

---

# Applications de Smart Metering : technique, modèles d'entreprise et conditions-cadres

N. Efkarpidis<sup>1, a</sup>, M. Geidl<sup>1, b</sup>, H. Wache<sup>2, c</sup>, M. Peter<sup>2</sup> und M. Adam<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Haute école spécialisée du nord-ouest de la Suisse, Institut pour l'ingénierie de l'énergie électrique

<sup>2</sup> Haute école spécialisée du nord-ouest de la Suisse, Institut pour l'informatique de gestion

<sup>a</sup> e-mail: nikolaos.efkarpidis@fhnw.ch, <sup>b</sup> e-mail : martin.geidl@fhnw.ch, <sup>c</sup> e-mail : holger.wache@fhnw.ch

---

25/01/2022

## Table des matières

<b>1</b>	<b>Introduction</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>Déploiement des Smart Meters</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Applications de Smart Metering</b>	<b>4</b>
3.1	Applications pour les fournisseurs d'énergie.....	4
3.1.1	Décompte.....	4
3.1.2	Détermination de l'état du réseau de distribution.....	6
3.1.3	Maintenance prédictive et analyse des défauts.....	7
3.1.4	Amélioration de la situation du marché et de la concurrence.....	8
3.1.5	Surveillance de la qualité de la tension.....	9
3.1.6	Modélisation et pronostic de charge.....	10
3.1.7	Analyse client.....	11
3.1.8	Identification du vol d'électricité.....	12
3.1.9	Gestion de compteurs en ligne.....	14
3.1.10	Commande de charge.....	14
3.2	Applications pour les clients finaux.....	15
3.2.1	Transparence.....	15
3.2.2	Gestion de l'énergie.....	16
3.2.3	Amélioration de l'efficacité énergétique.....	17
3.2.4	Bâtiments intelligents.....	18
3.3	Applications pour d'autres parties prenantes.....	19
<b>4</b>	<b>Enquête auprès des entreprises</b>	<b>19</b>
4.1	Questionnaire.....	19
4.2	Résultats.....	19
<b>5</b>	<b>Résumé et discussion</b>	<b>24</b>

**Ce rapport présente les applications de Smart Metering connues et les analyse du point de vue de différentes parties prenantes. Les parties prenantes notamment prises en compte sont (a) les clients finaux, (b) les fournisseurs d'énergie et (c) les autorités et instituts de recherche. L'objectif principal consiste à étudier le potentiel de mise en œuvre de chaque application et d'en expliquer les intérêts et les avantages pour les acteurs impliqués, les exigences techniques et réglementaires majeures ainsi que les restrictions et les barrières à la mise en œuvre. Pour certaines applications choisies, le Business Case correspondant est présenté, sous forme de Business Canvas. Enfin, le résultat d'une enquête menée auprès de gestionnaires de réseau de distribution en Suisse sera confronté aux conclusions issues de la littérature scientifique et débattu.**

## 1 Introduction

Le présent rapport est un résumé en langue française d'un White Paper complet intitulé « A Techno-economic Review of Smart Metering Applications » [1]. Les auteurs mettent ici l'accent sur les principaux aspects et sur certains exemples choisis qu'ils estiment représentatifs.

La détermination de la consommation d'énergie dans les réseaux électriques s'effectue conventionnellement au moyen de compteurs électromécaniques qui doivent être relevés sur site. Des compteurs électroniques à relève automatique (AMR) ont été introduits à partir des années 1970, mais ils ne permettaient la communication que dans un sens. Un compteur AMR transmet au fournisseur d'énergie le relevé une fois par mois, de sorte que les relevés manuelles, comme pour les compteurs électromécaniques, ne sont pas nécessaires. Cela garantit un décompte plus précis et permet au client d'analyser sa consommation d'énergie. Les compteurs AMR sont en outre considérés comme étant plus sûrs que les compteurs conventionnels en termes d'éventuelles fraudes.

La restriction des systèmes AMR en termes de communication unidirectionnelle a été surmontée par l'introduction de compteurs intelligents, ou Smart Meters (SM), qui communiquent dans les deux sens et peuvent échanger d'autres informations en plus des données de mesure d'énergie. Par ailleurs, les Smart Meters calculent la consommation d'énergie dans une résolution temporelle relativement élevée et permettent la relève des données de mesure pratiquement en temps réel, ce qui peut être utile pour l'exploitation et la commande du système. Alors que les compteurs AMR n'indiquent que la consommation d'énergie mensuelle et, éventuellement, le pic de demande mensuelle, les SM fournissent nettement plus d'informations, comme le pic de demande journalier, les tensions du secteur, les temps d'arrêt, etc. Les SM peuvent également envoyer aux exploitants des stations de mesure des messages d'état et des métadonnées, et en cas de problèmes de communication, enregistrer les données de mesure sur l'appareil.

Ces compteurs ont d'abord servi chez des clients professionnels et industriels pour mettre en œuvre des structures tarifaires et des tarifs de puissance dynamiques. Ils sont depuis utilisés pour toutes les catégories de consommateurs.

L'expression Smart Meter ne bénéficie pas d'une définition identique partout. Des organisations et autorités internationales et nationales ont proposé et introduit des définitions différentes. En Suisse, les normes et recommandations internationales émises par des organisations spécialisées reconnues ont été prises en compte lors de l'introduction des systèmes de Smart Metering. Aux termes de la loi suisse sur l'approvisionnement en électricité, les systèmes de Smart Metering mesurent l'échange d'énergie électrique et disposent d'une transmission bidirectionnelle des données vers le gestionnaire de réseau. Cette loi souligne en outre que l'expression « système de Smart Metering » couvre l'appareil de mesure à proprement parler mais également les composants correspondants, comme les systèmes de communication, les systèmes de gestion des données de compteurs (Meter Data Management Systems, MDMS) et les plateformes de visualisation. Le gestionnaire de réseau est le gestionnaire du système de Smart Metering.

En Allemagne, selon la définition donnée par la loi sur l'approvisionnement en électricité et en gaz (EnWG), un système de Smart Metering se compose du Smart Meter, d'une unité de communication centrale (appelée Smart Meter Gateway) et d'un module de sécurité. Les systèmes de Smart Metering peuvent être utilisés s'ils satisfont aux exigences de la législation sur l'étalonnage, mais également aux exigences de sécurité et aux directives techniques fixées par l'office fédéral compétent. Aux États-Unis, le Department of Energy a défini l'expression « Advanced Metering Infrastructure » (AMI).

En résumé, on peut dire qu'un système de Smart Metering comprend au minimum les composants principaux suivants :

- des compteurs intelligents (Smart Meter, SM) installés chez les clients pour enregistrer les données de consommation de courant,
- un réseau de communication pour la transmission des données depuis le compteur jusqu'au gestionnaire du système de Smart Metering, et
- un système d'archivage, d'administration et de traitement des données de mesure (Meter Data Management System, MDMS).

Outre ces composants principaux, les systèmes de Smart Metering peuvent également comporter des technologies de commande, par ex. pour la commande d'appareils et d'installations du client. Dans ce contexte, des réseaux domestiques (Home Area Networks) et des systèmes de gestion de l'énergie peuvent aussi être intégrés dans des systèmes de Smart Metering. De la même manière, des portails Web, des appareils mobiles et des afficheurs déportés (In Home Displays) peuvent être ajoutés aux systèmes de Smart Metering pour visualiser la consommation de courant.

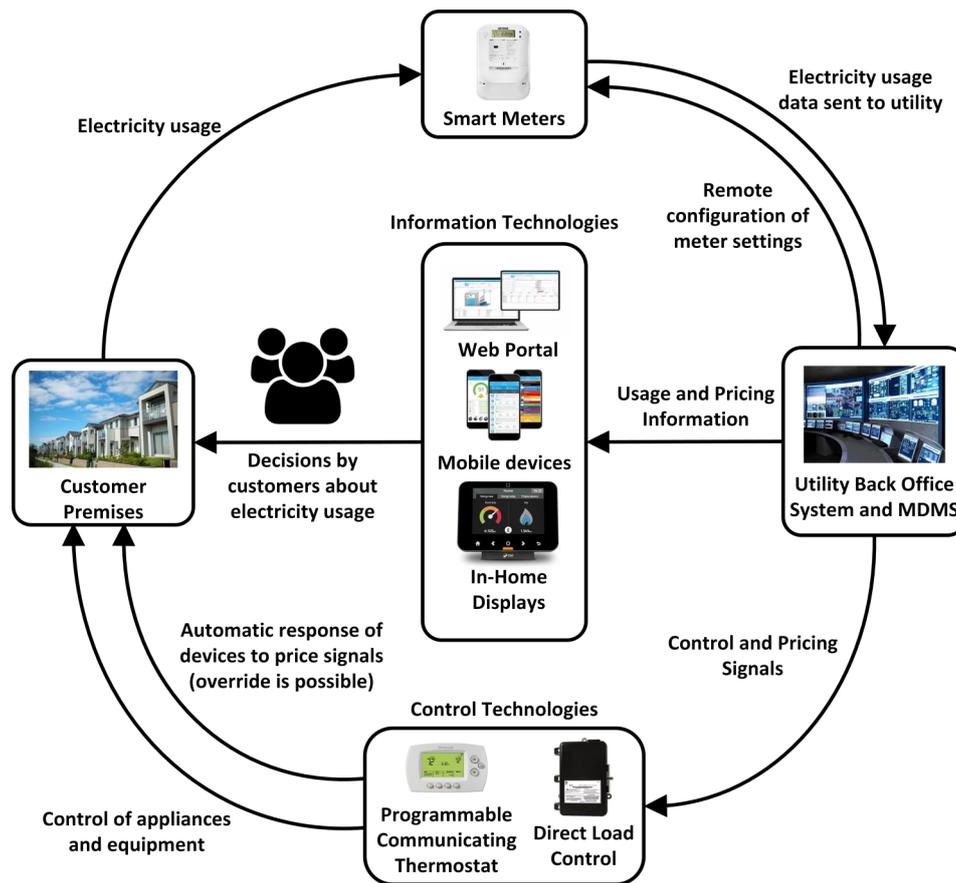


Illustration 1 : Éléments d'un système Smart Metering [2].

L'ill. 1 montre un système de Smart Metering type, tel que défini par le Département américain de l'Énergie (US Department of Energy). Sur la base des définitions officielles énoncées en Suisse et en Allemagne par l'alliance européenne pour le Smart Metering (European Smart Metering Alliance, ESMA) et la société de conseil KEMA, les systèmes de Smart Metering peuvent se voir attribuer encore d'autres caractéristiques :

- traitement automatisé, transmission et utilisation de données de mesure ;
- gestion d'appareils ;
- fourniture rapide d'informations de consommation significatives pour les parties prenantes pertinentes ;
- mise à disposition de fonctions et de services pour améliorer l'efficacité énergétique à différents niveaux ;
- télémaintenance des compteurs, par ex. pour les mises à jour de micrologiciels (firmware).

Il est clair qu'une différence majeure oppose les Smart Meters et les systèmes de Smart Metering. Un Smart Meter est un appareil isolé, tandis qu'un système de Smart Metering est une infrastructure complète. Dans la suite de cet article, nous faisons donc systématiquement la différence entre le Smart Meter (SM) en tant qu'appareil isolé et le système de Smart Metering ou l'infrastructure Smart Meter (Smart Meter Infrastructure, SMI) en tant que système complet.

Les SM et les SMI sont utilisés dans le secteur de l'électricité mais également dans d'autres infrastructures à base de conduites, comme l'approvisionnement en eau et en gaz. Dans ce travail, nous nous intéressons aux SM et aux SMI pour l'approvisionnement en électricité.

Sources principales pour ce paragraphe : [2-12]

## 2 Déploiement des Smart Meters

Les pays de l'Union européenne (UE) doivent veiller à l'intégration active des clients dans le marché de l'électricité grâce à des systèmes de mesure intelligents. En particulier, une part significative des consommateurs doit être équipée de SM si le déploiement en est jugé « positif » dans leur pays, ce qui signifie que l'analyse coût-bénéfice (Cost Benefit Analysis, CBA) est positive. Sur la base de la directive actuelle sur le marché de l'électricité, les pays pour lesquels la CBA est négative doivent procéder à une nouvelle évaluation tous les quatre ans. À l'obtention d'une CBA positive, ils disposent d'un délai de sept ans pour équiper en SM un minimum de 80 % des consommateurs finaux. Le déploiement des Smart Meters ne se déroule donc pas uniformément dans tous les pays (voir ill. 2).

## Electricity Smart Meter Penetration

(end of year 2020)

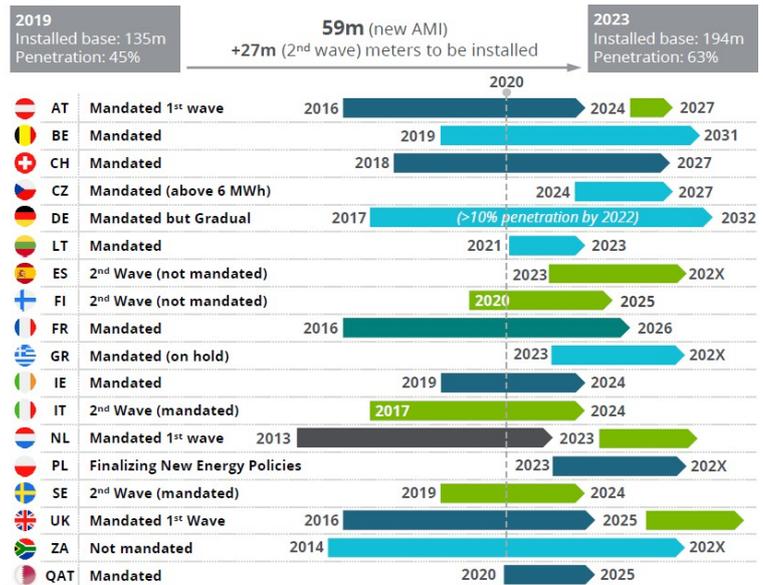
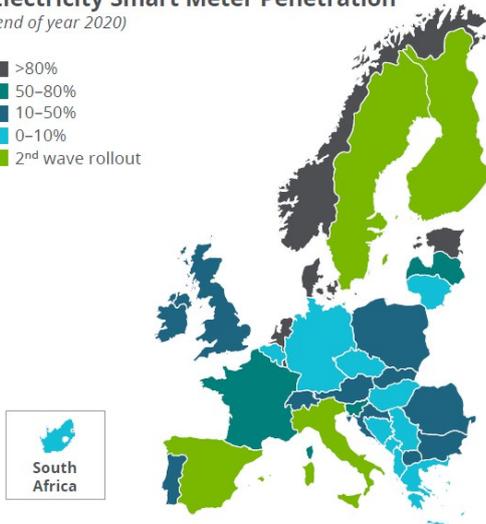
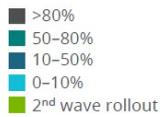


Illustration 2 : Déploiement des Smart Meters en Europe (date : 2020) [13]

Outre la CBA, d'autres obstacles économiques, réglementaires ou techniques ont retardé l'introduction des systèmes de mesure intelligents. La ventilation des coûts d'introduction des systèmes de mesure intelligents entre les différents acteurs du secteur constitue à cet égard l'un des obstacles économiques les plus sérieux.

Le plus grand obstacle technique concerne le manque actuel de standardisation internationale, en raison duquel l'interopérabilité des composants de mesure intelligents disponibles dans le commerce fait généralement défaut.

De plus, la résistance des consommateurs due aux questions de sécurité des données et de protection des données, ainsi qu'à l'incertitude quant aux avantages pour le client, a également des répercussions négatives sur l'introduction des systèmes de mesure intelligents.

