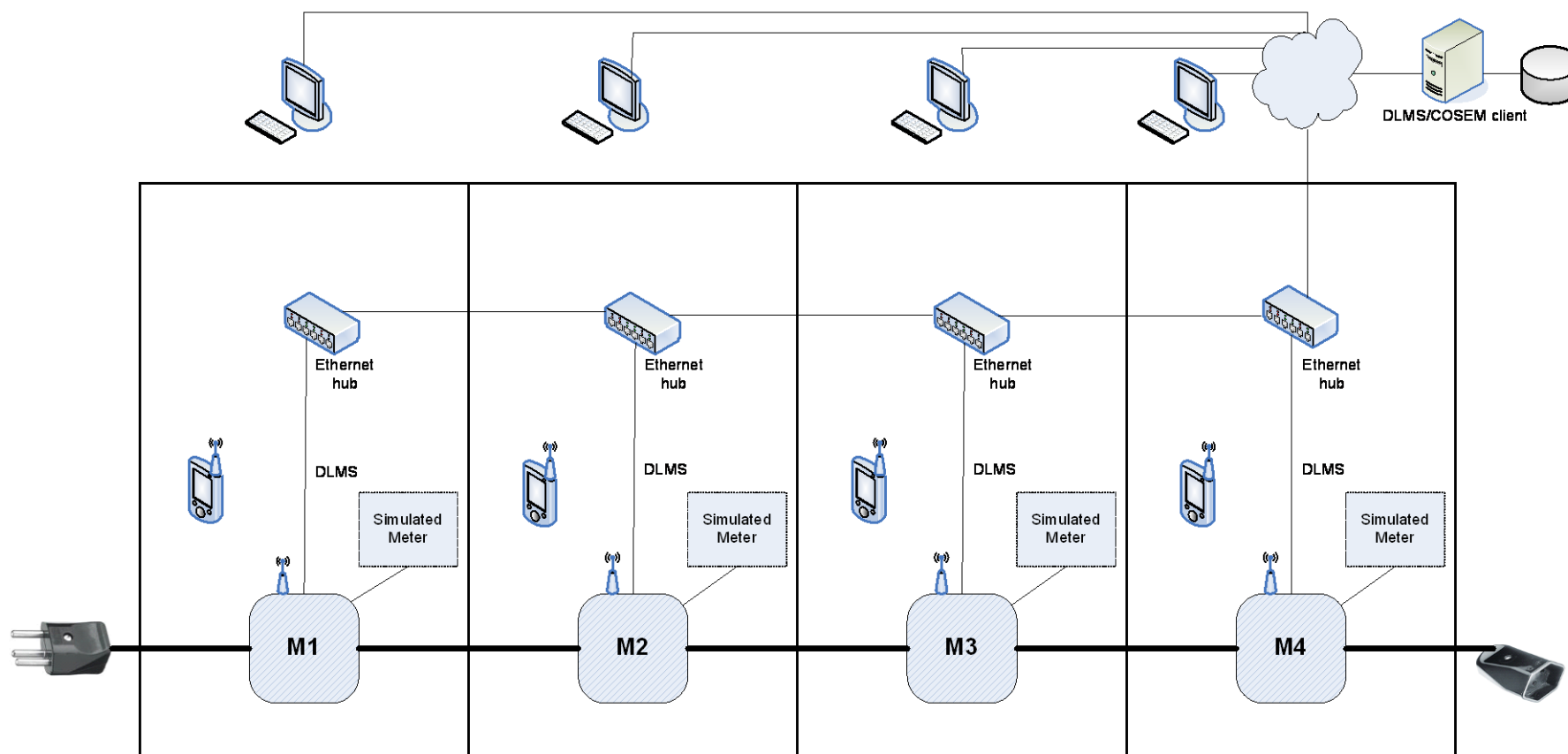


Figure 27 Topologie du démonstrateur

5.7.5 Vue d'ensemble du matériel

Le Tableau 10 présente une synthèse du matériel de chaque fabricant.

	Iskraemeco	Kamstrup	Landis+Gyr	Siemens
Compteur	ME371	162	ZMFxxx	TD-3511
Module IP	Via <i>data concentrator</i>	IP101i ou MUC	Pas disponible	Via <i>data concentrator</i>
Module GSM/GPRS	via <i>data concentrator</i>	Non	Oui	Non
Module PLC	Oui	Non	Non	Oui
Data concentrator	P2LPC	(MUC)	Non	TDK
Wired M-Bus	Non	Non	Oui	Oui
Wireless M-Bus	<i>dongle + P2WM</i>	Oui	Dongle	Non
Home display	HD100	Non	EcoMeter P350	Non
Breaker	Oui	Oui	Oui	TD-3520
Connexion autres compteurs	Via <i>data concentrator</i>	<i>Current loop</i>	Non	TD-3530
Gestion charge	Interne	A distance	A distance	TM 1703 ACP

Tableau 10 Synthèse du matériel

5.7.6 Démonstrateur Iskraemeco

Le fabricant Iskraemeco nous a fourni pour notre projet deux appareils : un compteur triphasé MT371 et un concentrateur de données P2LPC. La communication entre ces deux équipements s'effectue par une forme particulière de PLC appelée DLC (*Distribution Line Carrier*) en utilisant le protocole DLMS comme couche applicative. Sur le P2LPC, une connexion Ethernet permet ensuite de recueillir les mesures enregistrées dans le concentrateur de données par transfert de fichiers (FTP) ou service web. Dans ce cas, il est aisé de recueillir toutes les données utiles.

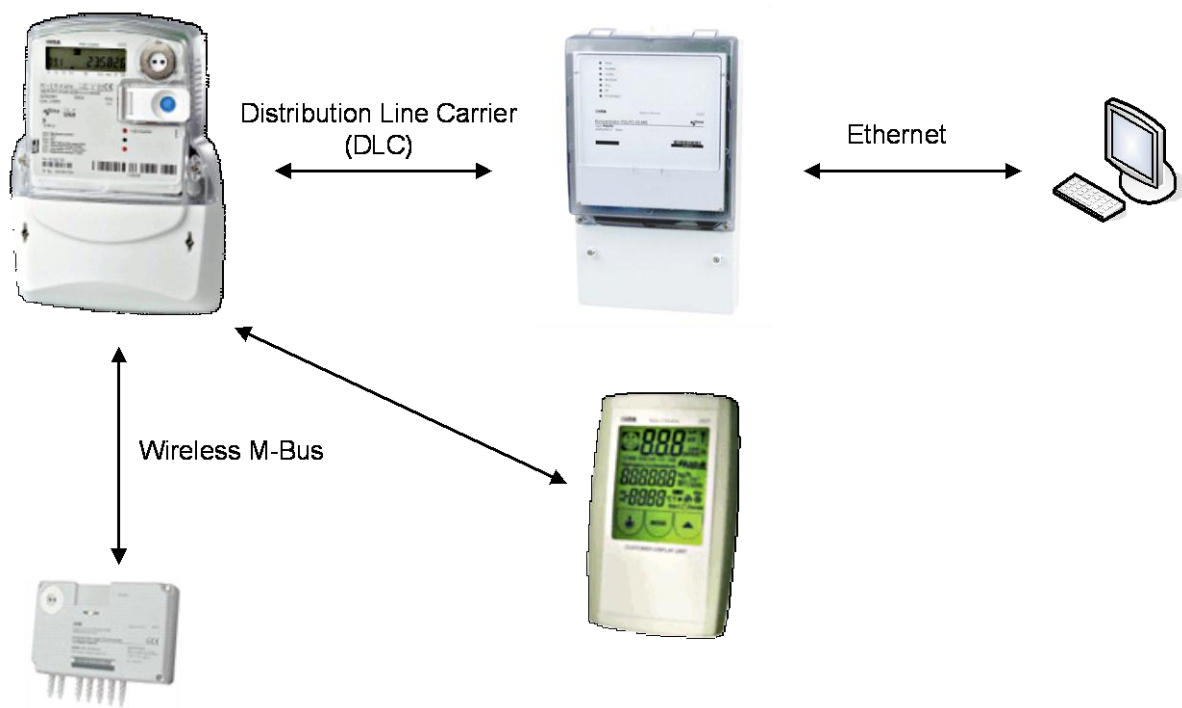


Figure 28 Topologie pour le système d'Iskraemeco

5.7.7 Démonstrateur Kamstrup

Nous disposons d'un compteur Kamstrup du type 162Jx3 pour notre tableau de démonstration. Un MUC (*Multi-Utility Controller*) d'Aquametro fait office de concentrateur de données et de passerelle vers Ethernet. Le M-Bus sans fils est employé pour la communication entre le compteur Kamstrup et le MUC. Une petite application permet à l'utilisateur de voir sa consommation sur son ordinateur. De même, il existe un logiciel professionnel pour obtenir toutes les mesures fournies par le compteur. L'avantage du compteur Kamstrup est l'implémentation du protocole M-Bus sans fils



Figure 29 Topologie du système de Kamstrup

5.7.8 Démonstrateur Landis+Gyr

Landis + Gyr nous a livré un compteur électrique du type ZMF120 et un petit écran interactif ecoMeter. Le compteur possède un module de communication GSM/GPRS pour le relevé des mesures à distance et un module externe M-Bus sans fils pour transmettre la consommation à l'ecoMeter. Nous avons reçu également deux logiciels MAP110 et MAP120 nous permettant de configurer les paramètres du compteur et de lire les données du compteur. Le compteur respecte très bien la spécification du protocole DLMS/COSEM.

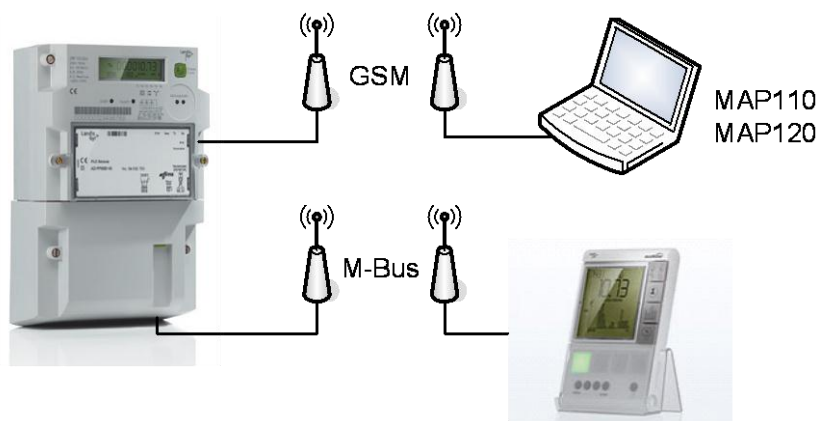


Figure 30 Topologie du système de Landis+Gyr

5.7.9 Démonstrateur Siemens

Siemens a fourni pour notre démonstrateur des appareils faisant partie de leur système AMIS (*Automated Metering and Information System*) qui sont installés dans les habitations et les postes de distribution électrique. De plus, nous avons obtenu un serveur de transactions nous permettant de gérer ces équipements et de recueillir toutes les différentes mesures réalisées par le compteur électrique. Siemens offre un système complet tourné vers le smart metering et aussi vers l'automatisation du réseau de distribution.

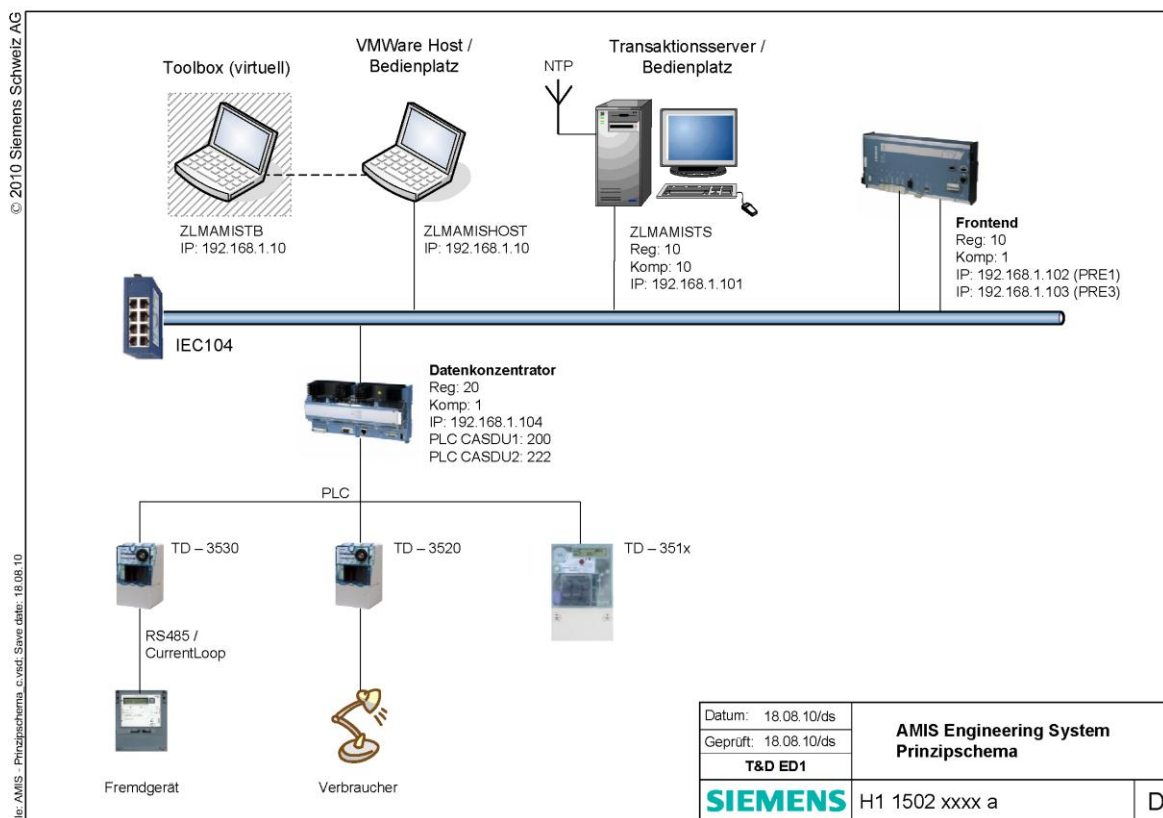


Figure 31 Topologie du système de Siemens

5.7.10 Comparaison entre les solutions

Le Tableau 11 présente une vue synoptique des protocoles de communication utilisé dans le démonstrateur. La dénomination des interfaces fait référence à la Figure 27.

Home Area Network	Iskraemeco	Kamstrup	Landis+Gyr	Siemens
Interface M-Bus filaire			X	X
Interface M-Bus sans fils	X	X	X	

Wide Area Netork 1	Iskraemeco	Kamstrup	Landis+Gyr	Siemens
Couche 7	DLMS/COSEM	DLMS/COSEM	Pas d'interface WAN1 dans le démonstrateur	
Couche 3		M-Bus		
Couche 2	PLC IEC 61334-5-1 IEC 62056-46	M-Bus		
Couche 1	PLC IEC 61334-5-1	M-Bus		EN 50065

Wide Area Network 2	Iskraemeco	Kamstrup	Landis+Gyr	Siemens
Couche 7	FTP	SML	DLMS/COSEM	IEC 60870
Couche 6		SML		
Couche 4	TCP	SML		TCP
Couche 3	IP	IP-Télémétrie		IP
Couche 2	Ethernet	Ethernet	IEEE 802.2 LLC IEC 62056-46	Ethernet
Couche 1	Ethernet	Ethernet	GSM/GPRS	Ethernet
Data Model	COSEM/OBIS	COSEM/OBIS	COSEM/OBIS	OBIS

Tableau 11 Comparaison des systèmes de smart metering

Le Tableau 11 permet de comparer les différentes interfaces de communication et les protocoles mis en œuvre dans chaque système de smart metering testé dans le cadre de notre projet.