Sources pertinentes pour ce paragraphe : [13-19]

## 3 Applications de Smart Metering

La littérature scientifique fournit différentes classifications de parties prenantes pour les applications de Smart Metering. Pour les considérations ci-après, nous divisons les grandes parties prenantes selon un système permettant une image la plus complète possible avec un faible chevauchement (principe Mutuellement Exclusif Collectivement Exhaustif (Mutually Exclusive Collectively Exhaustive, MECE)) :

- **Clients finaux** : installations de clients finaux privées, commerciales ou industrielles équipées de Smart Meters.
- **Prestataires de services énergétiques** : nous regroupons dans cette catégorie les entreprises de tous les niveaux de la chaîne de création de valeur de l'approvisionnement en énergie. Elle inclut les producteurs, les gestionnaires de réseau, les revendeurs, les fournisseurs, les Bilanzgruppen, les agrégateurs, etc.

- **Autres parties prenantes** : nous comprenons ici les organisations et les institutions qui ne sont pas impliquées directement dans les processus professionnels liés au Smart Metering mais qui y ont un intérêt substantiel. Cela inclut les organes législatifs, les décideurs politiques, l'administration publique, les établissements de recherche et de formation ainsi que les organisations non gouvernementales.

Les applications de Smart Metering regroupées par parties prenantes sont représentées à l'illustration 3.

Hormis la description technico-fonctionnelle des applications de Smart Metering, les modèles d'entreprise (Business Models) de certaines d'entre elles sont également analysés. Ces modèles sont représentés sous la forme d'un Business Case Canvas inspiré du Business Model Canvas (BMC) de [20] comme à l'illustration 4.

Sources pertinentes pour ce paragraphe : [20-23]

### 3.1 Applications pour les fournisseurs d'énergie

#### 3.1.1 Décompte

Dans le cadre du décompte est calculée la quantité d'énergie (voire la puissance pertinente) qui sera facturée au client. Avec les compteurs électriques conventionnels, la relève de l'index et le calcul de la quantité à facturer ont typiquement lieu une fois par an. Généralement, le client paie ainsi pendant l'année des factures prévisionnelles (ou factures d'acompte) qui reposent sur des estimations et reçoit en fin d'année un décompte indiquant la différence entre les factures d'acompte et sa consommation réelle. Selon l'évolution de la consommation du client, cela peut entraîner un sous-paiement ou un surpaiement sur l'année. De plus, les clients ne reçoivent aucune information explicite en cours d'année sur leur consommation actuelle, car cette donnée n'est visible sur le compteur électrique que sous forme analogique.

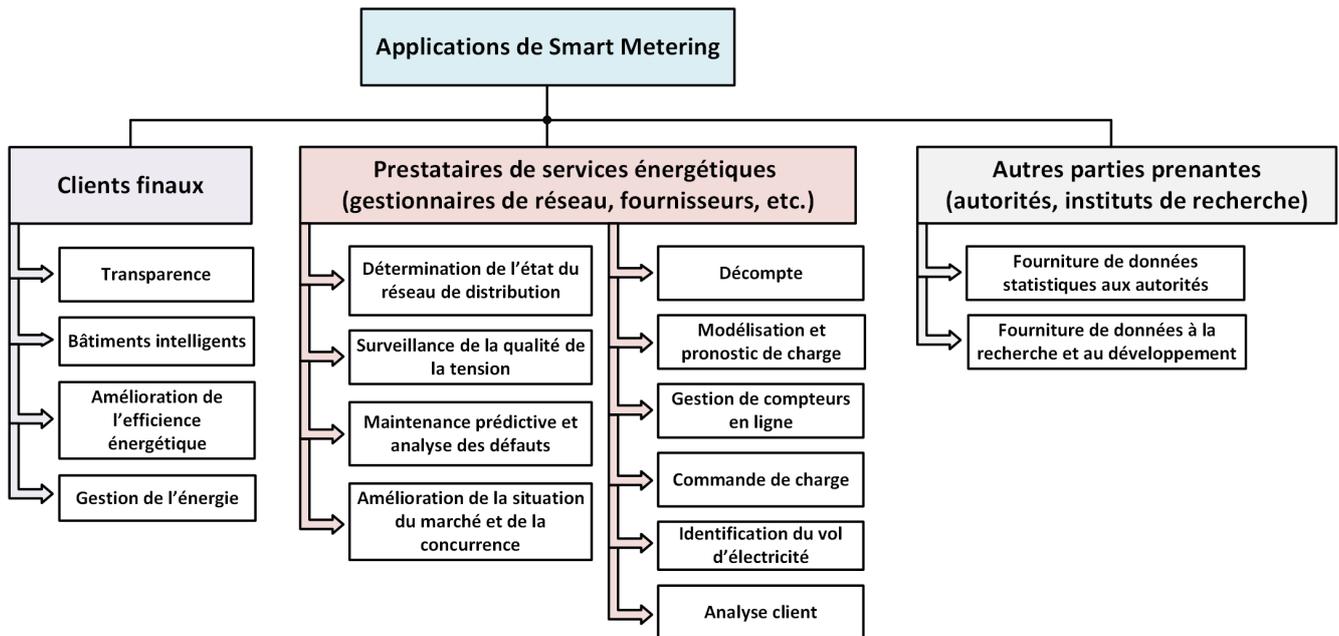


Illustration 3 : Analyse des applications de Smart Metering.

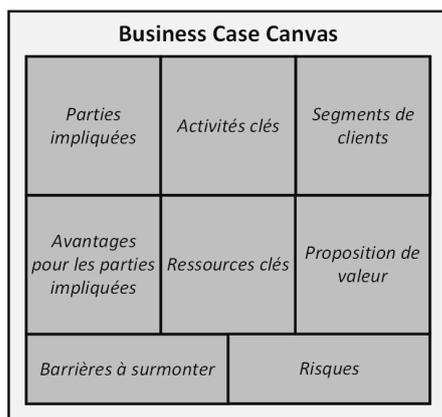


Illustration 4 : Business case canvas

Une autre difficulté rencontrée avec les compteurs électriques conventionnels concerne le changement de client, par ex. en cas de déménagement. Il en résulte un manque de précision du décompte car la relève du compteur ne peut pas avoir lieu exactement au moment du changement de locataire.

Il existe dans certains pays des modèles de consommation électrique offrant une possibilité de paiement anticipé, ou offres prépayées. Les installations anciennes sont alors équipées de compteurs électriques électromécaniques avec automates de paiement, tandis que les compteurs électroniques modernes sont associés à des lecteurs de cartes à puce.

Sources pertinentes pour ce paragraphe : [24–33]

### 3.1.1.1 Objectif et proposition de valeur

S'agissant du décompte de la consommation électrique, les Smart Meters permettent une mise en œuvre des processus correspondants plus précise et, pour le client, plus simple. Il est possible de recevoir, à la place des factures d'acompte, des décomptes rapides et précis, par ex. sur une base trimestrielle. Cela élimine les risques de sous-paiement ou de surpaiement liés aux factures d'acompte. Les clients bénéficient en outre d'une transparence accrue sur leur consommation électrique. En cas de changement de client, les Smart Meters permettent le changement à une date précise, ce qui évite les éventuelles inexactitudes de décompte. Concernant les offres prépayées, les systèmes Smart Meter devraient permettre une plus grande facilité d'utilisation pour les clients. Ainsi, quel que soit l'endroit où ils se trouvent, les clients d'offres prépayées peuvent par exemple recharger leur crédit sur une plateforme Internet, sans espèces ni carte bancaire. Ils bénéficient en outre, à tout moment, d'une parfaite transparence sur leur crédit actuel et peuvent le recharger en temps utile.

### 3.1.1.2 Exigences

L'exigence principale posée à la mise en œuvre de décomptes rapides est la relève et le traitement rapides de données de Smart Meters de résolution temporelle suffisamment élevée. Il faut en outre une infrastructure de sauvegarde des données correspondante.

L'interopérabilité des Smart Meters est une condition préalable importante pour faciliter le changement de client.

Pour que la mise en œuvre des offres prépayées soit conviviale pour les utilisateurs, il convient de proposer des plateformes en ligne proposant aux clients, en plus de la fonction de paiement, d'autres fonctionnalités comme l'alerte en cas de dépassement d'un crédit donné.

### 3.1.1.3 Restrictions et limites

Dans de nombreux pays, pour des raisons de sécurité des données, il existe des restrictions concernant la relève rapide de données de mesures de résolution temporelle élevée. Pour mettre en œuvre une procédure automatisée de bout en bout, les entreprises concernées doivent engager des dépenses en matériel et en logiciel correspondantes.

Des restrictions techniques existent dans le domaine de la technologie de communication, concernant la bande passante et la disponibilité. L'interopérabilité peut représenter un défi lors du changement de fournisseur de composants ainsi que lors de l'intégration de tiers (par ex. agrégateurs).

Pour que le décompte soit exact, il faut pouvoir garantir une sécurité informatique élevée de l'ensemble du système de Smart Metering, pour d'une part empêcher la falsification des données de mesure, et d'autre part respecter les obligations en matière de protection des données.

### 3.1.1.4 Projets pertinents

Dans environ la moitié des pays européens, les décomptes sont essentiellement mensuels et établis sur la base de données de Smart Meters. Les décomptes trimestriels et semestriels sont également courants. Des études ont montré que l'utilisation de Smart Meters permet un traitement plus avantageux du changement de client. Les économies ainsi réalisées sont de l'ordre de 40 CHF [34]. À titre de comparaison, les coûts de traitement des demandes des clients pour un décompte rapide et précis diminuent jusqu'à 60 % par rapport au décompte avec acomptes.

En Grande-Bretagne, où près de 20 % des clients finaux privés recourent à des offres prépayées, des améliorations significatives de la satisfaction client ont été constatées grâce au prépaiement permis par les Smart Meters. Selon une étude britannique, 80 % des clients ont déclaré avoir une meilleure maîtrise de leur consommation électrique et prendre davantage de mesures d'économie d'énergie grâce à la transparence accrue [35].

### 3.1.1.5 Business Case Canvas

Le Business Case Canvas du tableau 1 récapitule les aspects décrits. Les parties impliquées sont les gestionnaires de réseau de distribution et le fournisseur d'énergie, ainsi que le client final en tant que véritable bénéficiaire de cette application. Il tire également parti des avantages d'un décompte plus précis, rapide et transparent. Cependant, pour cela, les données de Smart Meters doivent être relevées rapidement et les données des clients finaux toujours gérées et maintenues à jour. L'avantage des parties impliquées réside essentiellement dans la réduction des coûts de traitement, la relève manuelle des compteurs disparaissant. Les Smart Meters permettent également la mise en œuvre de nouveaux tarifs.

### 3.1.2 Détermination de l'état du réseau de distribution

L'exploitation des niveaux de réseau 1 à 3 (voire 5 parfois) requiert l'enregistrement de contrôle et la détermination de l'état du réseau en tant qu'instrument standard d'exploitation. Au niveau de réseau le plus bas, 7, cette technologie n'est pratiquement pas utilisée. Les réseaux de distribution du niveau de tension le plus bas sont exploités sur la base de mesures ponctuelles et de valeurs empiriques, sans que le gestionnaire ne connaisse exactement, à tout moment, les conditions prévalant dans le réseau. Cela n'est possible que parce que des marges de sécurité élevées sont prévues lors de la conception des éléments de réseau.

L'état du réseau est déterminé grâce à la méthode de l'estimation d'état (State Estimation). Elle consiste à relier les valeurs de mesure actuelles et des informations d'état issues du réseau à un modèle de réseau et à calculer l'état de réseau le plus probable. Le résultat de l'estimation d'état est un modèle de flux de charge complet du réseau à un instant donné. Les courants, tensions et puissances sur tous les moyens de production sont alors connus et peuvent être utilisés à des fins opérationnelles. Les gestionnaires de réseau bénéficient ainsi d'une parfaite transparence sur l'état actuel du réseau et peuvent prendre des décisions sur la base de ces informations. Ces « instantanés » du réseau peuvent en outre être utilisés à des fins de planification.

Pour que la détermination de l'état fonctionne, une infrastructure de mesure et de communication complète est nécessaire. Les données doivent en outre être traitées dans un système SCADA. Les outils d'estimation d'état requièrent, pour fonctionner fiablement, une mise à jour permanente des paramètres de modèle.

Sources pertinentes pour ce paragraphe : [36-44]

#### 3.1.2.1 Objectif et proposition de valeur

Si tous les raccordements au réseau de distribution sont équipés de Smart Meters, l'état du réseau peut être calculé à l'aide des valeurs de mesure Smart Meters synchrones et, éventuellement, de certaines mesures ponctuelles dans le réseau. Les valeurs de mesure sont à cet effet traitées avec un modèle de réseau par un logiciel d'estimation d'état. Le résultat est une image complète de l'état du réseau, avec les courants, les tensions et les puissances de tous les moyens de production. Sur cette base, les gestionnaires de réseau de distribution peuvent, selon l'intervalle et la date de relève des Smart Meters, calculer l'état du réseau et ainsi disposer d'une parfaite transparence de leur réseau. Toujours sur cette base, diverses autres applications peuvent être installées, comme l'amélioration de la situation de tension dans le réseau ou l'identification de mesures topologiques efficaces. Les jeux de données de l'estimation d'état peuvent par exemple servir à examiner des demandes de raccordement d'installations photovoltaïques (PV) ou de bornes de recharge électriques non seulement selon des scénarii prédéfinis, mais aussi sur la base de situations de réseau réellement rencontrées.

Tableau 1 : Business Case Canvas : décompte

<b>Parties impliquées</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)</li> <li>Fournisseurs d'énergie</li> </ul>	<b>Activités centrales</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Relève des données de Smart Meters</li> <li>Décompte des clients finaux</li> <li>Facturation aux clients finaux</li> </ul>	<b>Segments de clientèle</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Clients finaux</li> </ul>
<b>Avantages pour les parties impliquées</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Procédures plus avantageuses en termes de coûts (notamment celle de changement de client)</li> <li>Introduction facile de nouveaux tarifs (prépayés)</li> </ul>	<b>Ressources centrales</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Données des Smart Meters</li> <li>Coordonnées des clients finaux</li> </ul>	<b>Création de valeur</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Données de consommation d'énergie rapide, à grain fin et donc transparentes</li> <li>Facturation rapide aux clients finaux</li> <li>Simplification de la procédure de changement de fournisseur d'énergie</li> <li>Simplification de la procédure de changement de client final</li> <li>Données précises lors des procédures de changement</li> </ul>
<b>Obstacles à éliminer</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Les données doivent être relevées à intervalles réguliers (par ex. toutes les heures)</li> </ul>	<b>Risques</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Garantie de la sécurité informatique</li> </ul>	

### 3.1.2.2 Exigences

Pour que la détermination d'état fonctionne, il faut disposer d'un nombre suffisamment élevé de mesures synchrones dans le temps dans le réseau et d'un modèle de réseau actuel, complet et correct. Ce dernier est généralement fourni au système SCADA et/ou à l'estimateur d'état (State Estimator) via l'interface d'un système d'information géographique, dans lequel sont enregistrés tous les éléments de réseau. Pour déterminer l'état du réseau pratiquement en temps réel, les valeurs des Smart Meters doivent être relevées d'autant plus rapidement et régulièrement. L'enregistrement exact de la topologie de réseau constitue lui aussi un facteur décisif pour obtenir une détermination d'état fiable.

### 3.1.2.3 Restrictions et limites

L'une des restrictions principales à l'utilisation de données de Smart Meters pour la détermination d'état de réseaux de distribution est la fréquence de relève possible des valeurs de mesure. La détermination d'état ne peut pas être plus actuelle que les dernières valeurs de mesure existantes. La fréquence de relève, limitée par des dispositions réglementaires et légales et d'autre part, des restrictions dues à des bandes passantes restreintes dans l'infrastructure de communication des Smart Meters peuvent constituer une limite. Des modèles de réseau imprécis et/ou incomplets représentent un obstacle supplémentaire à la fiabilité de la détermination d'état. Pour que cette dernière soit possible, les paramètres électrotechniques de tous les éléments de réseau doivent être correctement reproduits (par ex. impédances de toutes les sections de ligne, données de transformateur, topologie). L'affectation des valeurs de mesure des Smart Meters à la topologie de réseau doit en outre être exacte.

### 3.1.2.4 Projets pertinents

La détermination d'état dans les réseaux de distribution sur la base de données de Smart Meters a déjà été mise en œuvre dans un certain nombre de projets. Dans l'espace germanophone, citons notamment trois réalisations :

- Kaiserslautern (Allemagne) : mise en œuvre d'une estimation d'état avec valeurs de Smart Meters et pronostics PV dans le réseau des régies municipales de Kaiserslautern comprenant 124 charges et 24 installations PV [45].
- Bâle (Suisse) : mise en œuvre d'une estimation d'état pour un réseau partiel d'IWB (Industrielle Werke Basel, fournisseur d'énergie de la région de Bâle) qui relie 200 ménages privés, une entreprise commerciale et une installation PV [46].
- Arbon (Suisse) : dans le cadre du projet du Centre suisse de compétence en recherche énergétique sur la future infrastructure électrique suisse (Swiss Centre for Competence in Energy Research on the Future Swiss Electrical Infrastructure), 10 000 mesures de Smart Meters du réseau de distribution de la ville d'Arbon ont été utilisées pour déterminer le flux de charge dans le réseau [47].

### 3.1.3 Maintenance prédictive et analyse des défauts

La maintenance préventive doit garantir que les moyens de production sont inspectés et maintenus avant que d'éventuels dommages ne surviennent. Elle a généralement lieu à intervalles fixes, qui s'appuient principalement sur des valeurs empiriques. La maintenance prédictive, basée sur l'état, utilise à l'inverse des pronostics et des données de mesure continues dont elle déduit des indicateurs qui renseignent sur l'état des moyens de production. Ces derniers peuvent ainsi, si cela est indiqué, être maintenus en fonction des besoins. Les données de Smart Meters peuvent aussi servir pour les modèles qui sont utilisés pour la maintenance prédictive.

En matière d'analyse des défauts, les Smart Meters peuvent fournir des informations utiles sur des événements enregistrés, comme un état hors tension. Cela permet une détection et une analyse rapides des défaillances du réseau.

Sources pertinentes pour ce paragraphe : [48-57]

### 3.1.3.1 Objectif et proposition de valeur

L'objectif de la maintenance prédictive est une utilisation, en fonction des besoins, de ressources correspondantes et l'identification le plus tôt possible des anomalies des moyens de production ou des problèmes naissants. Cela doit contribuer à l'allongement de la durée de vie des moyens de production et à l'augmentation de la disponibilité des éléments de réseau.

Concernant l'analyse des défauts, les dernières informations reçues d'un Smart Meter devraient renseigner sur les localisations et les types de défauts et la propagation d'une panne. En combinaison avec les données des systèmes d'information géographique, cela donne une vue d'ensemble de l'ampleur et de la chronologie des pannes d'alimentation dans une région.

### 3.1.3.2 Exigences

Pour évaluer les états des moyens de production, on utilise des algorithmes « apprenants », qui requièrent, pour apprendre, une grande quantité de données. La classification des événements anormaux nécessite également des données enregistrées de ces événements, mais dans la pratique, ces données sont rarement disponibles. Ce problème fondamental d'absence ou d'insuffisance des données de base se pose également pour les applications de maintenance prédictive. Il convient par conséquent de partir du principe que des données doivent être enregistrées et analysées à longueur d'année pour qu'un algorithme prédictif apprenant fonctionne de manière fiable.

Indépendamment des données de Smart Meters, d'autres données sont utilisées pour ces algorithmes, comme des données météorologiques, des informations de calendrier, des données issues de systèmes d'information géographique et des données de capteurs (par ex. températures des moyens de production).

L'analyse des défauts requiert une communication rapide et fiable avec les Smart Meters, et notamment une relève régulière et rapide des données.

### 3.1.3.3 Restrictions et limites

L'une des restrictions importantes aux applications décrites ci-dessus réside dans les coûts élevés de communication, de traitement et d'enregistrement des données. Les données de base doivent être obtenues, enregistrées et compilées via de nombreuses interfaces, à partir de différentes sources et dans différents formats.

Comme pour beaucoup d'autres applications, des intervalles trop longs de relève des Smart Meters peuvent constituer une restriction technique pour cette application.

L'un des problèmes fondamentaux des algorithmes prédictifs apprenants réside dans l'apparition de messages d'alarme erronés et d'indicateurs trompeurs due à des données de base en nombre insuffisant.

Des intervalles de maintenance flexibles peuvent compliquer la planification des ressources et la charge de travail des équipes d'entretien et/ou ne peuvent pas toujours être mis en œuvre conformément au modèle.

### 3.1.3.4 Projets pertinents

La littérature scientifique comporte de nombreux rapports de fabricants et de gestionnaires de réseau relatifs à des applications de maintenance prédictive et d'analyse des défauts, par ex. de Siemens, IBM, Oracle et Landis+Gyr [2, 56, 58–69].

Le gestionnaire de réseau de distribution slovène Elektro Ljubljana procède à une maintenance prédictive couvrant l'ensemble du réseau [64]. Il utilise pour cela des données de Smart Meters et de systèmes SCADA.

D'autres projets ont été mis en œuvre en Espagne, aux États-Unis et au Royaume-Uni.

## 3.1.4 Amélioration de la situation du marché et de la concurrence

Il s'agit ici moins d'une application concrète du Smart Metering que d'un effet des applications de Smart Metering sur le marché et la situation de la concurrence.

Comme sur bon nombre d'autres marchés, l'augmentation de la concurrence sur le marché de l'électricité devrait permettre la baisse des coûts et par conséquent la baisse des prix pour les clients finaux. Dans la concurrence, outre les fournisseurs, les acheteurs jouent eux aussi un rôle décisif. Les données de Smart Meters créent une transparence accrue qui permet une augmentation de l'efficacité et une stimulation de la concurrence.

Sources pertinentes pour ce paragraphe : [5, 19, 70–77]

### 3.1.4.1 Objectif et proposition de valeur

Grâce aux données de Smart Meters, tant les clients finaux que les fournisseurs ont une meilleure compréhension de la consommation électrique et des coûts qui en découlent.

Cela a d'une part pour effet que les fournisseurs de courant peuvent mieux adapter leurs produits aux besoins des clients. La gamme de produits peut par exemple être étoffée de modèles tarifaires différenciés en fonction des groupes de clients. D'autre part, des clients finaux bien informés recherchent ou demandent davantage d'offres adaptées. Cette meilleure « adéquation » entre l'offre et la demande accroît l'efficacité du marché et par conséquent l'intérêt économique.

Comme décrit au paragraphe 3.1.6, les données de Smart Meters permettent aux fournisseurs de courant de procéder à des pronostics plus précis et ainsi à réduire les coûts des écarts (« énergie d'ajustement »), qui sont supportés indirectement par les clients finaux.

L'utilisation de Smart Meters permet en outre de déterminer les pics de consommation des clients finaux. Gestionnaires de réseau et fournisseurs peuvent les intégrer dans leurs modèles tarifaires et ainsi mieux encourager les clients finaux à adopter un comportement avantageux en termes d'énergie.

Grâce aux Smart Meters, les prosummateurs peuvent mieux adapter leur consommation à la production et ainsi, accroître leur part de consommation propre et réduire au final leur facture d'électricité – voir paragraphe 3.2.2.

Comme décrit aux paragraphes 3.1.1 et 3.1.9, les Smart Meters favorisent et simplifient pour le client le changement de fournisseur. Des coûts de changement de fournisseur minimes sont essentiels à la compétitivité du marché.

#### 3.1.4.2 Exigences

Du fait des applications évoquées, différentes contraintes en termes de résolution temporelle des mesures, de relève des données de mesure et de période de décompte apparaissent. Ces exigences sont décrites dans les paragraphes correspondants du présent article.

#### 3.1.4.3 Restrictions et limites

Il existe des restrictions réglementaires à l'utilisation des données de Smart Meters, comme indiqué dans d'autres paragraphes du présent document. Parmi les restrictions importantes pour de nombreuses applications, il faut citer les moments de relève possibles et la fréquence de relève des données de mesure des Smart Meters.

Les limites techniques concernent entre autres la bande passante de la communication des Smart Meters pour les applications pratiquement en temps réel et l'interopérabilité des appareils et des systèmes.

### 3.1.5 Surveillance de la qualité de la tension

Les gestionnaires de réseau doivent respecter et/ou documenter des dispositions techniques, des normes et d'autres prescriptions concernant la qualité de la tension et la disponibilité du réseau (par ex. la norme européenne EN 50160). Des Smart Meters peuvent aussi être utilisés à cet effet.

Sources pertinentes pour ce paragraphe : [78–87]

#### 3.1.5.1 Objectif et proposition de valeur

Les gestionnaires de réseau surveillent généralement la qualité de la tension à certains points névralgiques, à l'aide d'analyseurs de qualité du réseau électrique (Power Quality Analyzers). Cette surveillance peut être en partie permanente et en partie fonction des besoins si des problèmes surviennent à un endroit donné du réseau. Les Smart Meters peuvent être utilisés pour surveiller la qualité de la tension sur toute l'étendue du réseau. Il est évident que les données de Smart Meters peuvent permettre de déterminer de manière automatisée et pratiquement en temps réel des indices de disponibilité tels que l'indice de durée moyenne d'interruption du système (« System Average Interruption Duration Index », SAIDI) et l'indice de fréquence d'interruption moyenne du système (« System Average Interruption Frequency Index », SAIFI). Indépendamment de cela, les Smart Meters offrent également des fonctions qui par ex. détectent et enregistrent les déséquilibres de tension, les papillotements, les parts d'harmoniques de la tension et du courant ou encore les variations de tension. L'analyse généralisée de ces grandeurs physiques peut permettre d'identifier des sources de défaut plus facilement qu'avec les mesures ponctuelles. La disponibilité de mesures de tension synchrones dans le temps donne la possibilité aux gestionnaires de réseau de distribution d'optimiser les profils de tension et donc de réduire les pertes de réseau. Ces données peuvent aussi servir à la commande de charges.

#### 3.1.5.2 Exigences

Pour que les Smart Meters puissent fournir des informations fiables sur la qualité de la tension, les données doivent être enregistrées conformément aux normes en vigueur (par ex. EN 50160, IEC 61000-4). Une fois enregistrées, elles doivent dans un premier temps être sauvegardées sur le Smart Meter en plus des données énergétiques, ce qui a pour conséquence une augmentation des besoins de mémoire. Les données doivent en outre être transmises, enregistrées centralement et analysées sur le réseau de communication des Smart Meters. Pour l'identification des opérations séquentielles, il est important que les dates de mesure, les intervalles de mesure et les intervalles d'agrégation soient et/ou puissent être systématiques et synchrones dans le temps. Dans ce contexte, l'interopérabilité des systèmes de fabricants différents constitue un véritable défi.

#### 3.1.5.3 Restrictions et limites

Des restrictions importantes à l'utilisation de Smart Meters pour surveiller la qualité de la tension résident aujourd'hui dans les fonctionnalités offertes par les appareils, dans l'espace de stockage restreint sur

les Smart Meters, dans la bande passante limitée de l'infrastructure de communication et dans le manque d'interopérabilité.

L'observation et l'enregistrement de la qualité de la tension sur tous les raccordements au réseau dotés de Smart Meters est difficilement supportable d'un point de vue économique et inutile d'un point de vue technique. C'est pourquoi cette fonctionnalité n'est utilisée que de manière limitée, aux endroits où cela est nécessaire. Il peut par exemple s'agir de points névralgiques du réseau, avec des raccordements d'installations client sensibles ou qui impactent la qualité de la tension. Par ailleurs, des points de transfert vers d'autres gestionnaires de réseau sont intéressants.

#### 3.1.5.4 Projets pertinents

En France, avec le projet « Erable », le gestionnaire de réseau ERDF a pour objectif d'apporter une valeur ajoutée grâce à une grande quantité de données de Smart Metering à la planification du réseau de distribution et à l'amélioration de la qualité du réseau [88]. L'outil développé dans le cadre du projet crée des tableaux de bord (dashboards) et des instantanés (snapshots) de tous les éléments de réseau.

Dans le cadre du projet « Upgrid », le gestionnaire de réseau espagnol Iberdrola a testé l'intégration de diverses technologies de réseau électrique intelligent (Smart Grid) dans la région de Bilbao [65, 89]. Les Smart Meters installés ont servi à améliorer l'exploitation du réseau basse tension en détectant rapidement les variations de tension et les temps d'arrêt. Ce projet a également été testé au Portugal sur une sous-station comprenant quatre soutirages basse tension avec 90 Smart Meters. Les variations de tension et le respect de la norme européenne EN 50160 ont été surveillés.

Dans le cadre du projet « Nobel Grid », la coopérative électrique Alginet en Espagne a utilisé avec le gestionnaire de réseau de distribution local les données de Smart Meters de 43 transformateurs du réseau et de 100 clients finaux afin de surveiller la qualité et la fiabilité de l'approvisionnement [90]. Cela a permis non seulement de recueillir des résultats concernant le respect de la norme EN 50160, mais aussi de mettre en évidence des liens importants concernant les pertes techniques et non techniques dans le réseau.

### 3.1.6 Modélisation et pronostic de charge

Les charges, dans les réseaux électriques, sont habituellement décrites par la puissance absorbée (« P »), le courant absorbé (« I ») et l'impédance (« Z »). On parle donc de modèles de charge ZIP. Les modèles ZIP sont largement connus pour ce qui est des charges traditionnelles. Cependant, nous n'avons encore que peu de recul en matière de modélisation de nouvelles charges dans le réseau, comme les pompes à chaleur et les stations de recharge pour véhicules électriques.

Les nouveaux consommateurs constituent cependant un défi non seulement pour la modélisation, mais aussi pour le pronostic de charge. Les données de Smart Meters permettent de poser les fondations de nouveaux modèles déterministes ou stochastiques ainsi que d'applications de Machine Learning ou apprentissage automatique.

Sources pertinentes pour ce paragraphe : [91–100]

#### 3.1.6.1 Objectif et proposition de valeur

Les modèles et pronostics de charge conventionnels utilisent des données de mesure agrégées ou des mesures ponctuelles, par ex. sur des transformateurs ou des départs de transformateurs de réseau de distribution. L'utilisation des données de Smart Meters permet une compréhension beaucoup plus détaillée et approfondie des relations et interdépendances derrière les courbes de charge agrégées. Cela permet d'analyser des facteurs d'influence comme la situation météorologique, les dates ou les particularités géographiques jusqu'au niveau des Smart Meters, isolés ou en groupe. Avec les méthodes de clustering, il est possible d'identifier des groupes de clients particulièrement sensibles au regard de certains facteurs d'influence et de modéliser en conséquence leur comportement. Les données de Smart Meters permettent une segmentation des clients dans le réseau en fonction de leur comportement de consommation et de différents facteurs d'influence. Des courbes de charge globales peuvent ainsi être modélisées « bottom-up » (du bas vers le haut) et être agrégées en une seule courbe permettant une meilleure compréhension des corrélations et une amélioration de la qualité de pronostic.

#### 3.1.6.2 Exigences

Afin de pouvoir comprendre et modéliser de manière satisfaisante le comportement de charges isolées dans le réseau, il est indispensable d'avoir connaissance des facteurs d'influence sur la charge. Il peut par ex. s'agir de données météorologiques très locales sur le site de la charge. Des données de capteurs supplémentaires, issues de bâtiments, facilitent la création de modèles.

Le pronostic de charge recourt souvent aux méthodes d'apprentissage automatique, qui sont tributaires d'une base de données suffisamment grande (données de vérité terrain ou « ground truth data »). Ces algorithmes doivent être assez puissants pour livrer des résultats utilisables malgré l'absence de données ou la présence de données erronées.

La création de modèles de charges ZIP nécessite des mesures de tension synchronisées dans le temps et de résolution suffisamment élevée.

La modélisation de charges individuelles et la détermination de leurs facteurs d'influence individuels peuvent soulever des problèmes de respect de la vie privée des clients. Une solution éventuelle consiste à ce que la modélisation ne porte pas sur des clients individuels mais sur des groupes ou segments suffisamment importants pour que l'anonymat reste garanti.