Une comparaison des différents équipements a été effectuée selon les critères suivants :

- **Facilité de mise en service** : La procédure de mise en service de chaque compteur est différente pour chaque constructeur, n'est pas toujours très simple et requiert de bonnes connaissances du compteur et des autres équipements l'accompagnant, notamment en ce qui concerne les interfaces de communication et les protocoles associés.
- **Configuration des compteurs et des autres appareils** : Chaque système de comptage intelligent est relativement complexe et beaucoup de paramètres peuvent être changés. Pour cette tâche, les fabricants fournissent des logiciels de configuration tournant sous Windows qu'il faut bien prendre en mains pour obtenir les résultats escomptés.
- **Spécificités du compteur** : Chaque compteur est différent que ce soit par son boîtier, ses composants électroniques, ses interfaces de communication et la manière de lire ses données. Ceci implique de bien consulter chaque fois les documents techniques fournis par chaque constructeur. Une approche générique n'est pas possible.
- **Partie propriétaire au niveau du compteur** : Chaque compteur possède des éléments spécifiques qui empêchent l'interopérabilité des compteurs. Par exemple, les paramètres

de configuration ou certains types de mesures sont sauvegardés de manière différente d'un fabricant à l'autre.

- **Mise en commun des données** : L'utilisation généralisée des codes OBIS permet de retrouver les différentes sortes de mesures quel que soit le protocole employé pour la communication. Néanmoins il existe quelques variations au niveau de ces codes entre les fournisseurs d'équipements de mesures.
- **Interopérabilité des compteurs** : A l'heure actuelle, il n'est pas aisé d'échanger de manière fiable les mesures d'un compteur électrique à l'autre et ne peut se faire uniquement à haut niveau, c'est-à-dire entre serveurs ou entre concentrateurs de données. Certaines spécifications de protocoles tels que DLMS ou M-Bus permettent aux fournisseurs de matériel d'introduire des éléments propriétaires qui peuvent gêner l'interopérabilité entre les compteurs. L'accès à un compteur requiert un logiciel spécifique à son type. Pour résumer, l'interopérabilité entre les compteurs électriques n'est actuellement pas réalisable de manière simple.
- **Evaluation du protocole DLMS** : Même si le modèle de données n'est pas unifié, la plupart des environnements à l'exception notable de Siemens supporte le protocole DLMS entre le compteur et le concentrateur et, moins souvent, entre le concentrateur et le système central.
- **Logiciels fournis** : Les fabricants de compteurs électriques mettent à disposition de leurs clients des logiciels qui prennent en charge les fonctions suivantes : mise en service, configuration, maintenance, relevé à distance des mesures, calibration et contrôle par du personnel agréé. Parfois, ces fonctions sont regroupées dans un seul logiciel. D'autres fois, on trouve un logiciel par fonction. Cette disparité ne facilite pas la prise en charge de plusieurs systèmes dans une entreprise.
- **Compatibilité des codes OBIS** : Un document placé dans l'annexe 5 décrit les codes OBIS utilisés par chaque système de smart metering et les codes OBIS du metering code suisse. Cette comparaison montre que les codes OBIS les plus importants employés notamment pour la facturation sont supportés par tous les fabricants, tandis que les fabricants mettent en place des codes OBIS particuliers pour des mesures un peu plus spécialisées. Une statistique a été réalisée pour montrer combien de codes OBIS sont communs entre les compteurs évalués et le Metering Code suisse :
 - 8 codes pour les 4 compteurs et le Metering Code
 - 4 codes pour les 4 compteurs
 - 15 codes pour 3 compteurs
 - 47 codes pour 2 compteurs
 - 187 codes pour un seul compteur
 - 15 codes uniquement pour le Metering Code

5.7.11 Module émulant un compteur M-Bus

Un équipement simulant à la fois un compteur d'eau et un compteur de gaz a été construit. Il possède deux interfaces M-Bus, une câblée et une autre sans fil. Le but de ce petit équipement est de montrer qu'il est possible d'intégrer un ou des compteurs de fluides de diverses natures (eau, gaz, chaleur, etc...) dans un environnement de mesures électriques. En effet, il devient de plus en plus clair que l'infrastructure employée pour la mesure de la consommation électrique peut aussi être une passerelle pour transmettre les données de consommation des autres fluides. De manière générale, ce compteur simulé possède un index pour chaque fluide (eau & gaz). Selon le mode de fonctionnement, les valeurs des index sont envoyées vers le module M-Bus du compteur intelligent. Finalement, ces données sont consultables par les fournisseurs d'énergie en utilisant l'infrastructure de communication mise en place pour rapatrier les valeurs de la consommation électrique.

5.8 Références

- [1] Statistiques Suisse de l'électricité 2009, Office fédéral de l'énergie OFEN
- [2] Flexibilisation de la consommation de l'énergie électrique - EFlex, Travail de diplôme de Jérémie Mayor, 2009, HES-SO Valais, filière Systèmes Industriels
- [3] L'utilisation des compteurs électriques intelligents, Préposé fédéral à la protection des données et à la transparence
<http://www.edoeb.admin.ch/themen/00794/00819/01713/index.html?lang=fr>
- [4] D2.1 - DESCRIPTION OF CURRENT STATE-OF-THE-ART OF TECHNOLOGY AND PROTOCOLS, disponible sous <http://www.openmeter.com>
- [5] D 1.1 - REPORT ON THE IDENTIFICATION AND SPECIFICATION OF FUNCTIONAL, TECHNICAL, ECONOMICAL AND GENERAL REQUIREMENTS OF ADVANCED MULTI-METERING INFRASTRUCTURE, INCLUDING SECURITY REQUIREMENTS, disponible sous <http://www.openmeter.com>
- [6] Netherlands Technical Agreement NTA 8130 - Minimum set of functions for metering of electricity, gas and thermal energy for domestic customers
Netherlands Technical Agreement NTA 8150 - System Interface AMI Systems
- [6] 2nd Opinion für den VSE - Lastgangmessung versus Standardlastprofile - Management Summary, http://www.strom.ch/uploads/media/Studie_P%C3%96YRY.pdf

6 Gestion de la charge

6.1 Introduction

6.1.1 Contexte

Par principe, un réseau électrique doit assurer l'équilibre instantané entre production et consommation. Les moyens non-exclusifs à disposition pour réaliser cet équilibre peuvent être classés en trois catégories :

- adaptation de la capacité de production aux besoins de la consommation,
- adaptation du niveau de consommation à la capacité de production,
- stockage d'énergie, qu'il soit centralisé ou décentralisé.

Le développement des énergies renouvelables dont la production comporte souvent un caractère stochastique va encore compliquer la gestion de cet équilibre.

Sous le terme générique de « gestion de la charge », on entend l'ensemble des mécanismes utilisés pour asservir une partie de la consommation de courant aux exigences et limites de la production.

6.1.2 Contenu du chapitre

Ce chapitre traite de la gestion de la charge sous quatre aspects :

- Aspects systémiques : rôle de la gestion de la charge dans le système énergétique
- Aspects économiques : valeur marchande du décalage dans le temps de la consommation de courant
- Stratégies d'implémentation
- Démonstrateurs traités en collaboration avec deux entreprises partenaires du projet.

6.1.3 L'équipe

Le groupe de travail composé de personnes des entités académiques et des entreprises énergétiques suivantes a travaillé sur la gestion de la charge :

- CREM, Centre de Recherches Energétiques et Municipales, Martigny, expertise dans la gestion des flux énergétiques urbains
- HES-SO Valais, Institut Systèmes industriels, Sion, mesure – commande – régulation, développement d'un prototype et gestion de projet
- FMB prototype de gestion de la charge « iSmart »
- SEIC-TELEDIS, prototype de gestion de la charge
- SIG, contribution aux aspects économiques
- Groupe E, contribution aux aspects économiques

Deux systèmes pilotes ont été traités, l'un en relation avec un GRD régional (SEIC) et l'autre avec un GRD national (FMB).

6.2 Aspects systémiques de la gestion de la charge

6.2.1 Introduction

Dans la vision d'une éco-cité, différents éléments sont fondamentaux. L'élément premier est le bâti. Il est construit pour une certaine durée et consomme une certaine quantité de ressources : énergie mais aussi eau par exemple.

L'évolution technologique permet de diminuer la quantité d'énergie nécessaire, de telle sorte qu'à terme, les bâtiments vont devenir (ou sont déjà) producteur local de ressources : en termes d'eau d'une part via une récupération d'eau de pluie pour des usages d'eau grise, ou en termes d'énergie, solaire ou autre d'autre part.

Pour être totalement autonome, un bâtiment devrait posséder une infrastructure pour le stockage de ressources (réservoir d'eau, batterie...). Une solution alternative consiste à relier les bâtiments par des réseaux pour résoudre l'adéquation production – consommation globalement et non localement (voir Figure 32). On distingue deux types de réseaux :

- le réseau « solide » composé de tuyaux pour l'eau, de gaines pour les câbles électriques ou autres,
- le réseau « abstrait » de communication et d'information, qui permet de renseigner sur les besoins ou la production en cours au niveau du bâtiment.

Le réseau « solide » va ainsi passer du réseau de distribution qu'il est aujourd'hui à un réseau d'échanges, les échanges étant gérés par le réseau « abstrait ».

Enfin le comportement des utilisateurs va influencer fortement sur la façon d'utiliser les ressources.

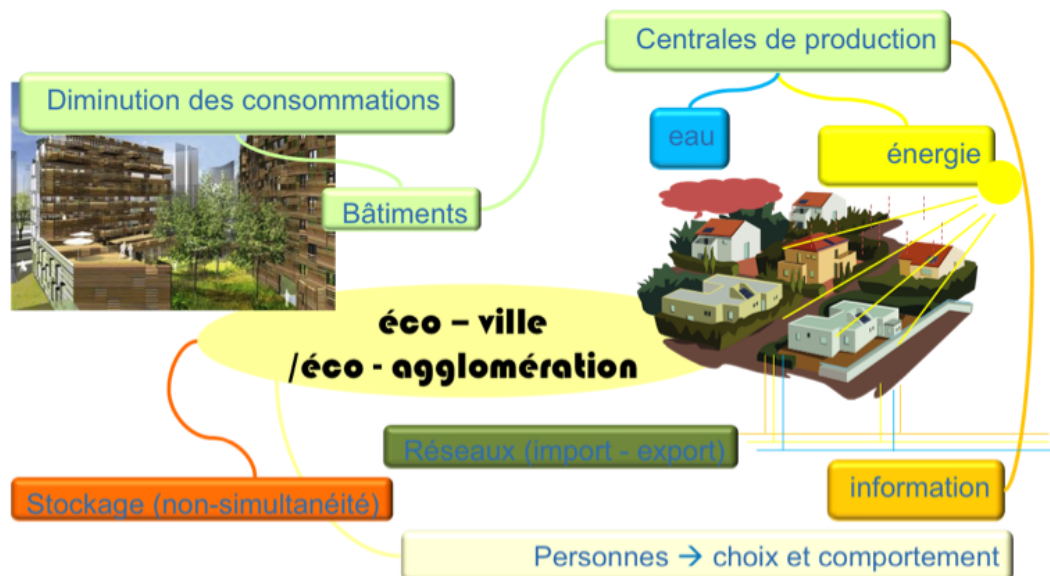


Figure 32 Réseaux « solide » et « abstrait » pour éco-cité

6.2.2 Motivations pour la gestion de la charge

La première question qui se pose est de savoir pourquoi et pour qui il faut gérer la charge. En effet, les acteurs de l'énergie électriques sont nombreux (Figure 33) : GRD, fournisseur d'énergie, client, producteur, collectivité, régulateur, politiques, transporteur, économie privée (fournisseurs hardware), investisseurs, communauté académique...

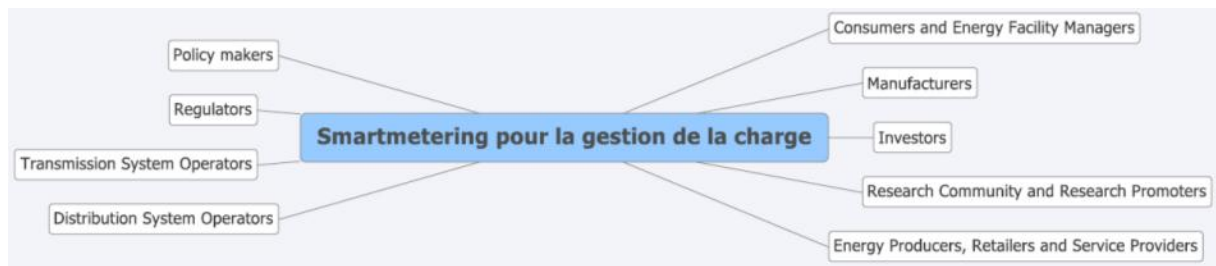
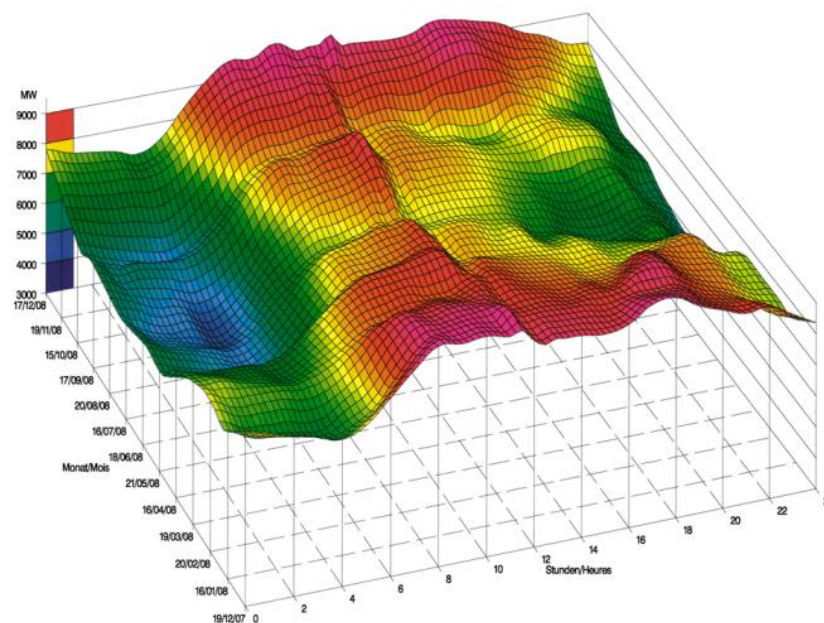


Figure 33 Acteurs de la gestion de la charge

La variation au cours du temps de la production et de la consommation d'énergie est connue. En effet, l'utilisation d'une part est largement influencée par les saisons et le moment dans la journée. Ainsi la charge horaire en Suisse peut varier du simple au triple (voir Figure 34) :

Belastungswerte 2008 der schweizerischen Elektrizitätswerke
Charge horaire et mensuelle des centrales électriques suisses en 2008



Quelle: BFE, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2008
Source: OFEN, Statistique suisse de l'électricité 2008

Figure 34 Consommation électrique horaire en Suisse pour l'année 2008

Parallèlement, la quantité d'énergie produite par une centrale dépend notamment de sa technologie. Le nucléaire produit en ruban, le solaire et l'éolien de façon partiellement prévisible, l'hydraulique en fonction des appels de puissance etc.

Le graphique ci-dessous montre que dans certaines périodes, les prévisions de production ont pu différer jusqu'à 10% (= ~100MW) des productions réelles, en soulignant cependant l'excellente tendance de suivi.