#### 3.1.6.3 Restrictions et limites

La résolution habituelle des données de mesure de Smart Meters est de 15 à 60 minutes. Cela ne permet pas d'enregistrer précisément les modifications de charge soudaines dues par ex. à des variations de tension du réseau.

Les logiciels de modélisation de charge traditionnels sont conçus pour fonctionner avec de petites quantités de séries chronologiques agrégées. Les grandes quantités de données composées de milliers de courbes de charge et séries chronologiques individuelles des facteurs d'influence correspondants imposent de nouveaux défis aux logiciels.

#### 3.1.6.4 Projets pertinents

Dans le cadre du projet finlandais « SGEM », différents pronostics à court terme ont été testés en utilisant des données de Smart Meters, par ex. par modélisation de la dépendance à la température temporisée, en utilisant un réseau neuronal et un modèle basé sur un filtre de Kalman [101]. Il a été constaté que les maisons chauffées électriquement avaient des courbes de charge bien prévisibles.

Dans le cadre du projet « Flexmeter », des prévisions à court terme avec des réseaux neuronaux basés sur des données de Smart Meters ont été mises en œuvre pour les régions pilotes italiennes et suédoises [102]. En plus des données de charge, des données de température et de calendrier ont également été exploitées. Cela a permis d'atteindre, au niveau des bâtiments, une erreur absolue moyenne en pourcentage (Mean Average Percentage Error) de 10 % pour les pronostics pour le lendemain (Day Ahead).

#### 3.1.6.5 Business Case Canvas

Le Business Case Canvas du tableau 2 récapitule les points les plus importants. Le client effectif est cette fois le gestionnaire de réseau ou le vendeur d'énergie, qui peuvent se procurer les charges modélisées et surtout leurs pronostics auprès de prestataires correspondants. Mais les clients finaux peuvent eux aussi être vus comme des bénéficiaires, car ils ont une motivation à déplacer les charges. La condition préalable est cependant des données de Smart Meters (ainsi que par ex. des données météorologiques) détaillées correctes, c'est-à-dire propres.

#### 3.1.7 Analyse client

Traditionnellement, les clients sont divisés en groupes plus ou moins cohérents en fonction de la capacité de leur raccordement au réseau et de leur consommation électrique annuelle. Cette classification sert de base à la conception des offres et des tarifs. Des valeurs de mesure de Smart Meters de résolution temporelle élevée permettent de classer les clients non seulement en fonction de leur consommation globale sur une période plus longue, mais aussi en fonction de leur courbe de charge sur une journée. Les clients peuvent ainsi être segmentés et classifiés dans une zone de réseau/d'approvisionnement en fonction de leur profil de charge.

Sources pertinentes pour ce paragraphe : [103–112].

#### 3.1.7.1 Objectif et proposition de valeur

Outre la consommation d'énergie totale sur une période donnée, c'est surtout le comportement des charges dans le temps, c'est-à-dire la courbe de charge, qui joue un rôle important pour le gestionnaire de réseau et le fournisseur. En effet, des clients qui consomment la même quantité d'énergie sur différentes journées ou à différentes heures peuvent générer des coûts très différents pour l'exploitation du réseau et l'acquisition d'énergie. Les produits d'énergie et de réseau peuvent être adaptés en conséquence aux caractéristiques des groupes de clients.

La connaissance exacte des courbes de charge journalières et de leurs dépendances à différents facteurs d'influence permet des prévisions plus précises des courbes de charge. Les valeurs de mesure de Smart Meters permettent ainsi, par exemple, de déterminer les clients ou groupes de clients qui sont sensibles à certaines influences externes, comme la température, le rayonnement solaire ou des données de calendrier. Il est possible d'identifier si un bâtiment est utilisé principalement en semaine ou le week-end et s'il ne contribue ainsi significativement à la charge totale que certains jours.

L'analyse du comportement client est particulièrement pertinente pour suivre l'évolution du domaine de la mobilité électrique et de la production décentralisée (principalement de petites installations PV) dans une zone de réseau/d'approvisionnement. Des valeurs de mesure de Smart Meters de résolution élevée permettent d'observer en continu la pénétration correspondante et la taille des groupes de clients.

#### 3.1.7.2 Exigences

Pour leur identification et leur description, une résolution temporelle la plus élevée possible (généralement 15 minutes) des courbes de charge est un avantage. Des résolutions temporelles plus faibles peuvent, en raison du lissage inhérent, faire apparaître les pics de charge plus petits qu'ils ne sont effectivement. Cela masque en partie le comportement effectif des clients.

La pertinence des analyses client et du clustering des clients peut être accrue lorsque les données de mesure de Smart Meters sont associées à des données complémentaires des clients, comme des informations sur le type et l'emplacement des bâtiments, les appareils/applications pertinents (par ex. pompe à chaleur) et autres caractéristiques.

Pour constituer des groupes de clients cohérents (en matière de courbe de charge sur une journée et/ou une semaine), on utilise généralement des méthodes de partitionnement (clustering). Il existe une multitude de méthodes de clustering et il convient d'évaluer en détail celle qui identifie les groupes de clients les plus significatifs.

Le recours à l'apprentissage automatique (Machine Learning) pour analyser les données clients et regrouper les clients exige une base de données fournie pour l'entraînement des algorithmes.

**Tableau 2 : Business Case Canvas : Modélisation et pronostic de charge**

<b>Parties impliquées</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Prestataires de modélisation et pronostic de charge</li> <li>• Fournisseurs de données de Smart Meters</li> <li>• Clients finaux</li> </ul>	<b>Activités centrales</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Modélisation de consommation sur la base des données de Smart Meters</li> <li>• Prévisions probabilistes et/ou déterministes</li> <li>• Prise en compte de facteurs d'influence supplémentaires</li> </ul>	<b>Segments de clientèle</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gestionnaires de réseau (GRD et/ou GRT)</li> <li>• Vendeurs d'énergie</li> </ul>
<b>Avantages pour les parties impliquées</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Le modèle d'entreprise des prestataires est basé sur la modélisation et le pronostic de charge</li> <li>• Les clients finaux (notamment les gestionnaires de bâtiment) peuvent utiliser les prévisions pour planifier la consommation d'énergie afin par exemple de déplacer les charges (écrêtement des pointes (Peak Shaving), etc.)</li> </ul>	<b>Ressources centrales</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Données des Smart Meters</li> <li>• Données météorologiques et données du commerce de l'énergie</li> </ul>	<b>Création de valeur</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Développement de modèles de consommation d'énergie plus précis</li> <li>• Prévisions de consommation améliorées</li> <li>• Meilleure compréhension et prévision de la consommation d'une maison ou d'un bâtiment</li> </ul>
<b>Obstacles à éliminer</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Données de Smart Meters extrêmement détaillées</li> <li>• Influence peu claire de facteurs supplémentaires comme l'environnement ou la socio-démographie et leurs répercussions</li> <li>• Les données de Smart Meters sont souvent « sales », ce qui complique l'analyse et les prévisions</li> </ul>		<b>Risques</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La plupart des algorithmes d'analyse et de prévision nécessitent des données « propres »</li> </ul>

Lors de l'analyse de données client, les dispositions de protection des données correspondantes doivent être respectées.

### 3.1.7.3 Restrictions et limites

L'analyse client sur la base de données de Smart Metering peut se révéler difficile, en raison de la grande taille des jeux de données, de la couverture incomplète et d'erreurs dans les données.

Le regroupement des courbes de charge est également difficile car même les ménages comportant de nombreux attributs identiques (par ex. domicile, composition familiale, surface habitable et appareils utilisés) peuvent afficher des courbes de charge complètement différentes. Ces dernières dépendent en effet de facteurs individuels entièrement spécifiques. La similitude des courbes de charge des clients finaux est donc nettement moins marquée que celle des courbes de charge à des niveaux de tension élevés.

### 3.1.7.4 Projets pertinents

Dans le cadre du projet SCANERGY, une approche de clustering en deux étapes a été utilisée pour regrouper la consommation et la production d'énergie de ménages selon des caractéristiques globales et des caractéristiques locales [113]. L'application de la méthode K-moyennes (K-Means) aboutit à des clusters ayant des niveaux de consommation/production homogènes au premier niveau et des clusters ayant les mêmes profils au deuxième niveau.

Dans le cadre du projet EIDeK, des données de Smart Meters de 75 ménages norvégiens ont été utilisées pour segmenter les clients [114]. Une méthode statistique pour la segmentation des données de consommation relevées toutes les heures en charges dépendantes et indépendantes de la météo a notamment été développée. Les schémas de demande de plusieurs ménages ont été analysés, ce qui a abouti à des profils de demande types par groupes et ménages.

En Grande-Bretagne et en Irlande, plusieurs études de clustering de clients ont été réalisées à l'aide de données de Smart Metering [112, 115]. Dans le cadre du projet « New Thames Valley Vision », le gestionnaire de réseau de distribution Scottish and Southern Energy Power Distribution a analysé les différents pics de demande et leur répartition en fonction de la saison et de l'heure de la journée. À part les périodes où la demande est la plus forte, les clients présentant les plus grandes variations peuvent aussi être identifiés et regroupés en fonction de la saisonnalité et des différences entre les jours de semaine et le week-end.

### 3.1.8 Identification du vol d'électricité

Selon des estimations, le vol d'électricité représente environ 96 milliards de dollars par an dans le monde. Ces pertes sont aussi appelées pertes « non techniques ».

Le vol d'électricité peut être commis de diverses manières. Souvent, le câblage autour du compteur est trafiqué, ou le compteur lui-même est piraté physiquement. Les compteurs numériques (et donc les Smart Meters aussi) peuvent également être piratés numériquement.

Sources pertinentes pour ce paragraphe : [116–125]

### 3.1.8.1 Objectif et proposition de valeur

Les Smart Meters permettent d'identifier le vol d'électricité de deux manières :

- Détection d'une fraude sur le Smart Meter grâce à des capteurs correspondants ;
- Identification de valeurs de mesure non plausibles.

Un compteur électromécanique, après le pontage, n'entraîne plus l'aiguille mécanique, et l'index n'augmente plus. Cependant, un index non plausible ne se constate que lors de la relève suivante, pour autant que le pontage ait été laissé en place et que l'écart soit significatif. Dans la même situation (après un pontage), un Smart Meter enregistre tous les quarts d'heure des valeurs nulles qui seront lues par ex. le lendemain et se démarqueront lors d'un contrôle de plausibilité. Le pontage du compteur peut ainsi être rapidement détecté et même les pontages de courte durée sont repérés.

Les Smart Meters sont équipés de capteurs et de systèmes d'alarme qui peuvent détecter l'ouverture du boîtier et envoyer une alarme correspondante. Les Smart Meters disposent en outre de détecteurs de courant différentiel qui permettent de détecter la coupure du fil neutre. Les événements inhabituels, comme des chutes de tension, des pannes de courant ou des inversions de charge, sont détectés et enregistrés par le Smart Meter.

Indépendamment de cela, les Smart Meters éliminent le « facteur humain » lors de la relève. Souvent, les compteurs Ferraris sont relevés par les clients eux-mêmes, ce qui outre des erreurs involontaires, rend également possible la falsification volontaire des données.

La recherche fournit différentes approches pour détecter la fraude numérique aux Smart Meters. La plausibilité des données de mesure des Smart Meters est à cet effet analysée au moyen de méthodes d'intelligence artificielle. Même les fraudes complexes, non évidentes, sont ainsi détectées à l'aide des données de mesure.

L'analyse de valeurs de mesure agrégées est elle aussi utile pour la détection du vol d'électricité. Elles sont par exemple comparées à des totaux de mesures sur des départs de transformateurs et les différences non plausibles sont identifiées. Combiner ces données avec d'autres données de réseau, par ex. des valeurs de mesure de tension, peut également être utile pour repérer les données de mesure non plausibles.

### 3.1.8.2 Exigences

Les compteurs (appareils), les données de compteur et les méthodes d'identification des irrégularités constituent des exigences importantes pour cette application.

Les boîtiers, serrures, capteurs, systèmes d'auto-surveillance et systèmes d'alarme anti-fraude sont une condition préalable à la détection des fraudes sur l'appareil.

Enfin, le vol d'électricité a toujours pour objectif la facturation d'une quantité d'énergie moindre que celle effectivement consommée, ce qui signifie que les valeurs de mesure sont toujours modifiées « à la baisse ». Une lecture rapide des données de mesure est une condition préalable fondamentale à la détection rapide des valeurs de mesure d'énergie non plausibles. En dehors des vérifications de plausibilité simples, des outils d'identification plus sophistiqués, basés sur les statistiques et/ou l'intelligence artificielle, doivent être utilisés pour les techniques de fraude plus élaborées. Comme déjà évoqué à plusieurs reprises dans le présent rapport, ces outils requièrent une grande base de données pour fonctionner de manière fiable. De tels modèles doivent être régulièrement et soigneusement entraînés et entretenus.

### 3.1.8.3 Restrictions et limites

Le vol d'électricité ne sera jamais détectable à tous les coups avec des moyens raisonnables. Les fraudes grossières sur les appareils ou les données de mesure sont identifiables à l'aide de moyens simples. En revanche, les fraudes ingénieuses ne peuvent être découvertes qu'en déployant des efforts considérables.

Les cyberattaques contre les Smart Meters utilisent des procédés et des outils aussi développés que ceux disponibles pour se protéger contre ces attaques. Comme pour la lutte contre les virus informatiques, les deux camps sont à égalité en termes de technologie.

Les méthodes de l'intelligence artificielle sont sujettes à erreur si les bases de données sont insuffisantes et peuvent déclencher un nombre élevé d'alarmes « faux positif ». De plus, avec ces méthodes, seules les fraudes survenant après un certain temps en mode « normal » sont détectées. Les fraudes dites « jour zéro » (« day zero »), qui sont commises à l'installation du Smart Meter ou juste après, ne peuvent pas être détectées car il n'existe pas de base de données correspondante à partir de laquelle la méthode pourrait apprendre le comportement sans fraude.

Des fausses alarmes peuvent également être occasionnées par des modifications légales et légitimes des installations des clients. Ainsi, par ex., le remplacement d'appareils ou le changement d'utilisation de bâtiments peut entraîner des soupçons non fondés.

#### 3.1.8.4 Projets pertinents

Aux États-Unis, le jeu de données des Smart Meters d'un réseau de distribution de 12 kV dans la zone d'approvisionnement de Southern California Edison a été utilisé pour évaluer un procédé de détection du vol d'électricité reposant sur une base de données et inspiré par la physique [126]. Les mesures de la tension moyenne horaire et de la consommation électrique ont été enregistrées par les Smart Meters des clients finaux et 190 transformateurs. L'algorithme proposé peut repérer efficacement les cas de vol d'électricité en cas de vol de petites quantités.

Landis+Gyr a développé le logiciel « Advanced Grid Analytics » qui exploite les données de compteurs et de systèmes d'information géographique pour identifier les pertes non techniques et les représenter de manière géographique et dynamique [127]. Cet outil aide les fournisseurs à identifier les compteurs défectueux et le vol.

#### 3.1.9 Gestion de compteurs en ligne

L'utilisation de Smart Meters permet une exploitation centralisée, en réseau, de l'infrastructure de mesure. Grâce à une liaison de communication bidirectionnelle avec tous les Smart Meters, les appareils peuvent être surveillés en permanence. Des paramètres peuvent être adaptés et des mises à jour de micrologiciels (firmware) effectuées ; les horloges des Smart Meters peuvent en outre être synchronisées. Les Smart Meters peuvent envoyer des données d'état à la centrale, par exemple concernant l'état de fonctionnement et l'état de sécurité. La combinaison de ces données avec les informations fournies par un système d'information géographique (SIG) (Geographic Information System, GIS) permet un entretien efficace de l'infrastructure de compteurs.

Sources pertinentes pour ce paragraphe : [128–137]

##### 3.1.9.1 Objectif et proposition de valeur

Les Smart Meters sont dotés de fonctions internes capables de détecter les dysfonctionnements et les erreurs d'installation. Les Smart Meters enregistrent en outre des données diagnostiques et peuvent les transmettre à une centrale suite à un événement ou sur demande. Les appareils défectueux sont ainsi identifiés rapidement. La gestion des Smart Meters facilite également les changements de clients, les mises à jour de micrologiciels (firmware) ou l'adaptation de divers paramètres, comme les périodes tarifaires.

##### 3.1.9.2 Exigences

L'exigence principale posée à un système de gestion de compteurs en ligne est un système de communication bidirectionnelle puissant permettant par exemple de procéder à des mises à jour de micrologiciels (firmware) ou à des adaptations de configuration.

Les Smart Meters doivent être dotés de fonctionnalités générant et émettant des messages d'alarme correspondants en cas d'événements critiques. Une autre condition préalable importante concerne la possibilité de téléconfiguration et la possibilité de synchronisation d'horloge. Cette dernière est mise en œuvre via un protocole de synchronisation d'horloge (Precision Time Protocol, PTP).

##### 3.1.9.3 Restrictions et limites

L'une des restrictions importantes réside dans la capacité du système de communication des Smart Meters. Généralement, ce système utilise différentes technologies offrant une bande passante et une fiabilité variables. Le manque de standardisation conduit à une multiplication des protocoles de communication.

La téléconfiguration et la télémaintenance des Smart Meters constituent évidemment un facteur de sécurité contre les cyberattaques. La sécurité informatique représente par conséquent un thème de la plus haute importance pour cette application.

##### 3.1.9.4 Projets pertinents

Dans la pratique, pour administrer des compteurs intelligents, différents paquets de diagnostic sont utilisés, qui permettent aux entreprises d'approvisionnement, à distance, d'accéder aux compteurs, de les surveiller et de les diagnostiquer [138–141]. Les travaux de maintenance peuvent de ce fait être mieux planifiés et les coûts d'exploitation réduits. En ce qui concerne le paramétrage, les Smart Meters commerciaux comportent des réglages variables par ex. pour différents tarifs et différentes heures de commutation [142–145]. Enfin, les Smart Meters sont le plus souvent équipés d'un dispositif de télécoupeure.

##### 3.1.10 Commande de charge

Les gestionnaires de réseau recourent à une infrastructure de commande de charge pour influencer la charge de réseau. Avec la télécommande centralisée traditionnelle, les charges regroupées en clusters sont bloquées ou débloquées de manière forfaitaire sur la base de valeurs empiriques et de mesures ponctuelles dans le réseau, sans connaître l'état actuel de ces charges ou du raccordement au réseau correspondant. Une commande plus précise des charges peut avoir lieu sur la base de valeurs de mesure de Smart Meters et de possibilités de commutation. L'échange de puissance actuel peut ainsi par exemple être utilisé pour déterminer les commandes de commutation. La commutation peut en outre s'effectuer individuellement pour chaque Smart Meter au lieu de forfaitairement pour tous les appareils d'un cluster. Cela permet une granularité accrue de la puissance et une action locale ciblée.

Sources pertinentes pour ce paragraphe : [15, 146–155]

### 3.1.10.1 Objectif et proposition de valeur

La commande de charge sur la base de Smart Meters permet d'influencer ponctuellement et de manière ciblée la charge de réseau afin d'améliorer la situation de réseau, en termes de valeurs de charge des lignes et des transformateurs, de pics de consommation, d'admission de productions depuis des installations de production décentralisées et de tensions de nœuds. Les actions de commande concrètes peuvent avoir lieu individuellement pour chaque raccordement au réseau sur la base de la puissance actuelle au lieu de forfaitairement pour des groupes entiers de charges. Cela permet entre autres la prise en compte de besoins individuels de clients. Pour les gestionnaires de réseau et les fournisseurs d'énergie, un grand avantage, par rapport à la télécommande centralisée, réside dans le fait que la courbe de charge totale peut être influencée par paliers fins et que les pics de charge souvent observés après la validation de groupes de charge complets peuvent être évités.

### 3.1.10.2 Exigences

Les exigences technico-opérationnelles les plus importantes pour la mise en œuvre de la commande de charge basée sur les Smart Meters concernent la possibilité de relever et de traiter les valeurs de mesure pratiquement en temps réel à partir des Smart Meters. L'efficacité et l'efficacité des actions de commande sont élevées lorsque ces dernières sont déterminées en fonction de la situation de charge et de réseau actuelle, sur la base d'un modèle de réseau. Si cela n'est pas le cas et si des actions ponctuelles et ciblées ne sont pas possibles, les avantages par rapport à la télécommande centralisée diminuent.

Dans de nombreux pays, des dispositions réglementaires fixant l'indemnisation des clients en cas d'actions de commande de la part du fournisseur d'électricité, du gestionnaire de réseau ou de tiers doivent être respectées.

### 3.1.10.3 Restrictions et limites

L'exigence fondamentale précitée, à savoir la lecture rapide des données de mesure, constitue en même temps une restriction importante de cette application.

Avec la commande de charge basée sur les Smart Meters, seuls des services réseau et système simples, comme la réduction des pics, peuvent être mis en œuvre. Pour les services système soumis à des exigences élevées, comme le réglage primaire, une infrastructure de Smart Metering ne suffit pas pour répondre aux exigences de préqualification.

L'évolutivité du système doit être prise en compte lors de la conception d'une infrastructure de commande. Pour que les applications soient réalistes, un système de commande de charge doit être en mesure de traiter et de transmettre de manière fiable des données et des commandes de plus de 10 000 charges.

### 3.1.10.4 Projets pertinents

En Europe, de nombreux projets de commande de charge s'appuyant sur des systèmes de mesure intelligents ont été mis en œuvre [156–160].

En Allemagne, dans le cadre du projet « Alpenenergy », un total de 260 ménages ont été équipés de Smart Meters. Sur ce total, 100 ménages ont été équipés de commandes de charge suivant un schéma tarifaire statique et 70 un schéma tarifaire dynamique. Dans le volet italien du projet « Nobel Grid », 200 clients finaux ont été équipés de commandes de charge manuelles ou automatiques. Dans le cadre du projet « Upgrid » en Espagne, 371 000 installations privées de clients finaux ont été intégrées dans un programme de commande de charge.

## 3.2 Applications pour les clients finaux

### 3.2.1 Transparence

L'index des compteurs Ferraris conventionnels indique l'énergie totale mesurée jusqu'à la date de relève. Cet index est généralement relevé une fois par an. En cours d'année, les clients reçoivent des factures d'acompte calculées sur la base d'estimations ou en fonction de la consommation de l'année précédente. Avec ce système, les clients disposent d'un aperçu et d'une vue d'ensemble très limités de leur consommation électrique. En dehors de leur consommation totale, ils n'ont aucune autre information entre deux relèves de compteur.

Sources pertinentes pour ce paragraphe : [161–170]

#### 3.2.1.1 Objectif et proposition de valeur

Avec l'utilisation de Smart Meters, les clients disposent de données de consommation d'énergie au quart d'heure près. Cela permet aux clients non seulement de suivre leur consommation totale sur n'importe quelle durée donnée, mais aussi d'examiner les courbes de charge et d'identifier les périodes de forte ou basse consommation. Les clients peuvent ainsi par exemple déplacer leur consommation en heures pleines vers une période d'heures creuses. Un autre exemple concerne l'identification des réinjections indésirables d'excédents d'énergie dans le réseau en provenance d'installations photovoltaïques, qui peuvent être évitées ou réduites par une commande de charge correspondante. Un autre avantage pour les clients réside dans les intervalles de décompte plus courts, qui utilisent les données de consommation définitives à la place de factures d'acompte basées sur des estimations.

La transparence de la consommation d'énergie est, considérée sur le long terme, une base importante pour développer la prise de conscience en matière de consommation et pour mettre en œuvre des mesures d'économie d'énergie.

#### 3.2.1.2 Exigences

Une exigence fondamentale de la transparence est que les données de mesure de Smart Meters soient accessibles aux clients. Le plus souvent, cette accessibilité est garantie par des applications Internet proposant diverses représentations graphiques des données de consommation et diverses options de téléchargement. Les fonctions de comparaison de la consommation par rapport à un historique ou à des données d'un groupe de référence sont également courantes.

Les données de consommation de résolution temporelle élevée des clients contiennent des informations qui permettent (au moins en théorie) de déduire des renseignements sur le comportement et la sphère privée des clients. À la protection de cette sphère privée s'oppose le confort d'un accès facile et rapide à ses propres données de consommation.

### 3.2.1.3 Restrictions et limites

L'enregistrement des données de consommation d'énergie à intervalles de 15 minutes permet certes aux clients de tirer des conclusions et des renseignements sur leur consommation électrique. Il s'agit cependant le plus souvent de données concernant la consommation totale par ex. d'un ménage dont la composition, sans connaissance précise des différents appareils présents et de leur comportement de consommation n'est pas particulièrement instructive. À cet égard, la transparence accrue peut également susciter davantage de questions et d'incertitudes chez les clients. Des technologies supplémentaires de désagrégation des charges sont disponibles sur le marché et peuvent contribuer à la transparence de la consommation électrique, en plus des Smart Meters.

Des dispositions réglementaires limitent, pour des raisons de protection des données, la fréquence et les moments de relève des données de Smart Meters, ce qui constitue une restriction importante à la transparence pour les clients finaux. L'impact de la transparence sur la consommation d'énergie des clients a été évalué de manière divergente par différentes études. Dans la littérature scientifique, les économies rendues possibles par une transparence accrue sont de l'ordre de 2 % à 10 % de la consommation totale.

### 3.2.1.4 Projets pertinents

Dans le cadre d'un projet de démonstration, la centrale électrique Elektrizitätswerk Schwyz AG a développé un système pour les clients privés et professionnels de la ville de Küsnacht am Rigi [171]. Les clients reçoivent des décomptes contenant des indications détaillées sur leur consommation d'énergie totale et la part d'électricité solaire produite localement. Ils bénéficient d'informations sur la courbe de charge de leur consommation via différentes applications disponibles sur divers terminaux.

En Allemagne, le fournisseur d'énergie EWE AG a testé l'impact d'un afficheur capable de fournir en temps réel des informations sur les principales données de consommation [172]. Cet afficheur fait partie d'un package de produits comprenant un compteur intelligent, un portail Internet et un tarif variable à deux niveaux. L'évaluation des appareils de 400 ménages a permis de conclure que la transparence accrue de la consommation d'énergie peut entraîner des économies d'énergie moyennes d'environ 10 % de la consommation totale.

### 3.2.1.5 Business Case Canvas

Le Business Case Canvas du tableau 3 récapitule les points les plus importants. La transparence permet aussi simultanément de formuler des recommandations concrètes et personnalisées d'optimisation énergétique.

## 3.2.2 Gestion de l'énergie

Du côté du client final, la gestion de l'énergie sert en règle générale à accroître l'efficacité énergétique ou la consommation personnelle de l'énergie produite, tout veillant au respect des limites de confort, comme par exemple la température ambiante, la qualité de l'air et l'éclairage des bâtiments.

Sources pertinentes pour ce paragraphe : [167, 168, 173–179]

### 3.2.2.1 Objectif et proposition de valeur

Les systèmes de gestion de l'énergie peuvent observer pratiquement en temps réel, via une connexion de données directe avec le Smart Meter, l'échange d'énergie d'une installation client et sur cette base, déduire des signaux de commande pour les consommateurs pouvant être déplacés dans le temps. Les algorithmes sous-jacents visent par exemple l'augmentation de l'efficacité énergétique, de la consommation propre d'énergie PV ou une réduction de la facture d'électricité grâce à l'utilisation des périodes et différences tarifaires. Cela doit s'effectuer sans compromettre le confort des clients.

### 3.2.2.2 Exigences

La gestion de l'énergie présuppose un réel intérêt des clients et un potentiel de réussite économique suffisant. Les systèmes de gestion de l'énergie doivent pouvoir être amortis grâce aux économies ainsi réalisées.

L'une des conditions fondamentales d'une gestion de l'énergie active est la disponibilité de données de consommation actuelles (pratiquement en temps réel), qui sont mises à jour à intervalles de temps suffisamment courts. Il s'agit du seul moyen pour qu'un système de gestion de l'énergie réagisse à l'échange de puissance actuel avec le réseau. Les Smart Meters doivent à cet effet fournir des interfaces correspondantes.

Outre la possibilité d'observation du système, le fonctionnement des systèmes de gestion de l'énergie nécessite également la possibilité de commande. Un système de gestion de l'énergie ne peut exploiter un potentiel d'optimisation que si les consommateurs de l'installation du client sont commandables. Pour cela, les limites de commande et de confort des appareils commandés doivent être respectées afin que d'une part les propriétés et les limites de ces appareils soient suffisamment prises en compte et que d'autre part, les clients ne subissent pas de baisse significative de confort du fait de la commande.

Tableau 3 : Business Case Canvas : Transparence

<b>Parties impliquées</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gestionnaires de réseau de distribution</li> <li>• Fournisseurs d'énergie</li> </ul>	<b>Activités centrales</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Analyse de données</li> <li>• Fourniture d'informations sur les consommateurs d'énergie de chaque consommateur</li> <li>• Conseils personnalisés sur la base de la consommation effective</li> </ul>	<b>Segments de clientèle</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Clients finaux</li> </ul>
<b>Avantages pour les parties impliquées</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Données des Smart Meters et factures à grain fin</li> <li>• Diminution des réclamations client</li> <li>• Réseau de distribution transparent pour son gestionnaire</li> </ul>	<b>Ressources centrales</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Données des Smart Meters</li> <li>• Connaissance du schéma de consommation d'énergie</li> <li>• Données d'utilisation des consommateurs d'énergie</li> </ul>	<b>Création de valeur</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Transparence accrue sur la consommation d'énergie et son coût</li> <li>• Condition préalable au déplacement de charges vers des zones tarifaires moins coûteuses</li> <li>• Recommandations personnalisées pour des consommateurs d'énergie spécifiques</li> </ul>
<b>Obstacles à éliminer</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Des recommandations directes ne sont possibles que si les données de Smart Meters peuvent être relevées à intervalles de temps très courts</li> <li>• Traitement complexe des données (par ex. extraction de certains consommateurs à partir des données de Smart Meters agrégées)</li> <li>• Dispositions réglementaires</li> </ul>		<b>Risques</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Le manque de sécurité de l'infrastructure de Smart Meters peut compromettre la sécurité des données</li> <li>• Faible bénéfice pour le client</li> </ul>

### 3.2.2.3 Restrictions et limites

Une restriction significative à l'application de systèmes de gestion de l'énergie résulte fréquemment de leur absence de rentabilité. Pour les clients finaux privés, principalement, les installations correspondantes sont souvent sans intérêt d'un point de vue purement économique.

L'existence de charges flexibles, parfaitement commandables, est limitée dans les installations des clients finaux. Dans les ménages privés, il s'agit typiquement de chauffages électriques, de chaudières électriques, de pompes à chaleur, de stations de recharge pour véhicules électriques et d'accumulateurs fixes. L'une des difficultés de l'intégration de ces appareils réside dans leurs interfaces propriétaires de commande. Les limites de confort, ainsi que les limites de commande spécifiques de ces appareils, réduisent significativement les possibilités d'actions de commande des systèmes de gestion de l'énergie. Il est possible d'intégrer de plus petits appareils dans les systèmes de gestion de l'énergie via des adaptateurs commutables, mais ces petites charges offrent cependant des rapports puissance/énergie nettement moins flexibles.

Dans les installations professionnelles ou industrielles, les systèmes de gestion de l'énergie doivent être adaptés dans le détail aux besoins et aux procédures d'exploitation.

### 3.2.2.4 Projets pertinents

Il existe sur le marché de nombreux exemples et produits liés aux systèmes de gestion de l'énergie [173, 180]. «Energy-hub» est un système de compteur intelligent qui fournit différents calendriers et programmes de commutation de l'éclairage, du chauffage et des machines à laver

ainsi que divers conseils et astuces sur les économies d'énergie via un portail Internet. «Agile-waves» est un système Internet développé par la NASA pour l'optimisation de l'énergie dans les bâtiments. Ce système intègre divers capteurs et assure la surveillance de différents systèmes au sein des bâtiments (chauffage, ventilation, alimentation en eau, etc.).