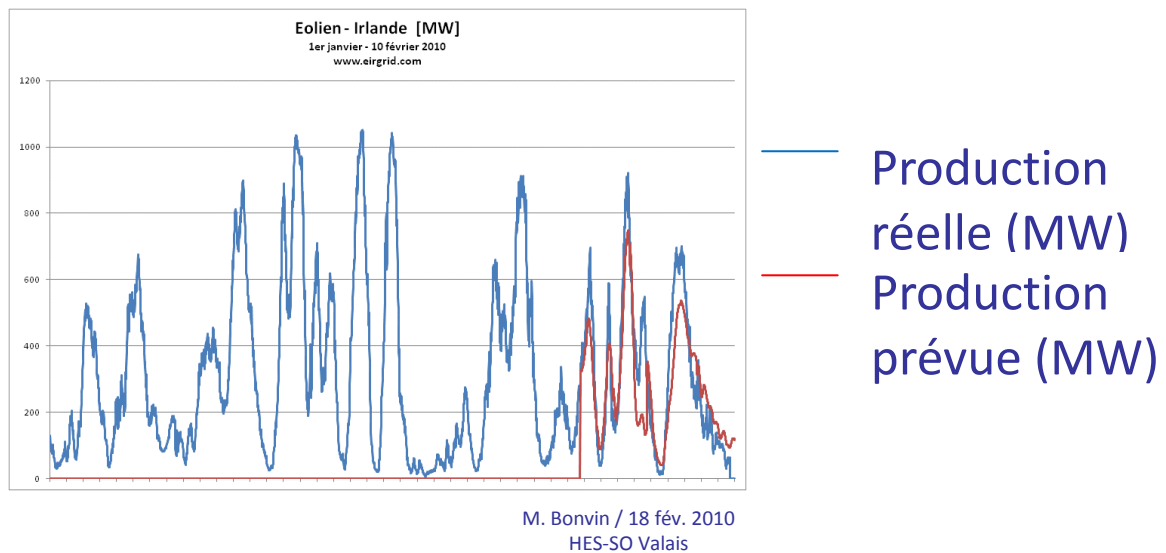


Figure 35 Différence entre production prévue et production réelle pour l'énergie éolienne

A ce graphique s'ajoute une autre constatation. Le besoin de consommation peut être adapté en fonction de différentes situations ou contraintes. Une expérience a été menée à la HES-SO Valais et a montré que les besoins de chaleur d'un bâtiment peuvent être décalés temporellement en ajoutant un degré de liberté sur le confort thermique.

En allumant le chauffage par un système « smart » et en acceptant un confort thermique variable ($\pm 2^\circ \text{C}$), la courbe de charge obtenue avec une régulation de chauffage classique (grisée dans la Figure 36) peut être transformée en une courbe de charge totalement anticyclique (courbe noire) par rapport à la charge globale du réseau électrique (courbe brune).



Figure 36 Flexibilité pour le chauffage d'une maison récente

6.2.3 Objectifs pour la gestion de la charge

Doit-on se diriger vers le confort du client et adapter la production ou doit-on se diriger vers les besoins des fournisseurs et adapter le confort des usagers ? Ce choix est illustré par la Figure 37.

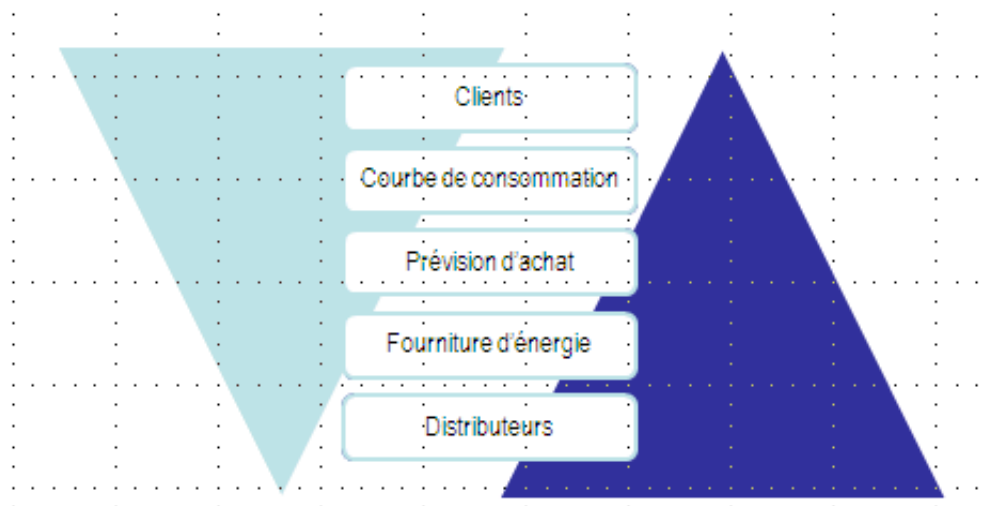


Figure 37 Priorité Production - Consommation

Ce choix a une implication primordiale sur les courbes de charges et les exemples des trois figures suivantes le prouvent :

- Dans la Figure 38, le consommateur minimise ses coûts. Sa courbe de charge (en vert) est inversement proportionnelle au prix de l'énergie (en gris).
- Dans la Figure 39, l'objectif est de limiter les pointes (courbe de charge globale en violet). La courbe de charge d'un consommateur individuel est aussi limitée et aussi écrêtée.
- Dans la Figure 40, l'objectif pour un consommateur est de suivre la courbe de production, qui peut être locale ou globale.

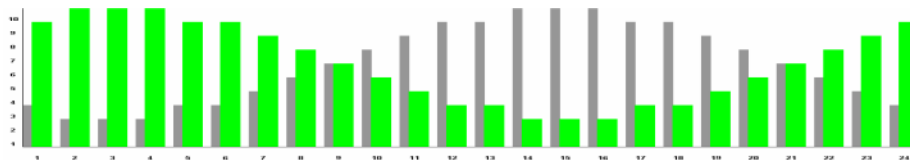


Figure 38 Consommation orientée client pour minimiser les coûts

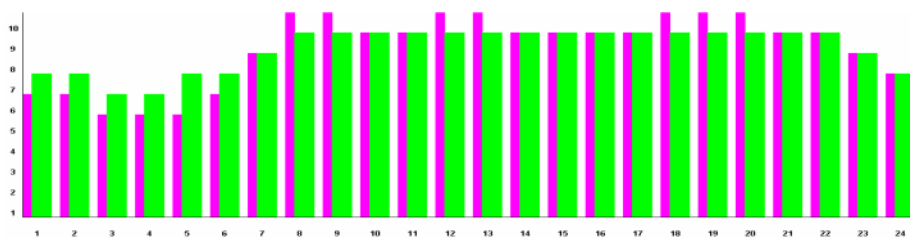


Figure 39 Consommation orientée client, avec suppression des pointes

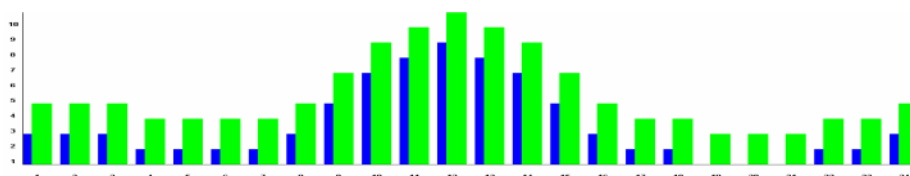


Figure 40 Consommation orientée production

Les courbes de charge des consommateurs sont totalement différentes l'une de l'autre.

La gestion de la charge peut donc servir à des objectifs différents. Les deux prototypes installés par les GRD illustrent cette différence. Ils font l'objet d'une description plus loin dans le rapport.

A une échelle locale (collectivité), les acteurs clés ont été identifiés. Leurs intérêts peuvent accélérer ou au contraire freiner le déploiement de la gestion de la charge.



Figure 41 Acteurs et leurs motivations pour la gestion de la charge

6.3 Analyse de la gestion de la charge

Après discussion avec le groupe de travail, il a été décidé de procéder à une analyse de la gestion de la charge sous une approche qualitative et une approche quantitative. Ces deux approches sont développées dans les paragraphes qui suivent.

6.3.1 Approche qualitative

La première étape a été de délimiter la frontière du système qui devait être analysé. L'intitulé de projet « Smart Metering pour éco-cités » permet d'en tirer la conclusion que l'accent sera mis sur l'entité « ville » dans son sens large.

Les trois acteurs principaux qui forment la ville sont les clients, la collectivité et le GRD / fournisseur. Tous trois ont des objectifs ou des attentes vis-à-vis de la gestion de la charge et du smart metering en général. Les images ci-dessous montrent les relations possibles vis-à-vis des acteurs.

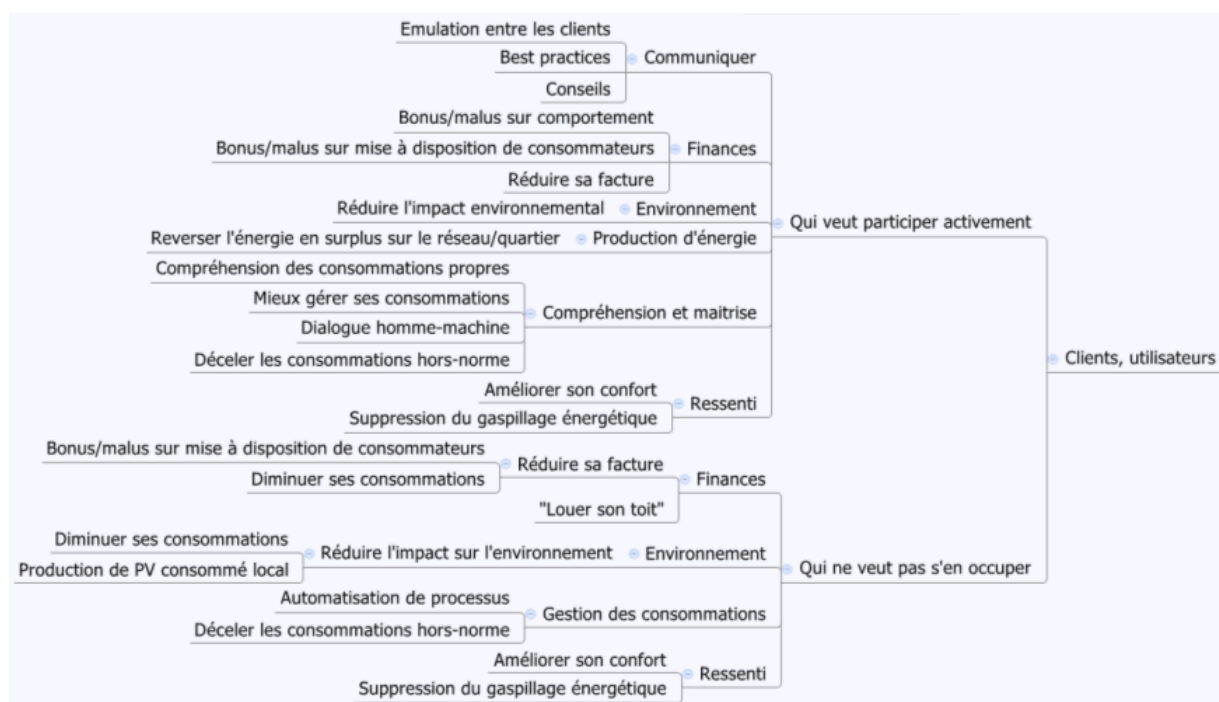


Figure 42 Attentes des clients

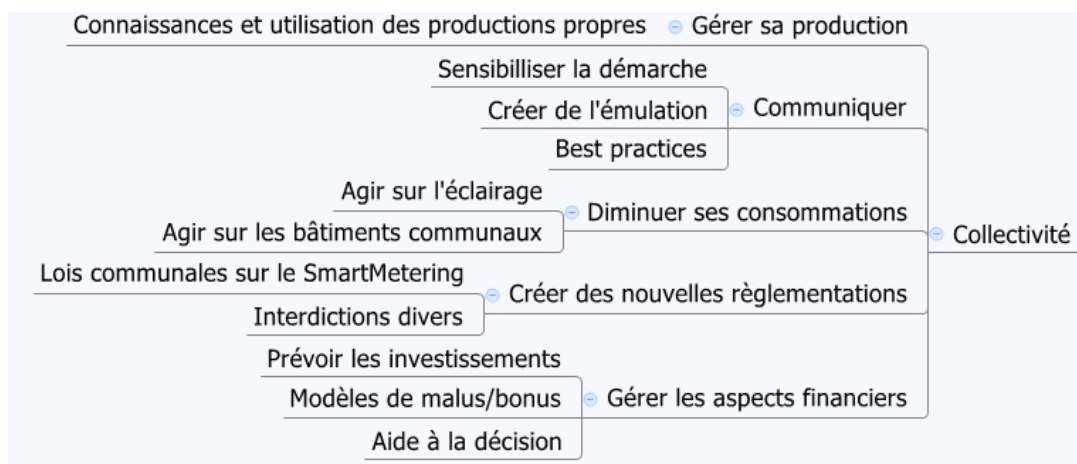


Figure 43 Attentes de la collectivité



Figure 44 Attentes du GRD / fournisseur d'énergie

6.3.2 Le point de vue des GRD / fournisseurs d'énergie

De manière non exhaustive, différents entretiens avec les GRD / fournisseurs d'énergie ont démontré des objectifs différents d'un acteur à l'autre. Le tableau suivant reprend les principaux éléments :

Objectif	Explication ou influence du smart grid
Etre en conformité avec la loi	La loi ne parle que de la courbe de charge des éligibles
Assurer l'approvisionnement	Le confort des clients est la priorité
Garantir un prix compétitif	Limiter la concurrentialité entre vecteurs d'énergie
Donner une image positive	Aller dans la direction du développement durable
Promouvoir des solutions innovantes	Répondre à des objectifs fixés dans une politique énergétique
Gérer le stockage d'énergie	Mettre le pompage-turbinage en compétition avec le smart grid
Vendre plus d'électricité	Electrifier la mobilité mais gérer le tout avec le smart grid
Mieux gérer son réseau	Améliorer le suivi du programme souscrit
Faire du contracting d'énergie de réglage	Modifier sa courbe de charge pour vendre de l'énergie de réglage

Tableau 12 GRD / fournisseur : objectifs liés aux smart grids

Finalement, la matrice SWOT pour les GRD / fournisseurs est résumée à la Figure 45 :

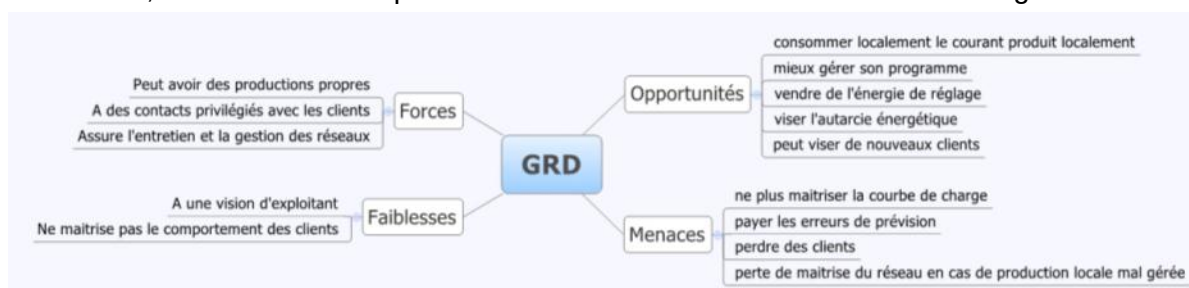


Figure 45 Matrice SWOT pour un GRD

6.3.3 Régulation de la charge globale du réseau

Il est généralement possible d'estimer en temps réel le bilan de puissance effectif d'un réseau de distribution à partir de la mesure des courants à ses points de connexions. Dans le cas d'un système non libéralisé, le GRD connaît donc le bilan effectif de son réseau.

Dans le cas d'un système libéralisé, l'installation généralisée de compteurs intelligents dans le réseau permet d'établir les bilans spécifiques de chacun des opérateurs. Ceci nécessite toutefois que la libre circulation de ces informations soit assurée et que le GRD dispose des interfaces de communication nécessaires.

Pour chacun des opérateurs concernés, une réduction des échanges d'énergie d'ajustement équivaut à une diminution des pénalités financières facturées a posteriori par le régulateur de zone (Swissgrid) notamment pour la fourniture d'énergie de réglage (voir Figure 46). La régulation doit donc piloter les relais de façon à ce que le bilan de puissance effectif de chacun des opérateurs impliqués sur le réseau (mesure) coïncide avec la courbe de charge qu'il avait planifiée (consigne).

Un premier étage de régulation permet de contrer, au moins partiellement, les aléas de puissance provoqués essentiellement par les conditions météorologiques.

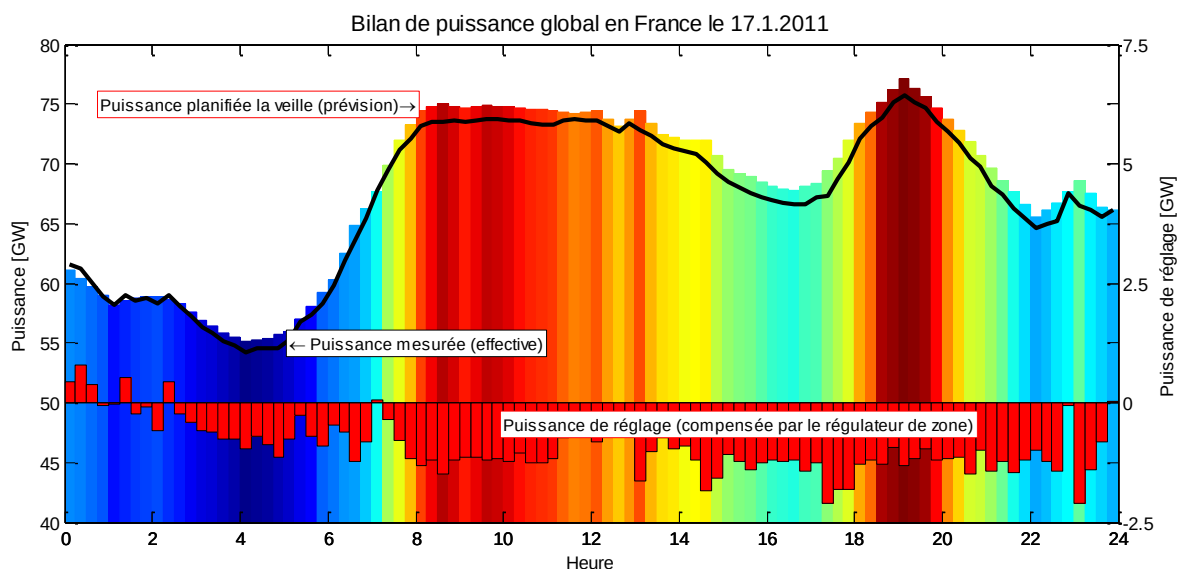


Figure 46 Illustration du coût de l'énergie de réglage (ajustement) et des différences de prix de l'énergie (bleu = bon marché, rouge = chère) ²⁷

6.3.4 Pilotage des échanges de puissances à l'intérieur du réseau

Si l'on dispose d'un réseau d'appareils de mesure suffisamment dense, il devient possible de régler les flux de puissance échangés à l'intérieur du réseau. On peut ainsi réduire le risque de surcharge des installations critiques et tenter de limiter les pertes dans les lignes en coordonnant des producteurs et des consommateurs proches les uns des autres. A l'avenir, cette fonction sera utile pour limiter les conséquences d'une arrivée massive et soudaine de véhicules électriques à recharger dans une zone du réseau mal desservie (capacité des lignes limitées).

6.3.5 Fonction de délestage

Dans tous les cas, le système de gestion de la charge devrait être subordonné à un ordre de délestage prioritaire donné par Swissgrid (gestion de la charge événementielle). Cette fonction présente le double avantage de ne pas occasionner de blackout et de permettre un retour progressif à la situation normale.

6.4 Approche quantitative : Perspectives énergétiques 2035, application au cas de la ville de Martigny

6.4.1 Quatre scénarios sur la demande en énergie

L'office Fédéral de l'énergie a défini quatre scénarios sur l'évolution possible de la consommation en énergie d'ici 2035 [1]. Ils sont résumés brièvement ci-dessous :

- **Scénario I : Poursuite de la politique actuelle.** Les instruments de promotion de l'efficacité énergétique actuels sont poursuivis.
- **Scénario II : Collaboration renforcée entre l'état et l'économie.** Incitations plus marquées pour promouvoir l'efficacité énergétique. Les outils sont l'introduction d'une taxe CO₂ sur les combustibles, la mise en place de conventions entre l'Etat et les entreprises définissant des objectifs d'économie, l'introduction d'un "centime électrique" et la promotion de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

²⁷ Sources des données RTE :

<http://www.rte-france.com/fr/developpement-durable/maitriser-sa-consommation-electrique/eco2mix-consommation-production-et-contenu-co2-de-l-electricite-francaise#plus1>

- **Scénario III : Nouvelles priorités.** Il s'agit de définir de nouvelles priorités au niveau mondial en termes d'efficacité énergétique. Cela pourrait passer par le renchérissement des énergies non renouvelables et de l'électricité et par des instruments promotionnels comme des audits énergétiques. La réalisation de ce scénario n'est envisageable que par un effort commun à l'échelle mondiale.
- **Scénario IV : Société à 2000 W.** Recul de 35% de la consommation d'énergie et des émissions en CO2 entre 2000 et 2035. Des changements massifs sont nécessaires pour y parvenir et impliquent aussi des changements structurels comme le développement d'infrastructures de transport public.

Les objectifs en termes de demande en énergie finale et en électricité sont définis dans le tableau suivant :

Perspectives 2035	Demande d'énergie finale	Demande en électricité
Scénario I	+2%	+29%
Scénario II	-4%	+23%
Scénario III	-14%	+13%
Scénario IV	-27%	-2%

Tableau 13 Synthèse des quatre scénarios énergétiques pour la Suisse

6.4.2 Couverture de la demande en électricité

Quel que soit le scénario et la politique de sobriété adoptée, aucune diminution de la demande en électricité n'est envisagée. Ceci est en grande partie lié à l'augmentation de la part de l'électricité dans les transports et dans le chauffage des bâtiments (pompes à chaleur). Une pénurie d'électricité est prévue dès 2018.

Sept variantes ont été envisagées pour faire face à la pénurie d'électricité prévue.

- Nucléaire
- Nucléaire + fossile
- Fossile centralisé
- Fossile décentralisé (CCF)
- Energies renouvelables
- Prolonger l'exploitation des centrales nucléaires
- Importations

6.4.3 Application du scénario le plus ambitieux à la ville de Martigny

La demande d'énergie actuelle pour la ville de Martigny (hors transports) se répartit comme suit :

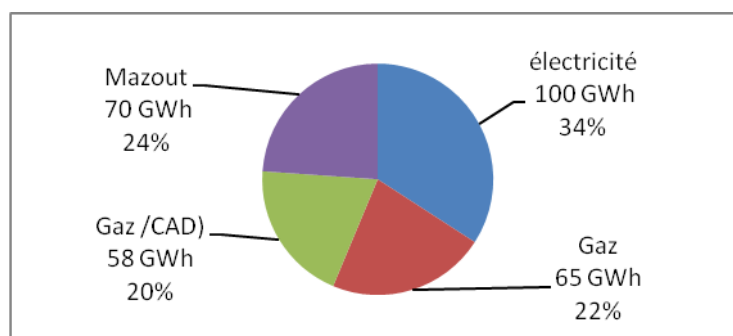


Figure 47 Source d'énergie pour Martigny (hors transports)

Dans le scénario le plus ambitieux de l'OFEN et la variante « énergies renouvelables » pour la couverture de la demande d'électricité, l'objectif est de couvrir 22 % de la consommation électrique soit 22 GWh annuels.

Le potentiel de production d'électricité renouvelable peut être évalué :

Energie renouvelable	Hypothèses	Production annuelle [GWh]
Solaire photovoltaïque	• Production : 100 kWh/m²an • Surface par bâtiment (individuel 10 m², collectif 20 m²) • Surface disponible totale (d'après statistique des bâtiments 2007) : 25'000 m²	2.5
Grandes éoliennes	• Collonges : 4.5 GWh/an • 4 nouvelles éoliennes : 18 GWh/an	22.5
Autres	Mini-hydraulique, géothermie, biomasse	
Total		25

Tableau 14 Potentiel de production d'électricité renouvelable pour la ville de Martigny

6.5 Conclusions

On constate que pour Martigny, les objectifs de production d'énergie renouvelable décrits dans les scénarios de l'OFEN pourraient être atteints, notamment en exploitant le potentiel éolien. Des mesures individuelles du type « chacun son carré solaire » ont moins de potentiel que les grandes installations.

Toutefois ces estimations ne portent que l'énergie cumulée et non sur la puissance instantanée. Le caractère irrégulier et aléatoire des énergies renouvelables, qui seraient fortement développées dans le scénario évoqué, nécessite soit un stockage d'énergie soit une gestion de la charge. Si les deux moyens sont complémentaires, la gestion de la charge est plus « smart » que le stockage car elle nécessite essentiellement une coordination basée sur des échanges d'information, au contraire du stockage d'énergie.

A ce titre, des solutions de smart metering pourraient jouer un rôle important afin de favoriser une utilisation locale de l'énergie produite sur place. Le réseau de transport pourrait aussi être du coup moins sollicité ce qui en même temps diminue les pertes.

S'il semble possible de réaliser à Martigny le scénario le plus ambitieux de l'OFEN, ce ne sera peut-être pas le cas d'autres agglomérations situées dans des endroits moins favorables à la production d'énergie renouvelable. De plus, on constate aussi la forte dépendance de la ville aux énergies fossiles. Si à l'avenir il devenait une fois nécessaire de se passer de ces dernières, le défi sera autrement plus important que réaliser le scénario de l'OFEN le plus ambitieux. Il ne s'agira en effet pas de couvrir uniquement 22% de l'énergie électrique (22 GWh/an) mais près de 70% (200 GWh) de la consommation annuelle actuelle. Et c'est sans tenir compte des transports.

6.6 Aspects économiques de la gestion de la charge

6.6.1 Introduction

La gestion de la charge est souvent louée comme l'application la plus importante qui fera décoller le comptage intelligent. Est-ce vraiment le cas en Suisse ?

6.6.2 Situation actuelle

Contrairement à beaucoup de pays publiant des rapports sur la rentabilité de la gestion de la charge, la Suisse :

- est dotée de télécommandes centralisées depuis longtemps,
- dispose d'une puissance de réglage bon marché provenant des centrales hydrauliques à accumulation.

6.6.3 Revenus potentiels de la gestion de la charge

La gestion de la charge peut en principe engendrer les bénéfices économiques suivants :

1. Diminution du volume – et par conséquent du coût – de l'énergie d'ajustement d'un groupe bilan.
2. Offre de prestations de réglage tertiaire.
3. Minimisation des pertes sur les lignes.
4. Diminution de la charge sur certaines infrastructures permettant d'éviter ou retarder leur remplacement
5. Augmentation de la continuité de la fourniture (réduction de la consommation dans des situations critiques).

Cette étude se concentre essentiellement sur les deux premiers bénéfices potentiels mentionnés.

6.6.4 Technologies émergentes

Aux Etats-Unis, les premiers électroménagers intelligents « *smart grid ready* » émergent. En France, le BluePod de Voltalis offre la fonction de gestion de charge comme solution indépendante des acteurs du marché traditionnels.

6.6.5 Rétroactions

Tout développement de gestion de charge dans les réseaux intelligents semble induire la diminution des prix de l'énergie d'ajustement et de la puissance de réglage. Ceci peut avoir des effets négatifs imprévisibles sur la rentabilité des investissements.

Les énergies renouvelables injectées augmentent les besoins de puissance de réglage. Ceci pourrait entraîner une hausse des prix qui sera actuellement plus importante que tout effet causé par la gestion de la charge. La tendance pourrait s'inverser à nouveau au moment où les véhicules électriques jouent un rôle important dans la gestion de la charge.

Ces basculements créent un sentiment d'insécurité chez les investisseurs.

6.6.6 Conclusion

Pour les utilisations domestiques, une installation thermique est nécessaire pour permettre d'amortir un investissement dans la gestion de la charge.

Pour le réglage tertiaire, il faut faire usage du comptage intelligent pour intégrer la puissance délestable à chaque moment sur l'ensemble de la clientèle, car il faut s'assurer qu'elle soit vraiment disponible en cas de besoin.

Dans le cadre d'un travail Bachelor (« Rentabilité économique du comptage intelligent (Smart Metering) » réalisé par Benjamin Buthey) associé au projet BizGrid, on a évalué le potentiel d'un retour sur investissement pour le réglage tertiaire. Les prix des offres gagnantes ne permettent pas un retour sur investissement. Néanmoins, il est possible d'économiser des montants intéressants avec le prix de la puissance du réseau amont. Le Groupe E pratique déjà une gestion de la charge très efficace avec la télécommande centralisée (programmée de façon statique).

6.7 Architecture des systèmes de la gestion de la charge

6.7.1 Structure générale d'un système de gestion de la charge idéal

Un système de gestion de la charge idéal tel que représenté dans la Figure 48 devrait satisfaire à la fois les abonnés, l'exploitant du réseau et le propriétaire de l'infrastructure. Cet objectif serait atteint en réduisant le coût d'achat de l'énergie, en améliorant la sûreté d'approvisionnement, en optimisant l'utilisation de l'infrastructure, en procurant des services et/ou des prix préférentiels aux abonnés et en contribuant à mieux respecter l'environnement.