Parmi les autres solutions commerciales de gestion de l'énergie, on peut citer « Qivicon », « NEST », « Miele@home » ou encore « Bosch SmartHome ». Avec « OpenHAB » et « Eclipse SmartHome », on dispose de produits code source ouvert (Open Source).

### 3.2.3 Amélioration de l'efficacité énergétique

Dans sa directive de 2012, l'UE tablait sur une amélioration de l'efficacité énergétique de 20 % entre 2016 et 2020, et depuis, une amélioration de 30 % supplémentaires à l'horizon 2030 est discutée. La directive souligne l'importance du Smart Metering pour atteindre ces objectifs.

L'efficacité énergétique vise la réduction de l'énergie primaire utilisée et non la réduction des pics de consommation ou l'optimisation des coûts de l'énergie.

Sources pertinentes pour ce paragraphe : [153, 167, 181–188]

#### 3.2.3.1 Objectif et proposition de valeur

L'objectif de cette application consiste à réduire la consommation d'énergie des clients finaux tout en maintenant leur confort à un niveau constant. Cela peut se réaliser de différentes manières :

- Modifier le comportement de consommation grâce à une prise de conscience accrue en matière de consommation d'énergie (grâce à la transparence / au feedback).
- Investir dans les bâtiments et les appareils, par ex. amélioration de l'isolation des bâtiments et remplacement des appareils par des modèles neufs plus efficaces.
- Recourir à une technologie de commande et de régulation améliorée, par ex. pour l'automatisation des bâtiments.

Les données de Smart Meters offrent, pour ces trois points, des bases précieuses mais le Smart Metering n'est pas une condition préalable obligatoire pour accroître l'efficacité énergétique.

### 3.2.3.2 Exigences

Les résultats de bon nombre d'études scientifiques montrent que la transparence et/ou le feedback sur la consommation d'énergie constitue une base importante pour que les clients finaux puissent modifier leur comportement en matière de consommation d'énergie et ainsi réduire cette dernière. On distingue à cet égard feedback direct et feedback indirect. Le feedback direct intervient pratiquement en temps réel, alors que le feedback indirect accompagne la facture d'électricité en fin de mois, de trimestre ou d'année.

Une motivation supplémentaire pour les clients finaux réside dans la comparaison de la consommation d'énergie avec celle de groupes de pairs, par exemple d'autres clients finaux aux caractéristiques similaires.

Pour aider les clients finaux à mettre en œuvre des mesures d'efficacité énergétique, informations et conseils de la part des gestionnaires de réseau et/ou des fournisseurs d'énergie sont les bienvenus.

### 3.2.3.3 Restrictions et limites

L'une des difficultés de la mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique réside dans l'incitation financière souvent faible et la longue durée d'amortissement des investissements.

Par rapport à d'autres coûts liés à leur logement ou à d'autres dépenses courantes, les clients finaux ont souvent une faible conscience des coûts d'électricité et des moyens dont ils disposent pour les réduire.

Déduire, à partir des seules données de Smart Meters, quel est le changement de comportement qui pourrait améliorer efficacement leur efficacité énergétique n'est pas chose aisée, surtout pour des clients finaux sans solides connaissances techniques.

### 3.2.3.4 Projets pertinents

L'utilisation d'affichages avec des données en temps réel pour les clients finaux pourrait selon différentes expériences permettre des gains d'efficacité pouvant atteindre 15 % [167, 189]. Le feedback spécifique à l'appareil s'est montré particulièrement efficace à cet égard.

Au Royaume-Uni, dans le cadre du « Energy Demand Research Project », une économie moyenne de 3 % a pu être enregistrée grâce aux Smart Meters et aux affichages en temps réel (Real Time Display) [190].

Dans un projet expérimental irlandais, la consommation d'énergie de clients finaux a été réduite de 2,5 %, grâce à différents paliers tarifaires. [191].

Aux États-Unis, sur la base de valeurs empiriques, on estime que les clients finaux privés économisent entre 3 % et 5 % de consommation d'énergie grâce au Smart Metering et au feedback indirect [192].

## 3.2.4 Bâtiments intelligents

Par bâtiments intelligents (« smart buildings »), on entend des bâtiments équipés d'une infrastructure permettant une commande automatique de différents systèmes des bâtiments. Cette infrastructure comprend entre autres un réseau de communication et divers capteurs et actionneurs. Outre les capteurs de mouvement et climatiques (température, humidité), les Smart Meters font aussi partie des capteurs pouvant généralement être intégrés dans de tels systèmes. Parmi les systèmes commandés, on trouve entre autres le chauffage, la ventilation et la climatisation, l'éclairage et la sécurité.

La littérature scientifique fait une distinction entre « smart buildings » et « smart home ». Cette dernière expression concerne les constructions ou logements privés, alors que la première, « smart buildings », désigne des bâtiments plus grands dotés d'infrastructures centrales, comme des immeubles de bureaux.

Sources pertinentes pour ce paragraphe : [193–202]

### 3.2.4.1 Objectif et proposition de valeur

L'objectif de la gestion intelligente des bâtiments vise l'efficacité énergétique, la durabilité, le confort et la sécurité. L'efficacité énergétique et la durabilité concernent essentiellement la réduction de la consommation d'énergie. Cela (mais pas uniquement) entraîne une diminution de l'empreinte écologique et ainsi une amélioration de la durabilité du fonctionnement des bâtiments. Confort et sécurité sont principalement assurés par l'automatisation, la communication et la possibilité de télésurveillance et de commande à distance.

Les Smart Meters sont des éléments importants dans un bâtiment intelligent car ils fournissent des renseignements sur la consommation d'énergie actuelle qui peuvent être utilisés pour la gestion du bâtiment. En plus du Smart Meter, qui n'est généralement installé que sur le raccordement au réseau du bâtiment, des appareils de mesure de puissance et d'énergie, qui ne remplissent pas (ou ne doivent pas remplir) les mêmes exigences que les Smart Meters, sont utilisés pour déterminer les flux d'énergie dans le bâtiment.

### 3.2.4.2 Exigences

L'exigence centrale pour l'intégration de Smart Meters dans un système de gestion de bâtiment est la présence d'une interface permettant la relève des valeurs de mesure pratiquement en temps réel. Le système de gestion de bâtiment doit pouvoir traiter ces informations avec d'autres données (par ex. les tarifs) et valeurs de mesure afin de pouvoir prendre des décisions sur cette base.

### 3.2.4.3 Restrictions et limites

Comme pour bon nombre d'autres applications de Smart Metering, des questions sur la protection des données et la sécurité informatique se posent concernant les bâtiments intelligents. L'interopérabilité entre les capteurs, les actionneurs et le système global est un défi, et pas seulement en ce qui concerne les Smart Meters. Aujourd'hui, il existe une multitude de normes, de technologies de communication et de protocoles.

Les économies d'énergie ou l'amélioration de l'empreinte écologique grâce aux bâtiments intelligents sont souvent surestimées et les Business Cases correspondants ne sont pas toujours faciles à atteindre. Il faut souvent tabler sur de longues durées d'amortissement.

### 3.2.4.4 Projets pertinents

En Autriche, un quartier de Vienne, Aspern, est composé de bâtiments résidentiels et professionnels intelligents [203]. Les constructions sont équipées d'installations PV, de batteries et d'accumulateurs thermiques, de Smart Meters, de collecteurs solaires thermiques, de pompes à chaleur et de systèmes de commande à auto-apprentissage, afin renforcer l'autosuffisance en matière d'énergie thermique et électrique.

Dans un projet en Norvège, un tarif en fonction de la période de la journée et une commande de charge ont été appliqués à un bâtiment à usage commercial équipé de Smart Meters et de systèmes de gestion technique [204]. Les signaux prix ainsi que les données de consommation d'énergie ont été transmis heure par heure et le système de commande a été utilisé pour déplacer des charges à capacité thermique, comme la chaudière électrique, l'installation de ventilation et la production d'eau dans une piscine couverte, des heures de pointe vers les heures creuses.

## 3.3 Applications pour d'autres parties prenantes

Outre les parties prenantes directement impliquées dans l'ensemble de la chaîne de création de valeur de l'approvisionnement en énergie, d'autres groupes impliqués indirectement tirent également parti des données de Smart-Meter. Il s'agit essentiellement de l'administration publique et des autorités, ainsi que des instituts de recherche. La présente synthèse en langue française n'aborde toutefois pas ce sujet en détail.

## 4 Enquête auprès des entreprises

Ce paragraphe présente les principaux résultats de l'enquête sur l'état actuel des applications de Smart Metering mentionnées plus haut. Cette enquête s'appuie sur un formulaire rempli par des parties prenantes suisses dans différents domaines, par ex. l'industrie, les autorités et les sciences. Vient ensuite une discussion, qui résume les principales conclusions concernant les applications de Smart Metering les plus réalisables.

### 4.1 Questionnaire

Un formulaire a été élaboré afin de déterminer dans quelle mesure ces applications sont connues et utilisées par les entreprises suisses. Pour commencer, chaque application a été décrite brièvement. Si le participant connaît l'application en question, six questions détaillées lui sont posées :

1. Pensez-vous que cette application puisse être techniquement mise en œuvre ? (oui/non)
2. Cette application a-t-elle déjà été envisagée et analysée dans votre entreprise ? (oui/non)
3. Cette application est-elle déjà mise en œuvre dans votre entreprise ? (oui/non)
4. Selon vous, quelles sont les parties prenantes les plus intéressées par cette application ? (plusieurs réponses possibles : consommateur, producteur, vendeur, DSO (gestionnaire de réseau de distribution), TSO (gestionnaire de réseau de transport), gouvernement, autre)
5. Selon vous, quel est le potentiel de cette application ? (technique : 1 (faible) – 4 (élevé), économique : 1 (faible) – 4 (élevé))
6. Quelles sont les barrières à la mise en œuvre de cette application en Suisse aujourd'hui ?

Ce questionnaire a été envoyé en décembre 2020 à 18 représentants d'entreprise différents. Les destinataires travaillent dans des entreprises suisses de production ou d'approvisionnement en énergie. Ils ont été sélectionnés sur la base de contacts avec les auteurs afin de garantir un taux de réponse élevé. 13 d'entre eux ont répondu de manière anonyme, ce qui correspond à un taux de retour de 72 %. À l'exception de la dernière question, qui appelle une réponse sous forme de texte libre, les résultats du questionnaire sont résumés dans le tableau 4.

### 4.2 Résultats

Bon nombre des applications sont déjà connues des participants. Cinq d'entre elles sont connues de tous les participants. Il s'agit vraisemblablement des applications qui font l'objet d'une discussion en Suisse essentiellement dans le cadre des Smart Meters.

<sup>1</sup>Application qui n'est pas développée dans la synthèse en langue française (voir paragraphe 3.3).

Tableau 4 : Résultat de l'enquête

	connu	techniquement faisable	analysé	mis en œuvre	Parties prenantes intéressées							potentiel technique	potentiel économique
					consommateur	producteur	vendeur	DSO	TSO	gouvernement	autres		
					moy.								
Décompte	13	13	11	7	5	7	6	11	4	6	9	3,15	2,46
Gestion de compteurs en ligne	13	13	10	8	8	5	5	12	3	2	1	3,08	2,31
Détermination de l'état du réseau de distribution	13	13	10	2	4	3	1	13	6	4	0	3,08	2,54
Maintenance prédictive et analyse des défauts	7	6	5	0	1	0	0	7	3	3	0	2,43	2,00
Surveillance de la qualité de la tension	8	8	6	5	5	0	0	8	1	0	0	2,75	2,50
Modélisation et pronostic de charge	10	10	5	2	5	3	7	8	5	0	1	3,20	3,00
Analyse client	9	8	6	2	4	4	8	4	1	2	0	2,78	2,44
Amélioration de la situation de la concurrence	9	7	5	2	7	7	8	2	0	2	0	2,78	2,54
Commande de charge	12	11	9	3	5	2	4	11	8	3	0	3,00	2,67
Identification du vol d'électricité	9	9	4	2	2	1	6	9	0	1	0	2,56	1,89
Transparence	13	13	8	7	10	2	3	9	0	4	2	2,62	1,77
Amélioration de l'efficacité énergétique	13	12	6	5	11	1	3	4	1	5	0	2,15	1,92
Gestion de l'énergie	8	7	6	1	8	2	3	5	2	2	1	3,13	2,50
Bâtiments intelligents	9	9	4	1	7	2	6	6	1	3	0	2,22	2,00
Fourniture de données aux autorités <sup>1</sup>	6	6	3	2	2	2	0	4	2	4	0	2,33	2,17
Fourniture de données à la recherche <sup>1</sup>	6	6	4	2	1	3	3	4	2	5	0	2,83	2,17

Cependant les autres applications sont elles aussi connues au moins de la moitié des participants. Le faible score de « Maintenance prédictive et analyse des défauts » est frappant et indique peut-être que cette application n'est pas un sujet important du fait de la fiabilité du réseau suisse. Les deux applications affichant les réponses les plus basses, « Fourniture de données aux autorités » et « Fourniture de données à la recherche », ne préoccupent pas vraiment les fournisseurs suisses car l'accent est mis sur l'utilisation des sources de données.

L'illustration 5 montre les applications qui sont techniquement réalisables, analysées et mises en œuvre (en pourcentage des applications connues). Pratiquement toutes les applications sont considérées comme techniquement réalisables (ligne bleue). Les participants estiment que la plupart des applications peuvent être mises en œuvre dans le réseau suisse. La majorité des participants a aussi envisagé et analysé toutes les applications (ligne verte). Toutefois, seules quelques applications sont déjà mises en œuvre dans les entreprises des participants (ligne orange (en pourcentage des participants connaissant l'application) et ligne rouge (en pourcentage de tous les participants)).

Sur la base de la loi suisse prévoyant qu'à fin 2027, un Smart Meter doit être installé chez 80 % de tous les consommateurs, les applications dominantes, « Décompte » et « Gestion de compteurs en ligne », sont analysées par environ 80 % des participants. Toutefois, les applications garantissant la qualité du réseau, à savoir « Détermination de l'état du réseau de distribution », « Maintenance prédictive et analyse des défauts » et « Surveillance de la qualité de la tension », ont également été analysées.

Contrairement aux deux premières applications, qui sont aussi mises en œuvre par environ 60 % des participants, « Surveillance de la qualité de la tension » est cependant celle qui enregistre le taux de mise en œuvre le plus élevé.

« Détermination de l'état du réseau de distribution » et « Maintenance prédictive et analyse des défauts » semblent ne pas être utiles pour les entreprises des participants. Cela est particulièrement vrai pour « Détermination de l'état du réseau de distribution », car cette application est connue de tous les participants, a été analysée par dix d'entre eux mais n'est mise en œuvre que par deux.

Les autres applications sont en moyenne analysées par 58 % des entreprises des participants mais mises en œuvre par seulement 27 % (et/ou 20 % de tous les participants). Ce ratio peut être interprété comme indiquant que ces applications ne sont pas utiles, actuellement, pour les entreprises participantes. L'application « Transparence » constitue une exception : envisagée et analysée par 62 % des participants, elle est aussi déjà mise en œuvre par 54 % d'entre eux.

L'illustration 6 montre l'intérêt des différents acteurs pour les différentes applications. La plupart des parties prenantes que les répondants considèrent intéressées le sont par toutes les applications. Les consommateurs d'énergie par exemple sont considérés comme intéressés par toutes les applications. Celles qui les intéressent le plus sont « Gestion de l'énergie » et « Identification du vol d'électricité » (plus de 80 %), et celles qui les intéressent le moins sont « Maintenance prédictive et analyse des défauts » avec 14 % (et « Fourniture de données à la recherche » avec 17 %).