Pour mener ces tâches à bien, le système devrait collecter et traiter des informations d'origines diverses. Il devrait donc comporter un certain nombre d'interfaces :

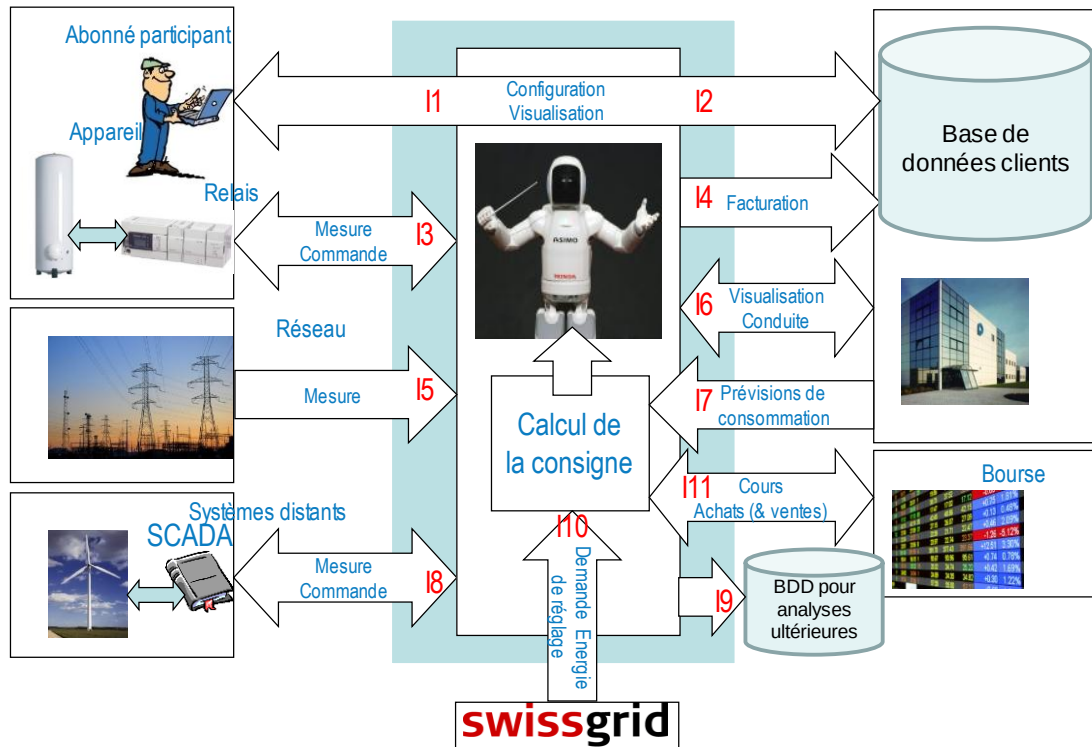


Figure 48 Interfaces d'un système de gestion de la charge (cas idéal)

Au cœur du dispositif, une optimisation déterminerait l'état de chaque processus sous contrôle en fonction des informations suivantes :

- Une prévision de la consommation des abonnés
- Les objectifs assignés par l'exploitant du réseau (GRD) et/ou par Swissgrid [2]
- Les mesures collectées dans le réseau et sur les appareils pilotés par les relais
- Les contraintes configurées par les propriétaires des appareils
- Les limites techniques de l'infrastructure
- Les cours de l'énergie à la bourse
- Des données provenant d'autres systèmes similaires
- Des objectifs à atteindre et des contraintes à respecter, qui peuvent varier de cas en cas

6.7.2 Algorithme d'optimisation de la gestion

Comme le montre la Figure 50 , si l'on entend pouvoir satisfaire un maximum d'exigences, la charge doit être pilotée en fonction de deux optimisations successives:

- Une optimisation prévisionnelle, effectuée au moins un jour à l'avance.

- Une optimisation en temps réel.

Ces deux phases sont complémentaires: il est parfaitement possible de renoncer à l'une d'entre elles, mais au détriment des performances globales du système.

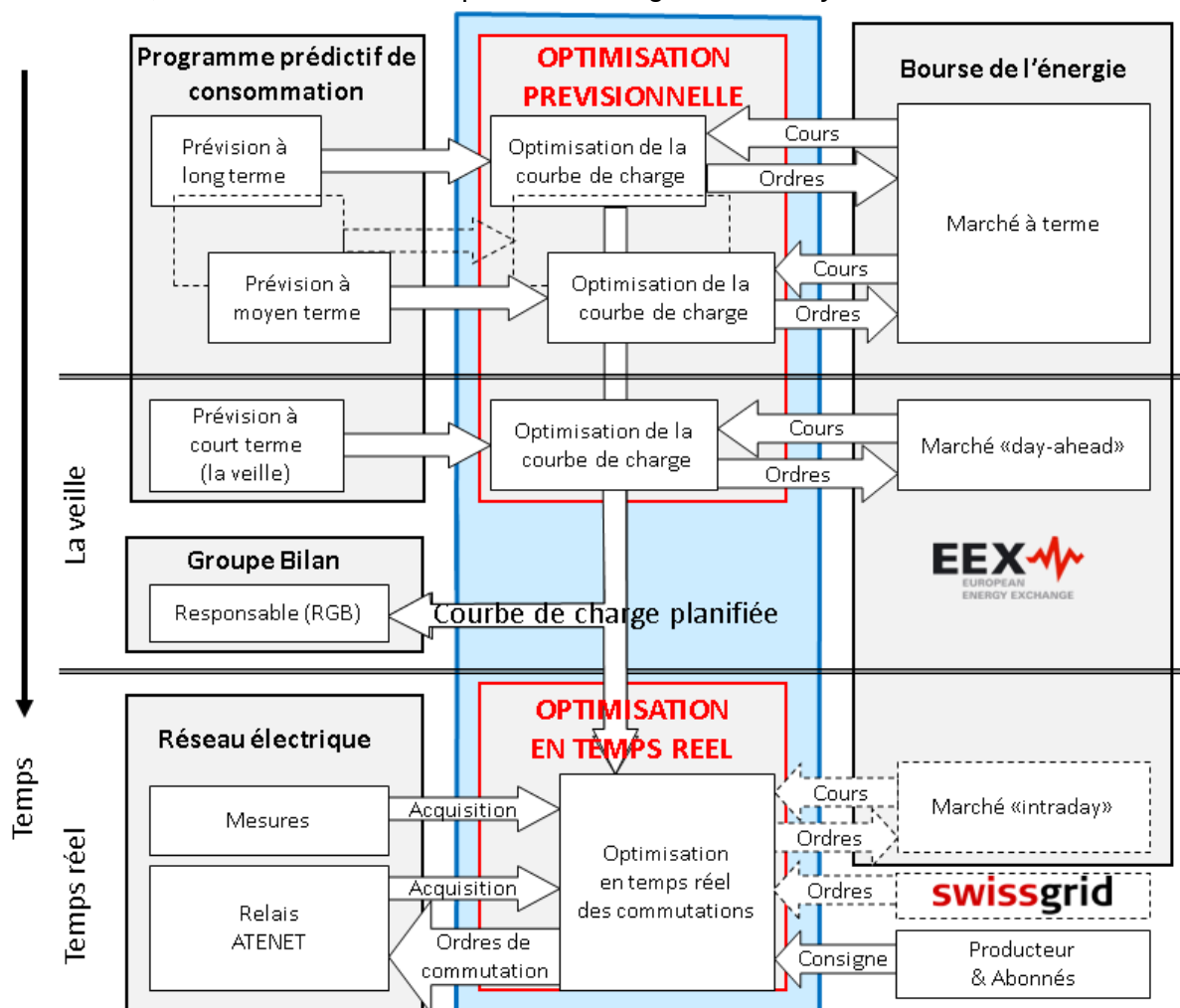


Figure 49 Les deux phases d'optimisation d'un système de gestion de la charge

6.7.3 Optimisation prévisionnelle

L'optimisation «prévisionnelle» ou «a priori» consiste à déformer la courbe de charge prédite par un modèle du réseau en planifiant une anticipation ou un retard de la consommation des appareils à disposition du système (Voir projet Atenet, annexe G). Cette planification doit évidemment respecter les contraintes fixées par les abonnés et par l'exploitant, ainsi que les limitations techniques de l'infrastructure. Elle sera plus ou moins détaillée, selon que les relais peuvent être pilotés individuellement ou par groupes, et selon la mise en œuvre ou non d'une optimisation en temps réel.

Cette première phase d'optimisation permet d'atténuer les pics de consommation et de générer un profit financier en exploitant les différences de prix de l'énergie en fonction de son heure de livraison. Elle aboutit à l'achat sur le marché des tranches d'énergie correspondant à la courbe de charge planifiée. Cette courbe doit être transmise au moins 24 heures à l'avance au Responsable du Groupe Bilan (RGB) auquel l'exploitant du réseau est rattaché.

6.7.4 Optimisation en temps réel

L'optimisation en temps réel peut intégrer plusieurs fonctions. L'une d'entre elles consiste à modifier la courbe de charge planifiée en cours d'exploitation. Ce cas de figure apparaît lorsque l'exploitant souhaite utiliser une partie de la souplesse du système pour vendre de l'énergie de réglage à son régulateur de zone (Swissgrid).

Les systèmes classiques se contentent de commuter les appareils selon la planification préétablie (commande en boucle ouverte). Les systèmes avancés mettent en œuvre une véritable régulation (commande en boucle fermée). En fonction des signaux de mesures disponibles, plusieurs niveaux de régulation sont envisageables.

6.7.5 Topologies pour des systèmes de gestion de la charge

Un système de gestion de la charge doit en fin de compte influencer sur la période de fonctionnement d'un processus.

Les topologies possibles pour un système de gestion de la charge sont résumées dans la Figure 50, qui présente trois scénarios correspondant approximativement à trois générations de systèmes de gestion de la charge automatisée. Une « information » - dont l'origine et le contenu sont esquissés à la Figure 48 - est transmise à un élément de décision qui finalement permet ou ne permet pas à un processus de fonctionner.

Dans le scénario A. intitulé « Direct Load Control », l'alimentation du processus contrôlé est simplement coupée aux moments où la charge doit être réduite. L'élément « Décision » est généralement distant et le contrôle du relais peut être transmis soit collectivement à un ensemble de processus (télécommande centralisée), soit individuellement à un processus particulier (compteur intelligent).

Dans le scénario B. « Home automation », la décision est prise en tenant compte également de l'état du processus contrôlé remonté vers l'élément de décision par des capteurs. Par exemple, un automate de gestion du bâtiment pourrait enclencher ou déclencher l'alimentation d'une pompe à chaleur en tenant compte de diverses températures. Ce cas permet en principe une plus grande flexibilité que le cas A. car l'état du processus contrôlé est connu avec plus de précision.

Dans le scénario C. « Smart appliance », l'élément de décision est inclus dans l'appareil lui-même, qui doit dans ce cas présenter une interface de communication qui devrait être normalisée.

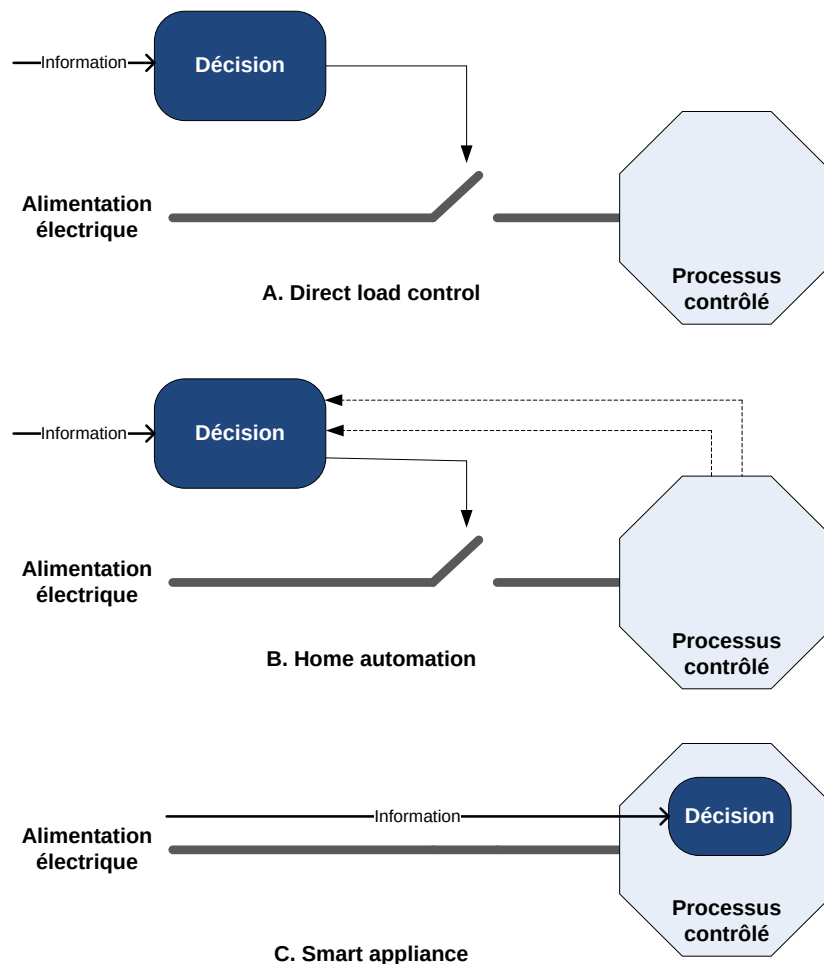


Figure 50 Topologies pour systèmes de gestion de la charge

Quel que soit le scénario, l'élément « Décision » implémente les algorithmes d'optimisation prévisionnelle ou d'optimisation temps réel tels que présentés plus haut.

L'algorithme décisionnel peut être exécuté sur un serveur central par l'opérateur de gestion de la charge. Dans ce cas, le consommateur concerné reçoit des ordres d'ouverture et de fermeture du relais, comme c'est le cas pour la télécommande centralisée ou pour les compteurs intelligents avec relais dédié (voir Figure 48). L'autre alternative consiste à répartir la décision entre un le serveur central et un équipement situé chez le client selon la topologie présentée à la Figure 25.

En principe seul, le scénario C. exige une partie de l'algorithme de décision exécutée localement.

La répartition de l'algorithme entre une partie locale et une partie centrale est conditionnée par le type de contrat entre le client et l'opérateur de gestion de la charge.

Les compteurs intelligents actuels ne permettent de réaliser que des systèmes de gestion de la charge selon le scénarios A.. Les scénarios B. et C. exigent une « Energy Box » au sens de la Figure 25. Celle-ci pourrait prendre en charge les fonctions suivantes :

- la mesure de la puissance instantanée des appareils concernés,
- une interface homme machine locale adaptée (commande de forçage, indicateurs d'état, alarmes..),
- la possibilité de commuter plusieurs appareils individuellement.

Le projet Atenet (Annexe G) a démontré qu'il est possible de réaliser des systèmes de gestion de la charge performants en utilisant du matériel grand public et industriel courant, et en exploitant internet pour les communications.

Toutefois, en l'état, cette solution n'est pas satisfaisante pour équiper des appareils installés chez des particuliers pour les raisons suivantes :

- On ne dispose pas d'un relais bon marché et pouvant être mis en service par l'utilisateur final. Il faudrait développer un relais spécifique ce qui nécessiterait un investissement en développement et une diffusion en grande série.
- Les GRD ne semblent pas enthousiastes à l'idée de proposer des fonctions de «home automation» à leurs clients.

6.7.6 Approche pragmatique

Pour des questions de rentabilité évidentes, les opérateurs souhaitent généralement limiter les investissements en réutilisant au maximum les infrastructures existantes. En général, on doit se contenter de quelques mesures de puissances globales et de télécommandes aux possibilités d'adressages très limitées.

Le système de gestion de la charge doit «faire au mieux» avec les fonctionnalités offertes par l'infrastructure en place. Il est clair que cette dernière peut évoluer au cours du temps.

Nous présentons ci-dessous trois scénarii possibles :

- Le premier (S1) consiste à faire évoluer un système ancien en l'équipant progressivement d'équipements l'amenant peu à peu à un niveau permettant de réaliser un système de gestion de la charge performant. La dernière étape utilise au mieux les possibilités des smart meters actuels.
- Le deuxième (S2) consiste à déployer directement une solution performante en utilisant soit le matériel mis en œuvre pour réaliser le démonstrateur du projet Atenet, soit un relais intelligent spécifique.

A long terme, l'adoption d'une norme spécifique aux systèmes de gestion de la charge permettrait d'intégrer les fonctionnalités du relais directement dans la partie commande des appareils concernés.

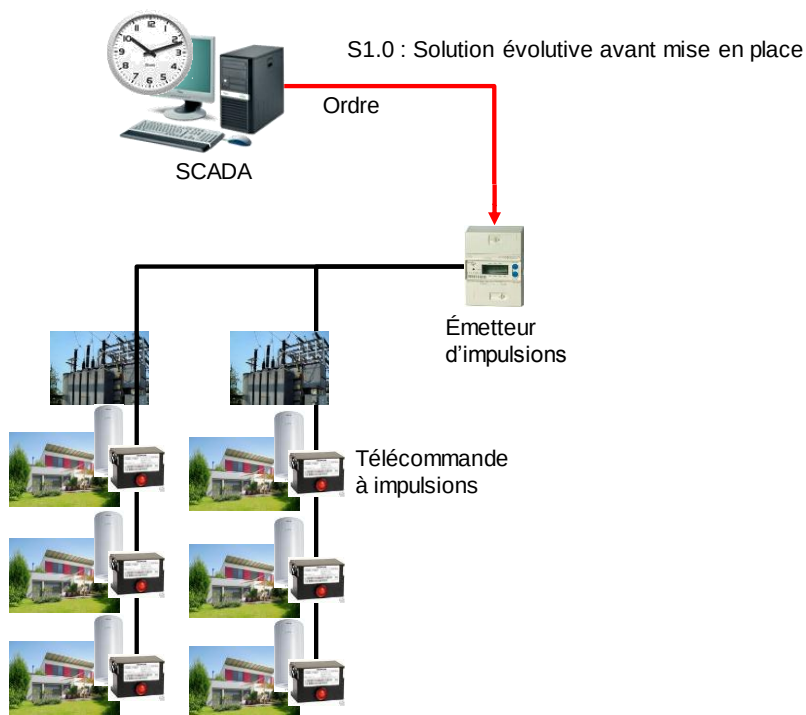
6.7.7 Scénario S1 : Migration progressive

Le scénario S1 fait partie de catégorie « Direct Load Control » de la Figure 50

La plupart des distributeurs dispose de télécommandes plus ou moins opérationnelles. Ces systèmes peuvent être réutilisés pour réaliser dans un premier temps un système de gestion de la charge en boucle ouverte demandant un minimum d'investissement. Ils peuvent ensuite évoluer progressivement vers un système moderne gérant la charge en temps réel offrant des performances supérieures et offrant des prestations supplémentaires aux abonnés participants.

Ci-dessous, les étapes de cette mise en place progressive sont illustrées et chiffrées approximativement. Toutes les étapes intermédiaires peuvent être sautées.

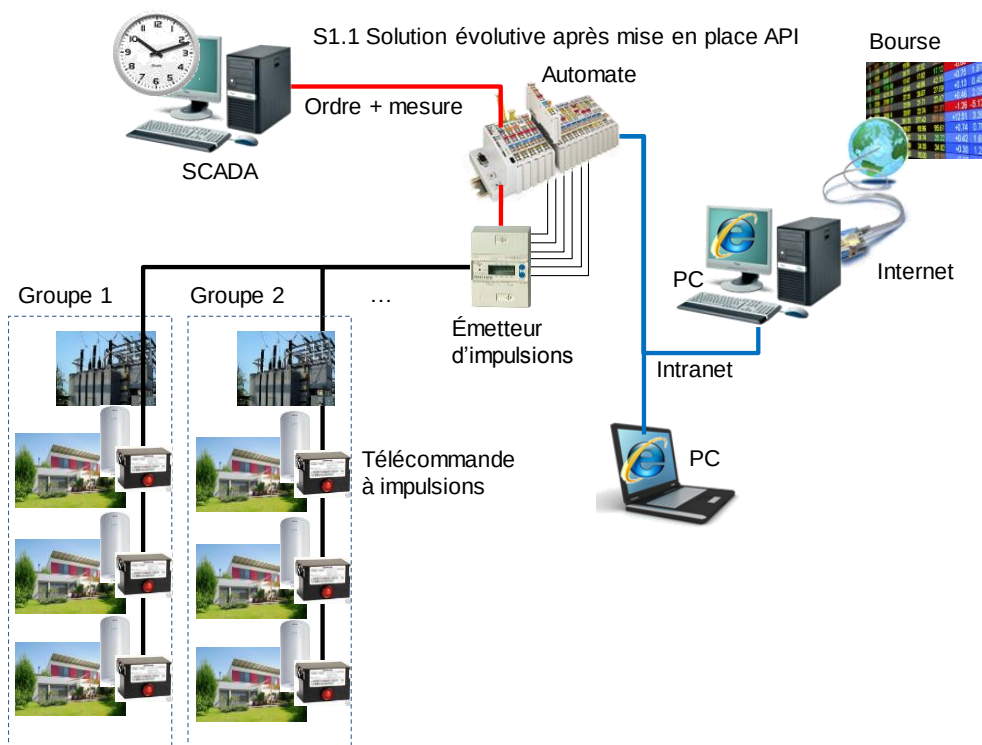
S1.0 Situation initiale



On fait l'hypothèse que l'on dispose d'un système ancien qui permet de commuter en mode heure pleine/heure creuse des charges réparties chez les clients. La télécommande à impulsion peut être codée : il est possible de constituer plusieurs groupes d'appareils. L'émetteur d'impulsions est équipé d'entrées qui permettent de coder le nombre d'impulsions à envoyer afin de désigner le groupe à commuter.

S1.1 : Première étape d'automatisation de gestion de la charge

Solution minimale avec réutilisation des anciennes télécommandes centralisées déjà en place.



Dans le système S1.1 (voir Figure 52), le signal de commande du système S1.0 peut être désactivé par un contact géré par un automate de commande. Lorsque ce dernier est hors service, le signal provient du système SCADA comme auparavant.

L'automate, qui est l'élément central, détermine quel(s) groupe(s) de relais doit(ven)t être commuté(s). Il contient un programme qui assure l'optimisation. Son interface web intégrée permet à l'utilisateur de sélectionner le mode de commande à utiliser, de visualiser la situation et de modifier manuellement l'état des sorties.

Un PC permet de récupérer les cours de l'énergie et les prévisions de charge de l'exploitant. Ces informations sont ensuite transférées dans l'automate. Les données provenant de l'automate (journal des événements, etc.) sont récupérées dans le PC par le même moyen.

La commande est en principe à 100% en boucle ouverte. Si la puissance commutée par chaque groupe représente une proportion importante de la puissance totale du réseau, on peut mettre en évidence la variation de puissance effective au moment des commutations sur les mesures de la puissance totale du réseau.

Les commutations à l'arrêt doivent avoir une durée limitée. Après remise en route d'un groupe on doit attendre un certain temps avant de l'arrêter à nouveau. Plus l'inertie des appareils commutés est faible, plus ces durées sont courtes. Il est important que les appareils soient regroupés de façon homogène (boilers de puissance et de capacités voisines).

Cette solution ne permet pas d'installer une commande manuelle de forçage située à proximité de l'appareil. Seul un forçage effectué au niveau du tableau électrique est envisageable. Le forçage d'un appareil ne peut pas être détecté par le système.

Points positifs

- Le coût de réalisation est minimum : le retour sur investissement est le plus rapide.
- Le système peut être débranché et remis en configuration initiale instantanément.
- Le programme d'optimisation peut être mis en place et validé progressivement.

Points négatifs

- Il n'est pas possible de proposer aux abonnés participants une tarification tenant compte du service effectivement rendu. Seule une réduction globale sur le prix du kWh peut être appliquée. Ceci peut être au préjudice de l'exploitant.
- Les abonnés ne disposent d'aucun service supplémentaire.
- L'utilisateur ne dispose pas d'une commande manuelle de forçage située à proximité de l'appareil (commutation possible en installant un interrupteur dans le tableau électrique) Ce forçage ne peut pas être détecté par le système.
- Le développement du logiciel sur l'automate peut être long et laborieux. Le programme d'optimisation est nécessairement simple.

Investissements (pour 100 appareils) :

Matériel

1 Automate + matériel de montage	4'000.-
1 PC sauvegardé relié à internet	5'000.-
1 Adaptation de la TC existante	11'000.-
Total	20'000.-

Développement (pour le 1^{er} système)

Montage et modification des circuits	40 h à 100.-	4'000.-
Programmation de l'automate	300 h	30'000.-
Programmation du PC	100 h	10'000.-
Total		44'000.-

Exploitation (frais annuels) :

25'250.- /an

Programmation et contrôle : 1/2 h/jour =>

18'250.-

Maintenance informatique

2000.-

Maintenance des télécommandes

5'000.-

Total

25'250.-

Remarque : on suppose que la télécommande centralisée et le générateur d'impulsions sont déjà en place

Exemple concret de réalisation dans le cadre du projet : Prototype de la SEIC.

S1.2 : Deuxième étape d'automatisation de gestion de la charge

On maintient l'utilisation de télécommandes groupées, mais on dispose de mesures de la consommation globale de chaque abonné à l'aide de compteurs intelligents. En principe, les compteurs mesurent la consommation globale de l'abonné (pas seulement celle de l'appareil piloté par relais).

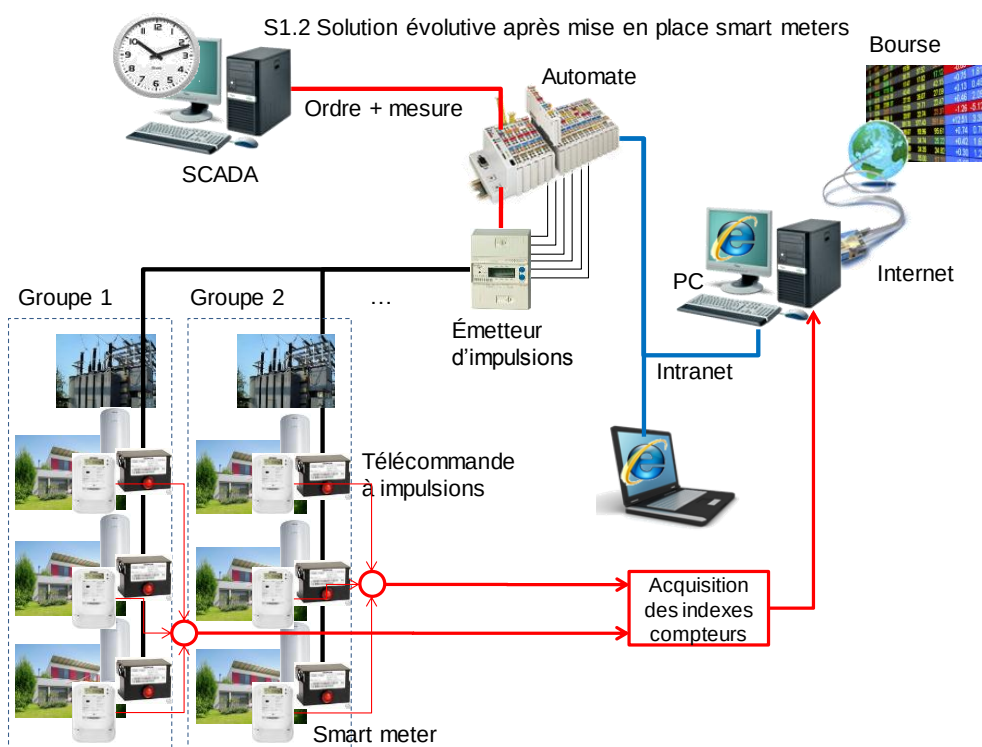


Figure 53 Système classique après deuxième phase d'automatisation

L'automate comporte un mode supplémentaire dans lequel il applique les commandes calculées par le PC externe. On peut revenir en tout temps au mode précédent ou à la situation initiale.

Le PC externe devient le centre névralgique : il optimise les commutations et transmet régulièrement à l'automate la nouvelle planification.

Le PC peut utiliser les données individuelles recueillies chez chaque utilisateur pour mesurer la charge effective qui est commutée. Ceci permet d'améliorer le modèle de l'effet des commutations et à terme d'améliorer la conduite.

L'état du réseau peut être évalué avec plus de finesse. Si tous les abonnés sont équipés de compteurs intelligents, l'exploitant peut mesurer son bilan de puissance effectif même lorsque son réseau intègre des abonnés dont l'approvisionnement est assuré par un autre fournisseur.

Points positifs

- La commande peut être en boucle fermée.

- Les mesures permettent d'affiner peu à peu les modèles de comportement du réseau et de la réponse du système à des commutations.
- Les mesures de courant sont d'une qualité suffisante pour servir de base de facturation.
- Si une commande de forçage est installée il est envisageable de détecter un forçage en surveillant les mesures provenant du compteur.
- Des défauts du système de commande peuvent être détectés en surveillant les compteurs.
- Investissements raisonnables, surtout si le distributeur comptait de toute manière installer des compteurs intelligents chez les abonnés.
- Les compteurs intelligents permettent d'économiser le relevé des index.

Points négatifs

- La commande par groupe limite les possibilités d'actions : il faut appliquer les mêmes précautions globales que précédemment sur les durées de marche minimales et d'arrêt maximales.
- L'utilisateur ne dispose pas d'une commande manuelle de forçage située à proximité de l'appareil (commutation possible en installant un interrupteur dans le tableau électrique)

Investissements cumulés (pour 100 appareils) : 134'000.-

Matériel

1	Automate + matériel de montage	4'000.-
1	PC sauvegardé relié à internet	5'000.-
1	Adaptation de la TC existante	11'000.-
100	Compteurs intelligents + montage	40'000.-
1	Gateway et interfaces	10'000.-
Total		70'000.-

Développement (pour le 1^{er} système)

Montage et modification des circuits	40 h à 100.-	4'000.-
Programmation de l'automate	300 h	30'000.-
Programmation du PC	300 h	30'000.-
Total		64'000.-

Exploitation (frais annuels) : 25'250.- /an

Programmation et contrôle : 1/2 h/jour =>	18'250.-
Maintenance informatique	2'000.-
Maintenance des télécommandes	5'000.-
Total	25'250.-

Remarque : on suppose que la télécommande centralisée et le générateur d'impulsions sont déjà en place

Exemple concret de réalisation dans le cadre du projet : Aucun

S1.3 : Troisième étape d'automatisation de gestion de la charge

Solution intermédiaire réalisant une commutation individuelle des appareils au moyen de relais intégrés dans les compteurs intelligents installés chez chaque abonné. En principe, les compteurs mesurent la consommation globale de l'abonné (pas seulement celle de l'appareil), mais on peut aussi envisager d'installer un compteur par appareil et de mesurer séparément la consommation de chacun d'entre eux.

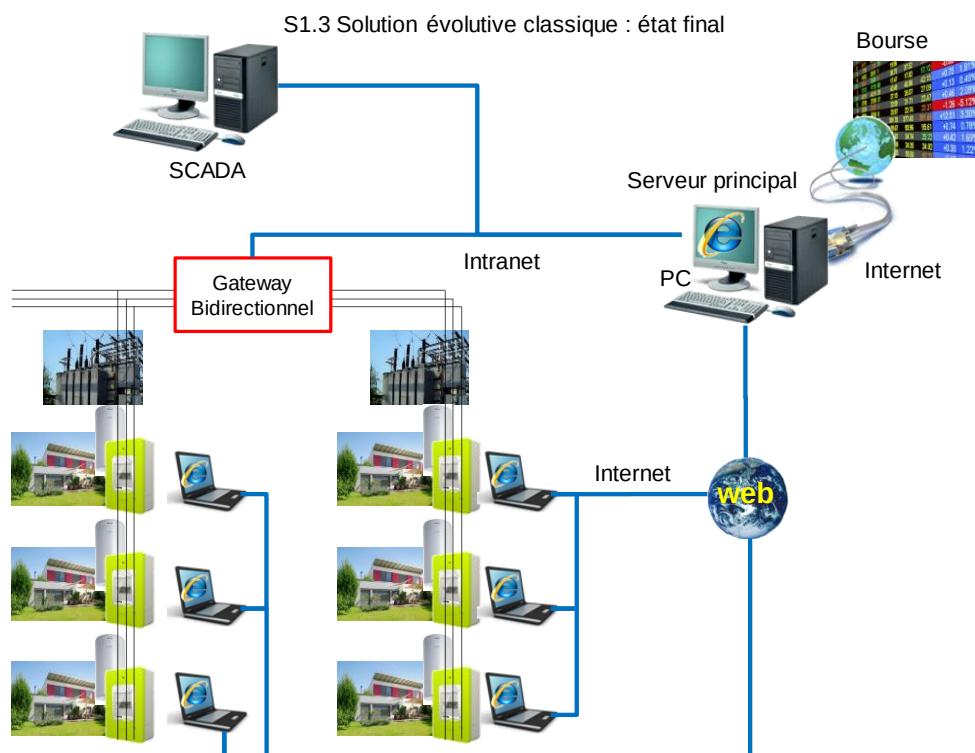


Figure 54 Système classique après dernière phase d'automatisation

Les communications entre le PC et les relais passent par un «Gateway» pour les aiguiller.