De manière surprenante, les consommateurs sont intéressés par « Surveillance de la qualité de la tension » avec 63 %. Les producteurs d'énergie sont certes faiblement intéressés par « Maintenance prédictive et analyse des défauts », « Surveillance de la qualité de la tension » et « Gestion de l'énergie » (moins de 10 %), mais ils sont intéressés par « Amélioration de la situation de la concurrence » (78 %), « Décompte » (54 %) et « Fourniture de données à la recherche » (50 %). Il en va de même pour les fournisseurs et vendeurs d'énergie, dont l'intérêt le plus faible va à « Maintenance prédictive et analyse des défauts », « Surveillance de la qualité de la tension », « Fourniture de données à la recherche » et « Détermination de l'état du réseau de distribution » (moins de 10 %). Leur intérêt le plus élevé concerne de toute évidence « Analyse client » et « Amélioration de la situation de la concurrence » (89 % pour les deux). Les GRD sont très intéressés par toutes les applications (le taux le plus bas est de 22 %), mais surtout (selon les participants) par « Détermination de l'état du réseau de distribution », « Maintenance prédictive et analyse des défauts », « Surveillance de la qualité de la tension » et « Identification

du vol d'électricité » (100 % pour toutes), ainsi que par « Gestion de compteurs en ligne » (92 %), « Commande de charge » (92 %), « Décompte » (85 %) et « Modélisation et pronostic de charge » (80 %). Le TSO semble moins intéressé par la plupart des applications de Smart Metering (50 %), à l'exception de « Commande de charge » (67 %). Le gouvernement n'est pas non plus considéré comme une partie prenante fortement intéressée (46 %), sauf par « Fourniture de données aux autorités » (67 %) et « Fourniture de données à la recherche » (83 %). Pour « Décompte », la partie prenante « Bilanzgruppe » a également été citée (69 %).

Il convient de souligner que l'interprétation de l'évaluation de l'intérêt des acteurs par les participants dépend du nombre de participants connaissant effectivement l'application. Tous les participants ne connaissant pas toutes les applications, il est possible que la fiabilité de cette interprétation ne soit pas élevée.

Le faible taux de mise en œuvre des applications de Smart Metering semble être confirmé par l'évaluation du potentiel technique et économique que lui attribue les participants. L'illustration 7 indique la valeur moyenne et les écarts-types

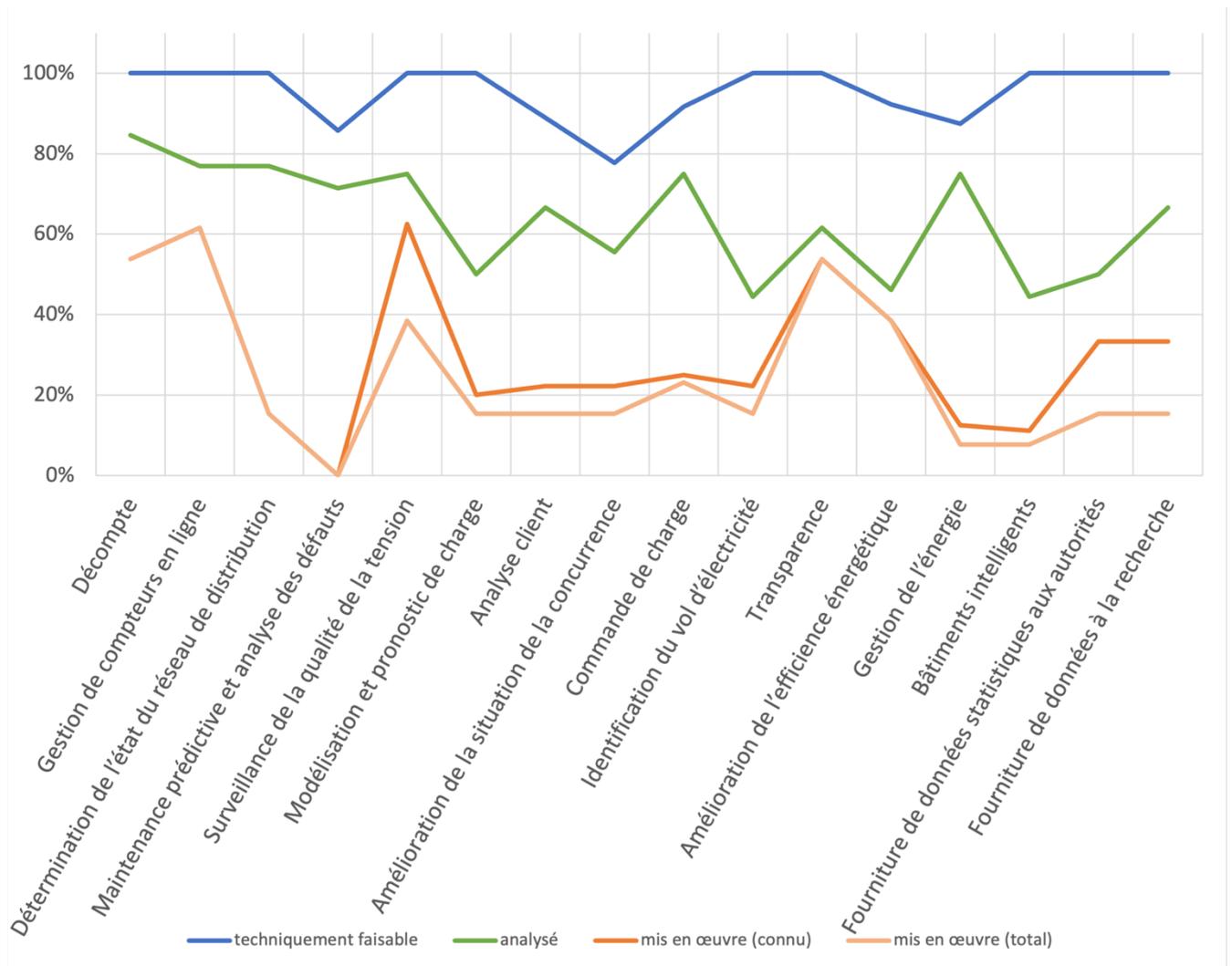
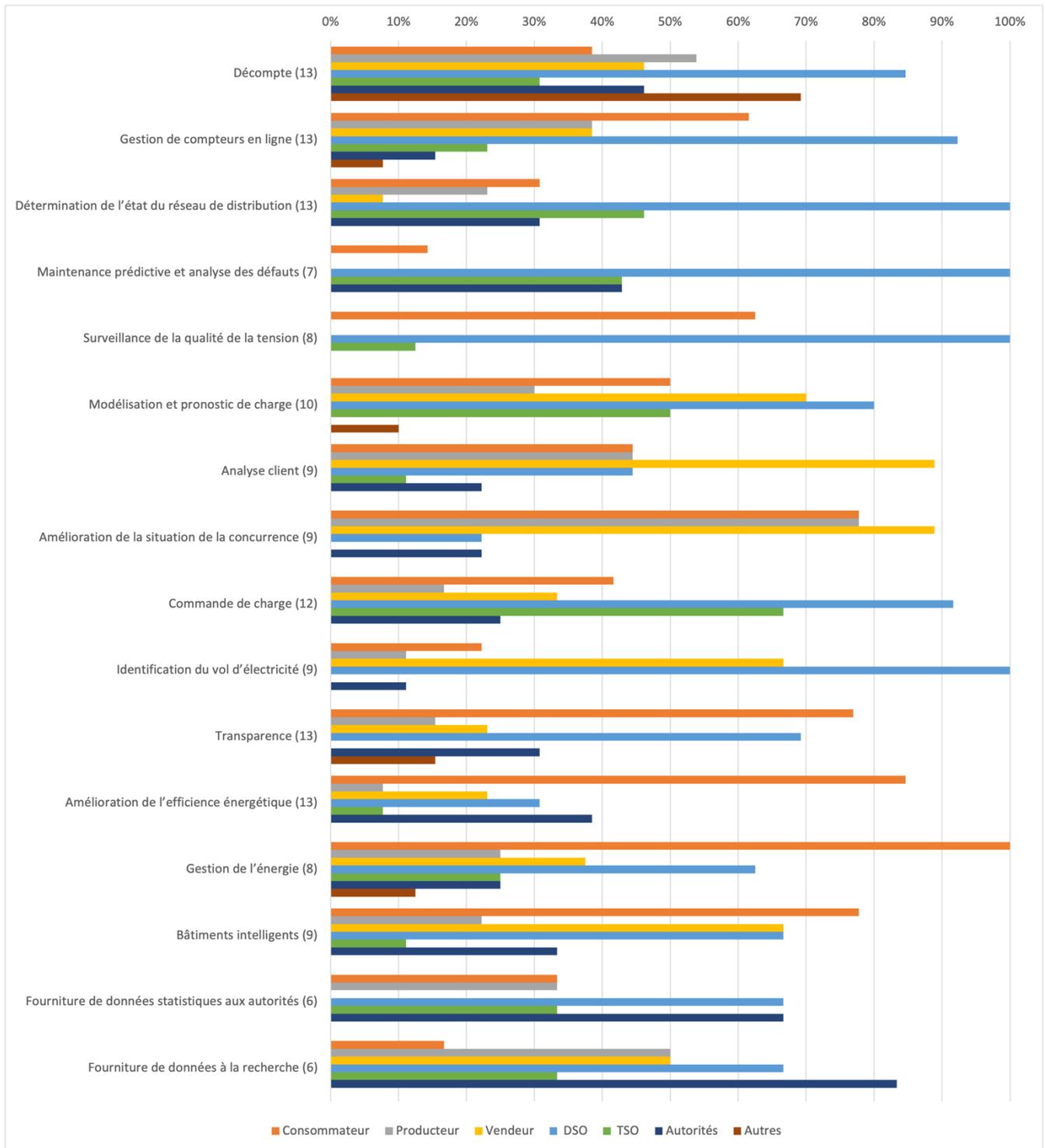


Illustration 5 : Applications techniquement faisables, analysées et mises en œuvre (en pourcentage de toutes les réponses ou des participants connaissant l'application)



**Illustration 6 :** Intérêts des parties prenantes (les chiffres entre parenthèses après l'application indiquent le nombre de participants connaissant l'application ; les pourcentages indiqués se rapportent à ces chiffres.)

du potentiel technique (bleu) et du potentiel économique (orange). On remarque que pour chaque application, le potentiel économique est inférieur au potentiel technique. Pour « Décompte », « Gestion de compteurs en ligne » et « Transparence », notamment, l'écart entre potentiel technique et potentiel économique est particulièrement frappant.

« Transparence » affiche le potentiel économique le plus faible (1,77), suivie de « Identification du vol

d'électricité » (1,89), « Amélioration de l'efficacité énergétique » (1,92), « Maintenance prédictive et analyse des défauts » (2,0) et « Bâtiments intelligents » (2,0). Ce dernier point justement peut surprendre, car il y a quelques entreprises qui travaillent dans le domaine des « bâtiments intelligents ». L'écart-type montre cependant que l'évaluation du potentiel est très différente (par ex. 1,05 pour le potentiel économique de « Identification du vol d'électricité »). Il ne semble y avoir de

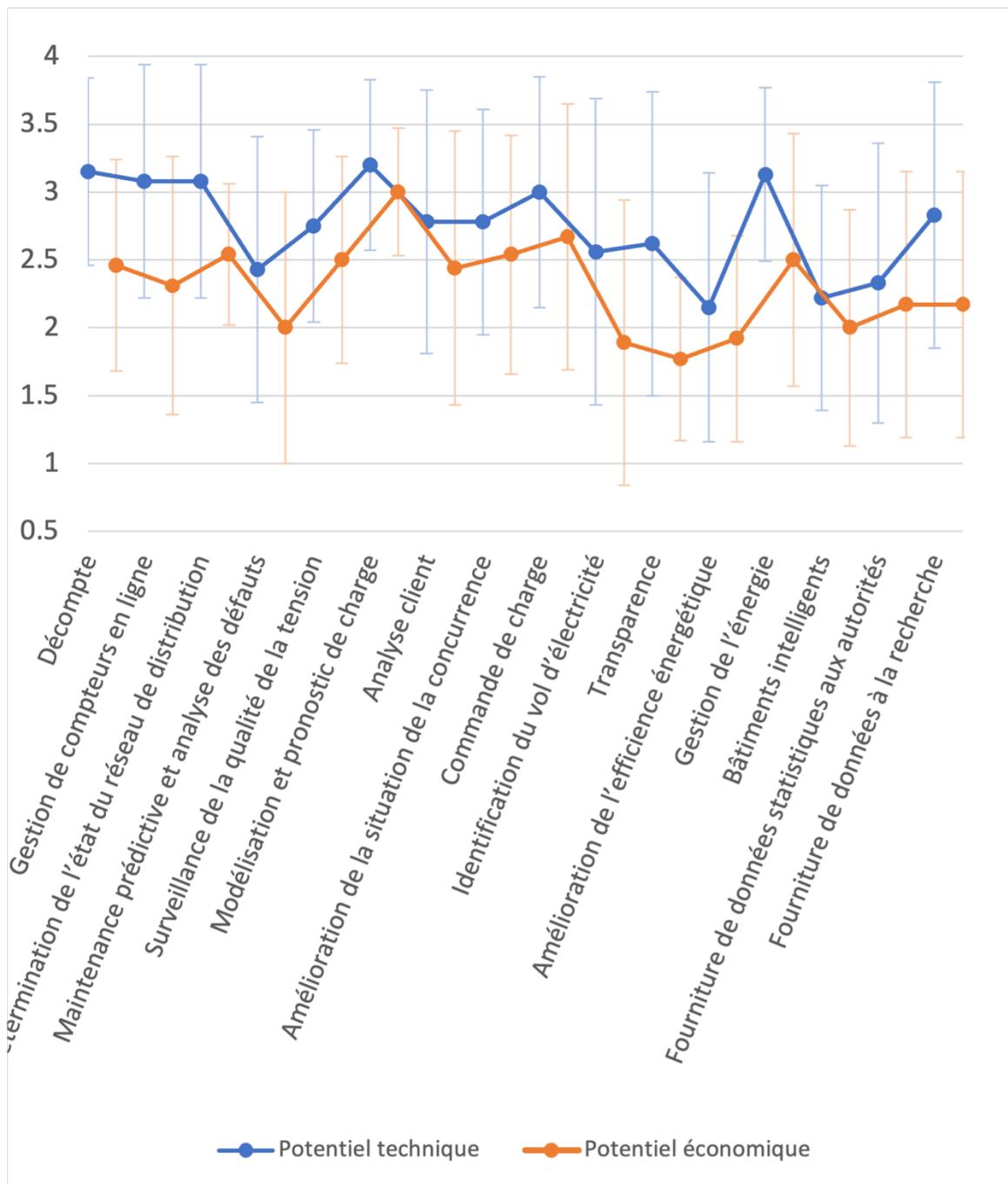


Illustration 7 : Potentiel technique et potentiel économique

concordance que pour « Modélisation et pronostic de charge » (0,47), « Détermination de l'état du réseau de distribution » (0,52) et « Transparence » (0,6).

S'agissant du potentiel technique, « Identification du vol d'électricité » (2,15), « Bâtiments intelligents » (2,22) et « Fourniture de données aux autorités » (2,33) en tant qu'applications de Smart Metering

sont considérés comme étant celles avec le plus faible potentiel. Le potentiel le plus élevé concerne « Décompte » (3,15), « Gestion de l'énergie » (3,13), « Gestion de compteurs en ligne » (3,08) et « Détermination de l'état du réseau de distribution » (3,08). L'écart-type est cependant plus élevé que pour le potentiel économique, ce qui signifie que les participants ne sont pas unanimes sur le potentiel technique.

Ils sont cependant d'accord sur le potentiel élevé de « Modélisation et pronostic de charge » (0,63), à laquelle ils attribuent également un fort potentiel économique. Concernant « Gestion de l'énergie » (0,64), les avis favorables sont relativement élevés, comme l'évaluation du potentiel technique à proprement parler, tandis que le potentiel économique est considéré comme médiocre.