Cette solution peut être mise en œuvre en partant de zéro. Le comportement du système en cas de panne de transmission doit être analysé : il doit être possible de programmer le relais afin qu'il prenne un état prédéterminé. Il doit être possible de programmer une surveillance de la transmission dans les compteurs intelligents.

Points positifs

- Une commande en boucle fermée est facile à mettre en œuvre.
- La commande individuelle permet de gérer chaque appareil de façon spécifique : l'utilisateur peut choisir le mode de gestion qui lui convient et fixer des contraintes (limitations) au système.
- Les mesures permettent d'affiner peu à peu les modèles de comportement du réseau et de la réponse du système à des commutations.
- Les mesures de courant sont d'une qualité suffisante pour servir de base de facturation.
- Si une commande de forçage est installée il est envisageable de détecter un forçage en surveillant les mesures provenant du compteur.
- Des défauts du système de commande peuvent être détectés en surveillant les compteurs.
- Investissements raisonnables, surtout si le distributeur comptait de toute manière installer des compteurs intelligents chez les abonnés.
- Les compteurs intelligents permettent d'économiser le relevé des index.

Points négatifs

- L'utilisateur ne dispose pas d'une commande manuelle de forçage située à proximité de l'appareil (commutation possible en installant un interrupteur dans le tableau électrique)
- En principe, il faut installer un compteur intelligent pour chaque appareil (sauf si on dispose de compteurs équipés de plusieurs relais).
- La gestion, la détection et le comportement en cas de panne sont difficiles à maîtriser.

Investissements cumulés (pour 100 appareils) : 135'000.-

Matériel

1	PC sauvegardé relié à internet	5'000.-
1	Gateway avec interface, logiciel et connectique	30'000.-
100	Compteurs intelligents + montage	40'000.-
Total		75'000.-

Développement (pour le 1^{er} système)

Montage et validation communication	100 h à 100.-	10'000.-
Programmation du PC	500 h	50'000.-
Total		60'000.-

Exploitation (frais annuels) : 20'250.- /an

Programmation et contrôle : 1/2 h/jour =>	18'250.-
Maintenance informatique	5'000.-
Total	23'250.-

Exemple concret de réalisation dans le cadre du projet : Prototype SMART FLEX des FMB.
Cette solution atteint la limite des possibilités réalisables avec les *smart meters* actuels.

6.7.8 Scénario S2 : Solution avancée basée sur du matériel spécifique

Ce scénario illustré dans la Figure 55, fait partie de la catégorie « Home automation » de la Figure 50 et repose sur l'utilisation d'une « Enetgy Box » selon la topologie de la Figure 25.

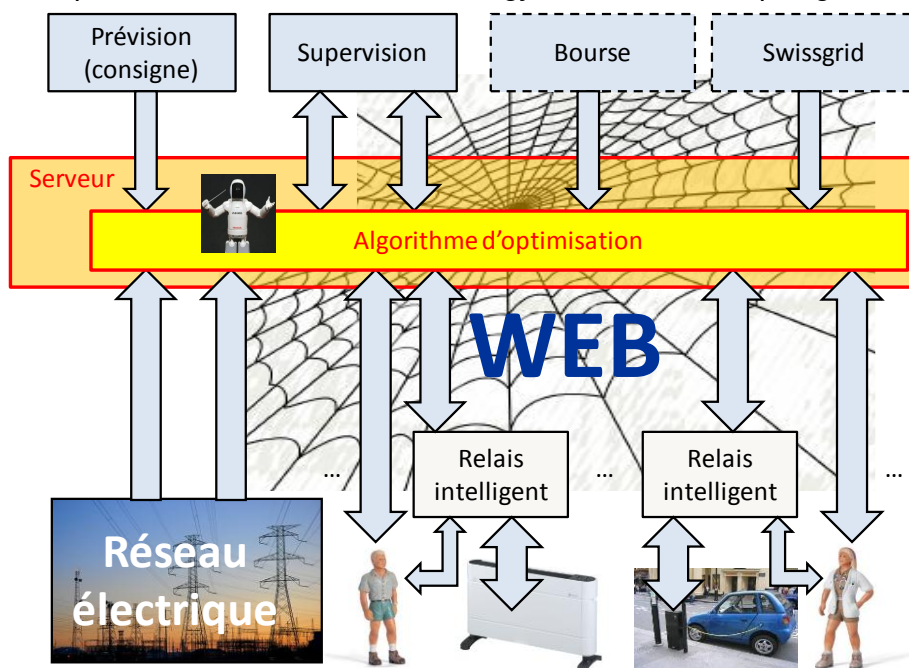


Figure 55 Système exploitant internet pour le transfert des données

Le système peut être réalisé sous à partir d'équipements disponibles dans le commerce (S2.1) soit à partir d'un matériel dédié (S2.2)

Scénario S2.1 : Solution avancée basée sur du matériel standard

Les relais intelligents peuvent être réalisés à l'aide d'automates programmables industriels. Ce type de matériel est très fiable et de nombreux fournisseurs proposent des modèles de moyen de gamme équipés d'origine d'une interface leur permettant de communiquer avec des systèmes distants par le biais d'internet.

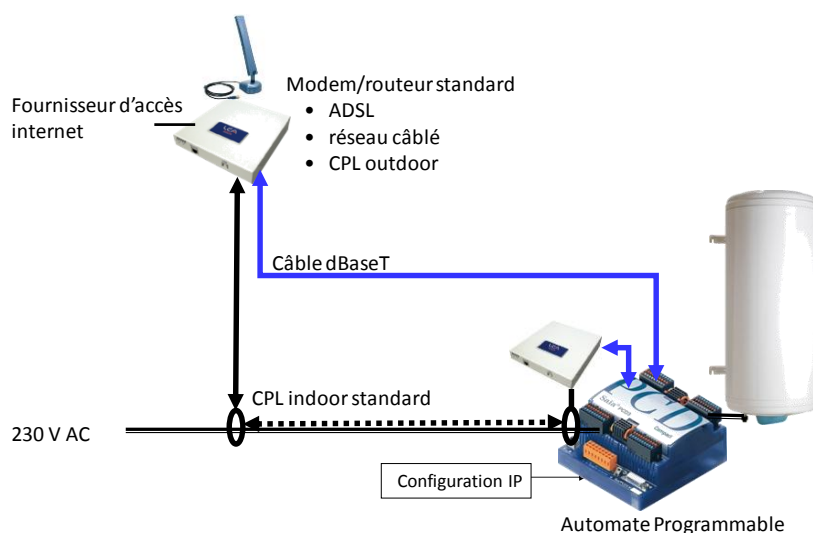


Figure 56 Réalisation des relais intelligent avec des automates programmables

Chaque automate est capable de prendre en charge plusieurs appareils.

En cas de panne l'automate applique une séquence de commutation téléchargée lors de la dernière transmission. Les alarmes, les quittances, les forçages éventuels de l'état de l'appareil peuvent être traités et comptabilisés.

Points positifs

- Toutes les fonctions d'un système de gestion de la charge avancé peuvent être implémentées.
- Des individualisations sont possibles (contrats spécifiques avec certains clients)
- Le système est évolutif.
- Un seul API peut prendre en charge plusieurs appareils.
- Large choix de hardware (utilisation de normes très répandues).
- La partie relais peut être entièrement intégrée dans la commande d'une machine industrielle.

Points négatifs

- La fonction de compteur intelligent n'est pas assurée, à moins d'obtenir une certification ce qui est difficilement envisageable pour un système pilote... En l'état, cette solution est donc complémentaire à l'utilisation de smart meters.
- Coût par appareil relativement élevé, surtout si l'abonné ne met pas plusieurs appareils à disposition.
- Nécessité de disposer d'un accès à internet.
- Pour disposer d'une commande de forçage et d'indicateurs à proximité de l'appareil, il faut : soit tirer un câble jusqu'à l'automate, soit tolérer la présence de ce dernier à côté de l'appareil. Les automates sont relativement gros et inesthétiques.

Investissements (pour 100 appareils) : 185'000.-

Matériel

1 PC sauvegardé relié à internet 5'000.-
 50 Automates Programmables + E/S et capteurs 100'000.-
 (gestion de 2 appareils par automate en moyenne)

Total 105'000.-

Développement (pour le 1^{er} système)

Montage et validation communication 100 h à 100.-10'000.-

Programmation du PC serveur	500 h	50'000.-
Programmation des API	200 h	20'000.-
Total		80'000.-

Exploitation (frais annuels) : **20'250.- /an**

Programmation et contrôle : 1/2 h/jour =>	18'250.-
Maintenance informatique	5'000.-
Total	23'250.-

Le temps prévu pour le développement du programme de gestion est une valeur minimum pour obtenir un système opérationnel offrant des fonctionnalités de base similaires à celles qui peuvent être fournies à l'issue du scénario S1.

Cette voie a été expérimentée dans le cadre du projet Atenet (Annexe G).

Scénario S2.2 : Solution avancée basée sur du matériel spécifique

Il s'agit de reprendre le concept décrit ci-dessus mais en remplaçant les automates programmables par des relais constitués d'un hardware développé spécifiquement.

En monophasé, ce hardware ressemblerait à une prise électrique sur laquelle on trouverait deux interrupteurs et des diodes :

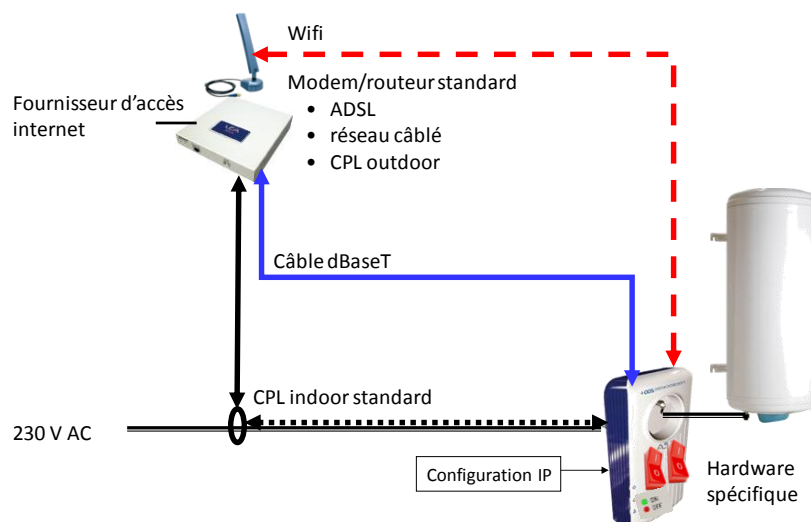


Figure 57 Système avancé avec hardware développé spécifiquement

Pour éviter les tricheries, le relais doit être capable de déterminer s'il est alimenté ou non et si la charge prévue lui est bien connectée. Techniquement ces fonctions peuvent être réalisées assez facilement.

La certification des relais sera indispensable dès lors que les mesures qu'ils transmettront interviendront dans la tarification. Cette certification est parfaitement envisageable dans le cadre d'une fabrication en série.

Points positifs

- Toutes les fonctions d'un système de gestion de la charge avancé peuvent être implémentées.
- Des individualisations sont possibles (contrats spécifiques avec certains clients).
- Les relais sont relativement bon marché.
- Une certification est envisageable.

Points négatifs

- La fonction de compteur global n'est pas assurée.

- Nécessité de disposer d'un accès à internet.

Investissements (pour 100 appareils) : 135'000.-

Matériel

1 PC sauvegardé relié à internet 5'000.-

100 Relais intelligents spécifiques 30'000.-

Total 35'000.-

Développement (pour le 1^{er} système)

Montage et validation communication 100 h à 100.- 10'000.-

Programmation du PC serveur 500 h 50'000.-

Développement du hardware et programmation 500 h 50'000.-

Total 100'000.-

Exploitation (frais annuels) : 20'250.- /an

Programmation et contrôle : 1/2 h/jour => 18'250.-

Maintenance informatique 5'000.-

Total 23'250.-

Le temps prévu pour le développement du programme de gestion est une valeur minimum pour obtenir un système opérationnel offrant des fonctionnalités de base similaires à celles qui peuvent être fournies à l'issue du scénario S1.

6.7.9 Commentaire sur la rentabilité

En adoptant le scénario S2.2, dans le cas d'une fabrication en très grande série, le hardware devrait pouvoir être fabriqué pour un prix de revient inférieur à 150.- / pièce.

Dans le cas où il serait utilisé pour commuter un appareil de 2 kW, et en escomptant un gain financier moyen de 3 ct/kWh, chaque relais serait alors amorti après 2'500 heures de fonctionnement de l'appareil.

Pour une installation gérant 100 appareils, les frais d'exploitation deviendraient prépondérants (232.50 par an par appareil).

Si l'on considère seulement les gains réalisés sur le prix de l'électricité, seul un système gérant un grand nombre d'appareils pourrait s'avérer rentable.

D'autres

Si l'on prend en compte les investissements en infrastructures qu'un système de gestion de charge permet d'économiser²⁸, la rentabilité d'un tel système est plus facile à atteindre.

Les services annexes offerts aux abonnés doivent également être pris en compte. Certains de ces services pourraient dans une certaine mesure être payants (télécommande des appareils à distance, conseils personnalisés, etc.).

6.7.10 Nécessité de développer des solutions adaptées à chaque cas

Vu la diversité des objectifs possibles, des contraintes et de l'infrastructure à disposition, il est impossible de développer un système de gestion de la charge universel : un algorithme d'optimisation spécifique doit être développé dans chaque cas !

²⁸ En coupant les pointes de consommation on peut se contenter de lignes et de stations «sous-dimensionnées».

6.8 Simulation de l'effet sur le réseau électrique du délestage de certains processus thermiques

6.8.1 Introduction

Les processus thermiques dans les maisons d'habitations bénéficient d'une certaine inertie. Ceci permet de déplacer dans le temps leur fonctionnement sans forcément nuire au confort des habitants. Déplacer une consommation électrique dans le temps permet de moins charger le réseau électrique lors des pointes. Dans le bâtiment, les processus thermiques offrant suffisamment d'inertie et utilisant l'énergie électrique dans les bâtiments sont essentiellement la production d'eau chaude sanitaire (ECS) ou le chauffage (électrique direct ou pompe à chaleur). Dans une moindre mesure, climatisation, réfrigérateurs, congélateurs, laves linges et laves vaisselles pourraient aussi offrir une certaine flexibilité.

Un programme permettant de simuler le comportement d'un parc de chauffe-eaux a été développé par la HES-SO Valais sous Matlab.

Le logiciel permet de définir individuellement les caractéristiques techniques de chaque chauffe-eau (capacité, isolation, puissance, température de commutation du thermostat...). On peut définir autant de chauffe-eau que souhaité. Il est possible de générer un parc de chauffe-eau de façon pseudo aléatoire à partir de données statistiques.

Les caractéristiques et les habitudes des propriétaires de chaque chauffe-eau peuvent aussi être définies individuellement : taille de la famille d'utilisateurs, type d'utilisation : logement, industrie, etc. Là aussi il est possible de générer ces données de façon pseudo aléatoires. Ces paramètres servent ensuite à calculer une fonction de soutirage d'eau individuelle et pseudo-aléatoire pour chaque boiler.

Le programme permet ensuite de simuler le comportement de l'ensemble. On peut à chaque instant connaître la température de chaque chauffe-eau, l'état de son thermostat, etc.

L'alimentation électrique de chaque boiler peut être activée ou désactivée à chaque instant. On peut donc induire des perturbations ou simuler l'action des relais de commande.

Un algorithme d'optimisation peut être inséré dans le programme de façon simple. Le simulateur peut ainsi comparer et valider différents algorithmes de gestion.

6.8.2 Modélisation du comportement d'un parc de chauffe-eau

Déplacer la consommation d'un groupe de consommateurs électrique dans le temps peut avoir de grandes conséquences sur le réseau au moment du ré-enclenchement des appareils (voir Figure 58). La probabilité qu'un grand nombre d'appareils demandent de l'énergie en même temps est en effet élevée à la fin du délestage et risque de créer un pic de charge.

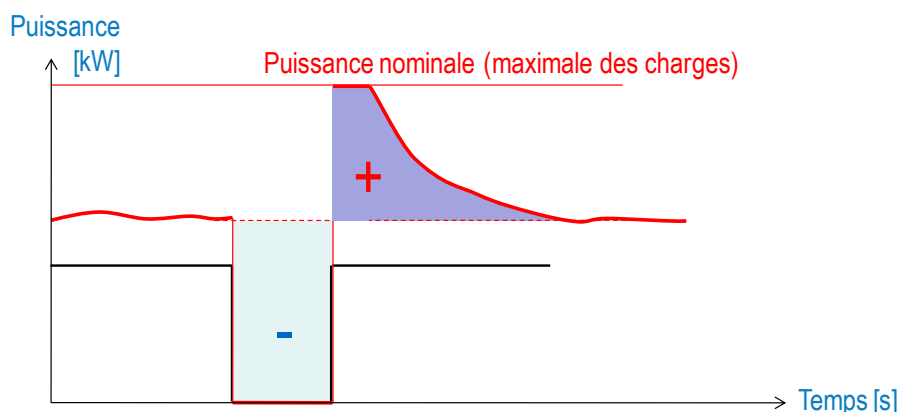


Figure 58 Exemple de variation de puissance engendrée par une longue interruption

Afin d'avoir une idée plus précise de cet effet, une simulation de chauffe-eau électriques a été réalisée. En voici les principales caractéristiques.

- Un chauffe eau est essentiellement caractérisé par une consigne d'arrêt (t_{off}), une consigne de mise en marche (t_{on}), son volume d'eau (volume) et l'isolation de ses parois (valeur U [W/m²K])
- La consommation d'eau chaude est déterminée sur la base de la consommation moyenne en eau chaude. Des profils types de consommation (économe, normal, gaspilleur) et journalier (pics de consommation en matinée, à midi ou le soir) ont été établis et sont choisis de manière aléatoire
- Le pas de temps et la durée de simulation peuvent être choisis

Il est ainsi possible de reproduire de manière réaliste la consommation électrique d'un chauffe-eau (Figure 59). Pour évaluer l'effet sur le réseau d'un grand nombre de chauffe-eau, il est possible de simuler le comportement d'un parc de chauffe-eau. Le caractère aléatoire des profils de consommation d'eau chaude permet une approche statistique de la courbe de charge totale du parc de chauffe eau, d'identifier l'effet d'un éventuel délestage (Figure 60) ainsi que l'éventuel inconfort généré (Figure 61).

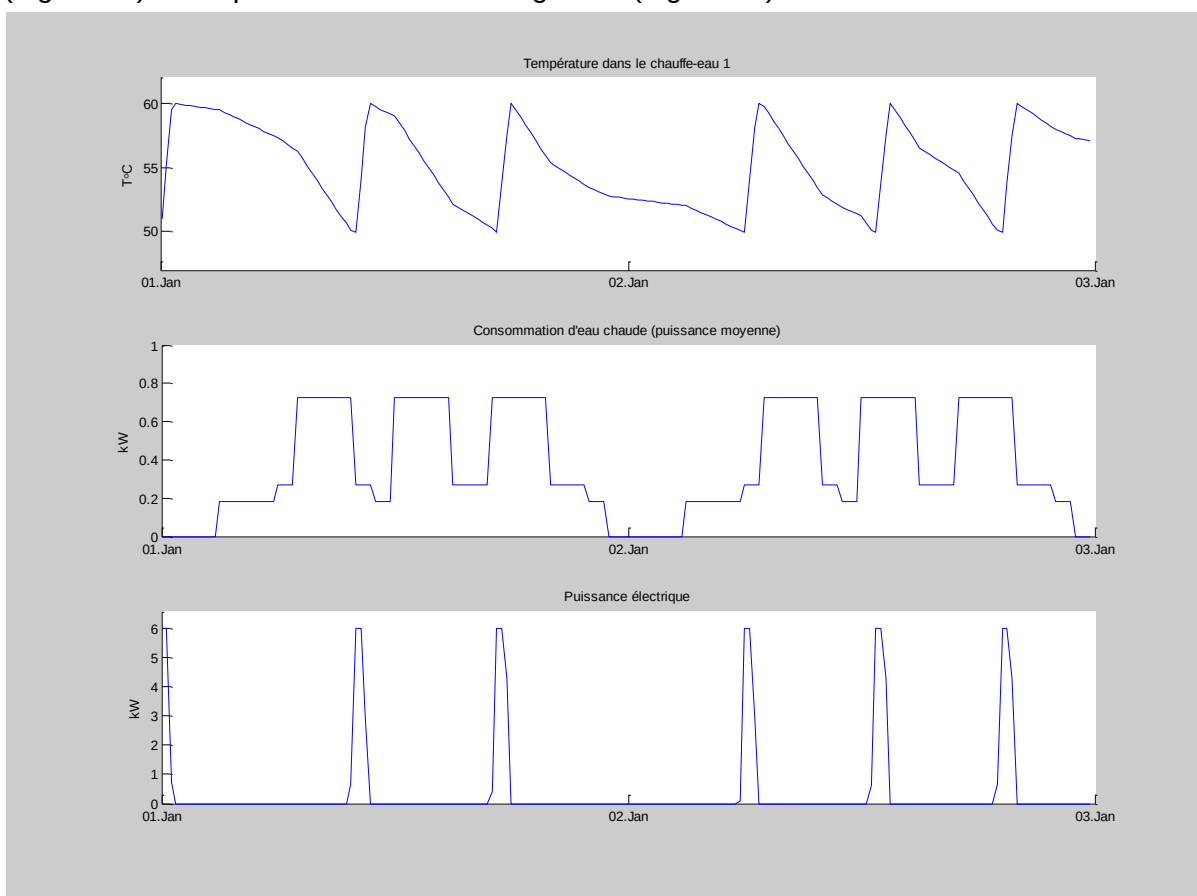


Figure 59 Simulation du comportement d'un chauffe-eau
(Volume de 300 litres, 6 kW de puissance nominale, utilisé par un ménage de 6 personnes).

Sur la Figure 59, on visualise la température de l'eau dans le chauffe-eau, la consommation d'eau chaude et la puissance électrique consommée par le corps de chauffe.

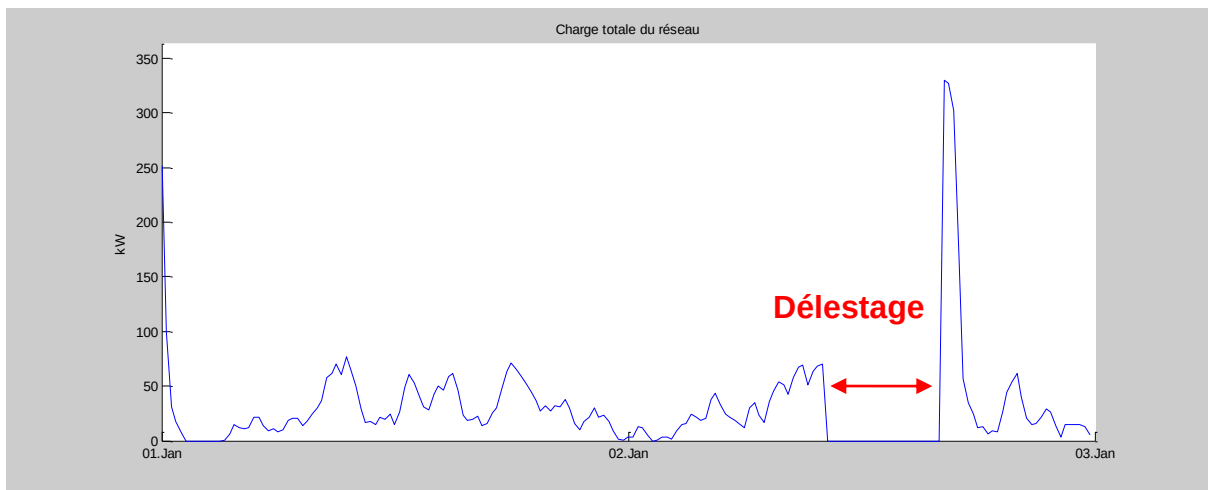


Figure 60 Simulation de la courbe de charge d'un parc de 100 chauffe-eau

La Figure 60 montre le résultat global de la simulation d'un parc de 100 chauffe-eau.

Un délestage a été simulé entre 10h00 et 16h00 lors du deuxième jour de simulation. On remarque bien la pointe de consommation générée après la fin de la période de délestage.

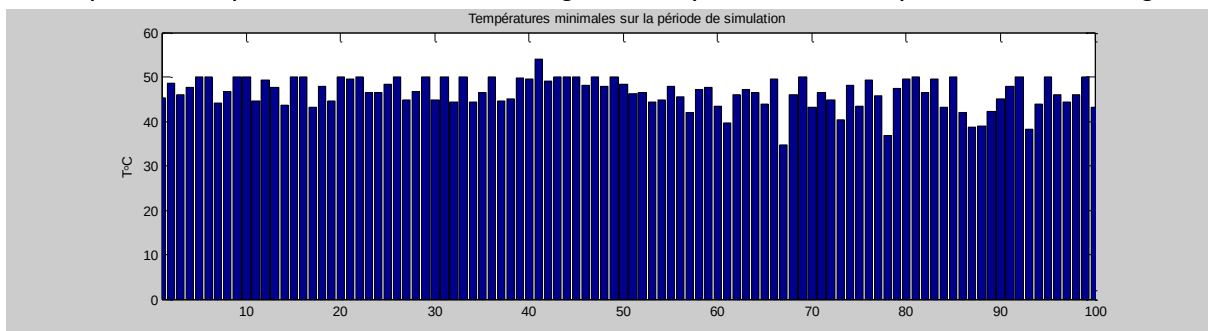


Figure 61 Température la plus basse atteinte dans les 100 chauffe-eau

Le diagramme de la Figure 61 permet de se rendre compte de l'inconfort éventuel généré (eau chaude trop froide). Il est utilisé pour définir si un scénario de délestage est acceptable ou non.

6.8.3 Utilisation de la simulation

Après validation par comparaison avec des résultats d'essais réels, le logiciel de simulation peut être exploité de différentes façons :

Calcul du potentiel de délestage

En comparant la courbe de charge avec et sans délestage, il est possible d'évaluer la diminution de charge générée, que ce soit dans le but de suivre une consigne donnée ou alors pour générer de l'énergie de réglage

Calcul de la pointe générée

L'augmentation temporaire de la charge en fin de période de délestage peut être estimée.

Evaluation de l'inconfort généré

Il est possible de savoir dans combien de chauffe-eau la température de l'eau chaude est tombée en-dessous d'une certaine limite. Cette indication peut être utilisée pour déterminer si un scénario de délestage est acceptable ou pas.

Evaluation d'algorithmes de réglage

L'outil peut être utilisé pour évaluer de manière virtuelle l'efficacité de différents algorithmes de réglage (ou d'optimisation) avant de réaliser des tests réels.

6.8.4 Résultats

L'outil de simulation développé dans le cadre du projet permet d'évaluer différentes stratégies de gestion de la charge. Seuls les chauffe-eau électriques ont été considérés. Il serait toutefois tout à fait possible d'étendre le principe à d'autres processus.

Le potentiel réel à long terme dépendra de l'évolution des équipements techniques dans les habitations. Si les pompes à chaleur semblent avoir le vent en poupe, des consommateurs comme des chauffe-eaux électriques et les chauffages électriques directs devraient disparaître à moyen terme.

6.9 Démonstrateurs de gestion de la charge

6.9.1 Introduction

La mission demandée était la mise en place et l'évaluation d'un système prototype de gestion de la charge automatisée.

Deux GRD partenaires, la SEIC, un distributeur régional et les FMB, un distributeur d'envergure nationale, ont manifesté leur intérêt à réaliser un système de gestion de charge automatisé dans le cadre du projet.

6.9.2 Démonstrateur SEIC

La SEIC à Vernayaz comprend dans son bilan l'une des éoliennes installées dans la plaine du Rhône et a par conséquent des contraintes particulières pour la gestion de la charge. Le responsable technique du projet SMEC pour la SEIC était M. Jean-Blaise Brunny : Jean-Blaise.Brunny@seic-teledis.ch,

Le démonstrateur SEIC est décrit dans l'annexe E.

6.9.3 Démonstrateur FMB

La responsable technique du projet SMEC pour les FMB était Mme Elvira Kaëgi jusqu'en février 2011. Par la suite, M. Daniel Berner, chef du projet smart-grid iSMART au sein des FMB l'a remplacée : daniel.berner@bkw-fmb.ch.

Le démonstrateur FMB est décrit dans l'annexe F.

6.9.4 Démonstrateur

D'autre part, les résultats d'un projet de recherche appliquée de la HES-SO Atenet ont pu être exploités. Le responsable de ce projet, M. Jean-Daniel Marcuard, a assuré la coordination du groupe de travail en charge des démonstrateurs : jdaniel.marcuard@hevs.ch.

Le démonstrateur Atenet est décrit dans l'annexe G.

6.10 Références et bibliographie

- [1] Perspectives énergétiques pour 2035, OFEN 2007
- [2] Dokument zum Pooling von Tertiärregelheiten, Swissgrid, https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/prequalification/D1_10307_Pooling-of-tertiary-control-units_V1R3_DE.pdf

Abréviations

AMR :	Automated Meter Reading
AMI :	Advanced Metering Infrastructure
CAIDI :	Customer Average Interruption Duration Index
CCF	Couplage Chaleur Force
CKW :	Centralschweizerische Kraftwerke
DIFC	Décompte individuel des frais de chauffage et d'eau chaude
EICom :	Commission fédérale de l'électricité (régulateur suisse)
GRD :	Gestionnaire de Réseau de Distribution
HAN :	Home Area Network (réseau de données domestique)
HC :	Heures creuses (horaire pendant lequel le bas tarif est appliqué)
HP :	Heures pleines (horaire pendant lequel le haut tarif est appliqué)
LApEI :	Loi sur l'approvisionnement en électricité
LPD :	Loi sur la protection des données
MUC	Multi Utility Controller (unité de gestion d'une place de mesure multifluide)
OMS	Outage Management System (système de gestion des coupures)
PLC	Power Line Carrier (communication modulée sur le réseau 230/400V)
PQM	Power Quality Management
RGB	Responsable de Groupe Bilan
RS :	Recueil systématique du droit fédéral
SAIDI :	System Average Interruption Duration Index
SAIFI :	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
StromVG :	Stromversorgungsgesetz (loi sur l'approvisionnement en électricité)
StromVV :	Stromversorgungsverordnung (ordonnance sur l'approvisionnement en électricité)
SWOT	Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats (forces, faiblesses, opportunités, menaces)
TIC	Technologies de l'Information et de la Communication
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
WACC	Weighted Average Cost of Capital (coût moyen pondéré du capital)