Dans la dernière question, les personnes interrogées étaient invitées à décrire l'investissement nécessaire à la mise en œuvre de cette application. Ils pouvaient également ajouter quelques commentaires sur l'application de Smart Meters. Très souvent, les participants expriment des réserves. Les plus fréquentes sont en rapport avec les autorités et la législation actuelle. En effet, les modifications fréquentes des directives et les nombreuses imprécisions empêchent le déploiement continu des compteurs intelligents et de leurs applications. Les Smart Meters ne disposent donc pas d'une interface standardisée (mais d'une interface propriétaire), qui est pourtant nécessaire pour quelques applications. Il n'existe en outre pas de certification de Smart Meters correspondant aux prescriptions gouvernementales actuelles. La législation actuelle en Suisse empêche la mise en œuvre complète de certaines applications, ce qui pourrait également expliquer le faible nombre d'applications déployées. Par ailleurs, la protection des données semble empêcher le lancement de certaines applications de Smart Metering, les données de ces derniers ne pouvant (en Suisse) être conservées que pendant 12 mois et relevées qu'une fois par jour. Certaines applications nécessitent cependant une durée de conservation plus longue, des taux d'interrogation plus élevés et davantage de données que la seule consommation électrique ou la production. Un répondant a même soutenu que le business case le plus répandu pour l'introduction des Smart Meters en Suisse, le « Décompte », dont l'intérêt serait une réduction de coûts, n'en entraîne finalement aucune. Plusieurs participants doutent que l'« Identification du vol d'électricité » soit un enjeu en Suisse. Les consommateurs sont considérés comme parties prenantes pour lesquelles toutes les applications de Smart Metering seraient intéressantes, mais « 99 % des consommateurs ne s'intéressent pas à leur consommation d'énergie ». De plus, un Smart Meter n'est pas toujours jugé nécessaire pour chaque application. Par exemple, les applications « Gestion de l'énergie » et « Bâtiments intelligents » peuvent être réalisées sans Smart Meter, comme évoqué par plusieurs participants. Les deux dernières applications, « Fourniture de données aux autorités » et « Fourniture de données à la recherche », sont rejetées par quelques participants qui estiment qu'elles entraîneraient un travail supplémentaire dont ils ne tireraient potentiellement aucun bénéfice. En résumé, le questionnaire a mis à jour quelques résultats intéressants. Bon nombre des applications de Smart Metering sont connues des participants, mais seules quelques-unes sont mises en œuvre. Le faible potentiel économique et les réticences par rapport aux autorités et leur politique empêchent également l'utilisation des Smart Meters pour d'autres applications que celles « escomptées ».

## 5 Résumé et discussion

L'analyse des différentes applications a montré qu'il existe de nombreux obstacles et restrictions à bon nombre d'applications. Les principaux sont résumés dans le paragraphe suivant.

**Technique :** du point de vue technique, la capacité limitée de communication bidirectionnelle des Smart Meters constitue une restriction importante pour la mise en œuvre de leurs applications. Une autre restriction technique significative réside dans l'interopérabilité limitée entre l'infrastructure des Smart Meters et les autres systèmes « intelligents », par ex. pour la commande de charges ou la technique de gestion des bâtiments.

**Juridique/réglementaire :** les principales restrictions réglementaires concernent la fréquence/les moments de relève des données de mesure et leur utilisation à différentes fins, via une application relevant de la pure technologie des réseaux. En outre, les fournisseurs d'énergie et les gestionnaires de réseau sont limités dans la conception des produits (modèles tarifaires).

**Économique :** la mise en œuvre de bon nombre d'applications de Smart Metering, prises isolément, n'est pas économiquement pertinente. L'élimination des obstacles techniques et réglementaires permettrait d'utiliser l'infrastructure des Smart Meters pour tout un éventail d'applications, ce qui pourrait améliorer leur rentabilité.

Il ressort de l'enquête sectorielle que les applications de Smart Metering discutées dans la littérature scientifique sont totalement connues et envisagées sérieusement par les entreprises. À l'exception d'une d'entre elles (Maintenance prédictive et Analyse des défauts), toutes les applications ont déjà été mises en œuvre par au moins une des entreprises interrogées.

La faisabilité technique des applications est acquise. Pour toutes les applications, le potentiel technique est considéré plus élevé que le potentiel économique.

D'après les participants, ce sont les gestionnaires de réseau de distribution, les fournisseurs et les clients finaux qui sont le plus intéressés par les applications de Smart Metering.

## Remerciements

Ce travail s'inscrit dans le projet de recherche européen « Smart Meter inclusif : gestion proactive des dépenses énergétiques » dans le cadre d'Interreg Rhin supérieur. Les auteurs remercient Industrielle Werke Basel, les cantons d'Argovie, de Bâle-Campagne et de Bâle-Ville, ainsi que la Confédération suisse pour leur soutien au projet. Les auteurs expriment en outre leurs remerciements à toutes les entreprises qui ont participé à l'enquête et aux ateliers. De vifs remerciements sont adressés au Service de coordination intercantonal auprès de la Regio Basiliensis, qui a supervisé le projet.

## Sources

- [1] N. Efkarpidis et al. *Smart Metering Applications: Main Concepts and Business Models*. Rapport technique University of Applied Sciences and Arts Northwestern Switzerland, 2022.
- [2] U.S. DOE. *Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems - Results from the smart grid investment grant program*. Rapport technique 2016, p. 1–98.
- [3] K. S. K. Weranga, S. Kumarawadu et D. P. Chandima. *Smart Metering Design and Applications*. 2013, p. 1–141.
- [4] P. Koponen et al. *Definition of Smart Metering and Applications and Identification of Benefits*. Rapport technique 2008, p. 1–42.
- [5] EU. « Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on Common Rules for the Internal Market for Electricity and Amending Directive 2012/27/EU ». Dans : *Off. Jour. Eur. Union* 158 (2019), p. 125–199.
- [6] Le Conseil fédéral suisse. *Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 et à l'initiative populaire « Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative « Sortir du nucléaire ») »*. Rapport technique 2013, p. 7561–7756.
- [7] BFE. *Bases pour l'introduction de systèmes de mesure intelligents auprès du consommateur final en Suisse : exigences techniques minimales et modalités*. Rapport technique 2014, p. 1–39.
- [8] [8] EnWG. « Loi relative à l'approvisionnement en électricité et en gaz (loi sur la gestion rationnelle de l'énergie - EnWG) ». Dans : (2005), p. 1–114.
- [9] D. Balmert et K. Petrov. *Regulatory Aspects of Smart Metering - ERRA Licensing and Competition Committee*. Rapport technique 2010, p. 1–72.
- [10] Y. Wang et al. « Review of Smart Meter Data Analytics: Applications, Methodologies, and Challenges ». Dans : *IEEE Trans. Smart Grid* 10.3 (2019), p. 3125–3148.
- [11] N. U. Pérez et al. « State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids ». Dans : *Appl. Scien.* 6.3 (2016), p. 1–24.
- [12] N. Andreadou, M. O. Guardiola et G. Fulli. « Telecommunication Technologies for Smart Grid Projects with Focus on Smart Metering Applications ». Dans : *Energies* 9.5 (2016), p. 1–35.
- [13] Landis+Gyr. *Manage energy better together*. Rapport technique 2021, p. 1–49.
- [14] EU. « Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. » Dans : *Off. Jour. Eur. Union* L211 (2009), p. 55–93.
- [15] A. Nursimulu. *Demand-Side Flexibility for Energy Transitions: Policy Recommendations for Developing Demand Response*. Rapport technique 2016, p. 1–28.
- [16] F. Touquet et C. Alaton. *Benchmarking Smart Metering Deployment in EU-28*. Rapport technique 2019, p. 1–142.
- [17] A. Ligtoet et al. « Stakeholder values and platforms wars: Smart meters in the Netherlands ». Dans : *23rd Inter. Manag. of Tech. Annual Conf.* 2014, p. 1–5.
- [18] R. Mora et al. *Capital Markets Day*. Rapport technique 2019, p. 1–104.
- [19] Tractebel. *European smart metering benchmark - Benchmarking Smart Metering Deployment in the EU-28*. Rapport technique 2019, p. 1–128.
- [20] A. Osterwalder et Y. Pigneur. *Business Model Generation*. 2010, p. 1–288.
- [21] S. Chatterjee et A. Hevner. *Design Research in Information Systems - Theory and Practice*. Vol. 22. 2010, p. 1–320.
- [22] The Open Group. *The Open Group Standard - ArchiMate 3.1 Specification*. 2019, p. 1–182.
- [23] J. Frick et M. M. Ali. « Business model canvas as tool for SME ». Dans : *IFIP Advan. in Infor. and Comm. Tech.* 415 (2013), p. 142–149.
- [24] CMA. *Energy market investigation - Gas and electricity settlement and metering*. Rapport technique 2015, p. 1–31.
- [25] A. Z. Morch, J. Parsons et J. C. P. Ketser. « Smart electricity metering as an energy efficiency instrument: Comparative analyses of regulation and market conditions in Europe ». Dans : *ECEEE - Eur. Coun. for an Ener. Effic. Econ.* 2007, p. 193–202.
- [26] EC. « Directive 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council of 5 April 2006 on energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC ». Dans : *Off. Jour. Eur. Union* 114 (2006), p. 64–85.
- [27] L. Franek, L. Štastný et P. Fiedler. « Prepaid energy in time of smart metering ». Dans : *IFAC Proc. Vol.* 12.Part 1 (2013), p. 428–433.
- [28] R. Souvnik. « Prepaid Smart Metering ». Dans : *Smart Energy* 1.2 (2014), p. 42–44.
- [29] ERGEG. *Smart Metering with a Focus on Electricity Regulation*. Rapport technique 2007, p. 1–62.
- [30] S. Hinson. « Energy Smart Meters ». Dans : *Comm. Libr. Brief.* 8119 (2019), p. 1–26.
- [31] G. Owen et J. Ward. *The consumer implications of smart meters*. Rapport technique 2008, p. 1–45.
- [32] World Bank Group. *Data Analytics for Advanced Metering Infrastructure - A Guidance Note for South Asian Power Utilities*. Rapport technique 2018, p. 1–124.
- [33] Accenture. « Smart Metering Prepayment in Great Britain - Making prepaid energy work in a smart world ». Dans : *Consumer Focus and Accenture - Executive Summary* (2013), p. 1–20.
- [34] M. Baeriswyl et al. *Étude d'impact d'une introduction du comptage intelligent dans le cadre de réseaux intelligents en Suisse*. Rapport technique 2012, p. 1–363.
- [35] BEIS. *Smart Meter Statistics in Great Britain: Quarterly Report to end December 2019*. Rapport technique 2020, p. 1–16.
- [36] F. C. Schweppe et J. Wildes. « Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model ». Dans : *IEEE Trans. Pow. App. and Sys.* PAS-89.1 (1970), p. 120–125.
- [37] F. Ahmad et al. « Distribution system state estimation-A step towards smart grid ». Dans : *Ren. Sust. Ener. Rev.* 81 (2018), p. 2659–2671.
- [38] A. A. Wakeel, J. Wu et N. Jenkins. « State estimation of medium voltage distribution networks using smart meter measurements ». Dans : *Appl. Ener.* 184 (2016), p. 207–218.
- [39] H. Liao et J. V. Milanović. « Pathway to cost-efficient state estimation of future distribution networks ». Dans : *IEEE Pow. Ener. Soc. Gen. Meet. (PESGM)*. 2016, p. 1–5.
- [40] NYSERDA. *Fundamental Research Challenges for Distribution State Estimation to Enable High-Performing Grids*. Rapport technique 18-37. 2018, p. 1–165.
- [41] A. Primadianto et C. N. Lu Chan. « A Review on Distribution System State Estimation ». Dans : *IEEE Trans. Pow. Sys.* 32.5 (2017), p. 3875–3883.
- [42] M. Kemal et al. « On the trade-off between timeliness and accuracy for low voltage distribution system grid monitoring utilizing smart meter data ». Dans : *Elec. Pow. and Ener. Sys.* 121 (2020).
- [43] A. Alimardani et al. « Distribution System State Estimation Based on Nonsynchronized Smart Meters ». Dans : *IEEE Trans. Smart Grid* 6.6 (2015), p. 2919–2928.
- [44] J. Peppanen et al. « Leveraging AMI Data for Distribution System Model Calibration and Situational Awareness ». Dans : *IEEE Trans. Smart Grid* 6.4 (2015), p. 2050–2059.

- [45] D. Waeresch et al. « State Estimation in Low Voltage Grids Based on Smart Meter Data and Photovoltaic-Feed-in- Forecast ». Dans : *23rd Inter. Conf. Electr. Distr. (CIRED)*. 2015, p. 15–18.
- [46] A. Ulbig et al. *Optimized Distribution Grid Operation by Utilization of Smart Metering Data*. Rapport technique 2016, p. 1–59.
- [47] Ingo Herbst et al. « Lv grid data analysis demonstrated at dso arbon energie ». Dans : *25th Inter. Conf. Electr. Distr. (CIRED)*. 2019, p. 1.
- [48] M. Reed. « Understanding How Predictive Analytics Tools Benefit Power Utility Asset Management ». Dans : *Schneider Electric White Paper* (2018), p. 1–5.
- [49] Y. Zhang, T. Huang et E. F. Bompard. « Big data analytics in smart grids: a review ». Dans : *Ener. Infor.* 1.8 (2018), p. 1–24.
- [50] R. Moghaddass et J. Wang. « A hierarchical Framework for Smart Grid Anomaly Detection Using Large-Scale Smart Meter Data ». Dans : *IEEE Trans. Smart Grid* 9.6 (2018), p. 5820–5830.
- [51] G. Atkinson et M. Thottan. « Leveraging advanced metering infrastructure for distribution grid asset management ». Dans : *Proc. of IEEE INFOCOM*. 2014, p. 670–675.
- [52] W. Luan et al. « Smart Meter Data Analytics for Distribution Network Connectivity Verification ». Dans : *IEEE Trans. Smart Grid* 6.4 (2015), p. 1964–1971.
- [53] M. Kezunovic. « Smart Fault Location for Smart Grids ». Dans : *IEEE Trans. Smart Grid* 2.1 (2011), p. 11–22.
- [54] Y. Zhao et al. « Outage detection in power distribution networks with optimally-deployed power flow sensors ». Dans : *IEEE Pow. and Ener. Soc. Gen. Meet. (PESGM)*. 2013, p. 1–5.
- [55] C. Tu et al. « Big data issues in smart grid – A review ». Dans : *Ren. Sust. Ener. Rev.* 79 (2017), p. 1099–1107.
- [56] P. Tripathy. « How can utilities benefit from redefining their asset management strategies? Rethinking Asset Management: Evolving to Analytics-Driven Decisions ». Dans : *Landis+Gyr White Paper* (2017), p. 1–10.
- [57] Atos Worldgrid. *Electricity Smart Metering Business Drivers*. Rapport technique 2010, p. 1–20.
- [58] Siemens AG. « Gain insight into assets and operations proactively: EnergyIP Analytics – Equipment Load Management ». Dans : *Energy Management Division* (2016), p. 1–2.
- [59] IBM. « Managing Big Data for Smart Grids and Smart Meters ». Dans : *Infor. Manag., White Paper* (2012), p. 1–8.
- [60] Oracle Utilities et Opower. « The Smart Meter Revolution - Maximizing the Technology Dividend & Transforming Your Utility ». Dans : *An Oracle Utilities/Opower White Paper* (2014), p. 1–15.
- [61] Landis+Gyr. « inside AI: the future brain of the smart grid ». Dans : *Artificial Intelligence - Pathway 9* (2019), p. 1–24.
- [62] P. Shil et T. Anderson. « Distribution Transformer Health Monitoring and Predictive Asset Maintenance ». Dans : *SAS Global Forum 3944* (2019), p. 1–11.
- [63] Kinetica. « Solving the Extreme Data Challenge for Utilities ». Dans : *White Paper* (2018), p. 1–17.
- [64] M. Savinek, T. Šinkovec et D. Davidović. « Elektro Ljubljana: Big Data Challenges in the Field of Advanced Electricity Metering ». Dans : *25th Inter. Conf. Electr. Distr. (CIRED)*. 2019, p. 1–3.
- [65] A. Gonzalez et R. Bachiller. *D3.4 Demonstration in Real User Environment: Iberdrola – Spain Demonstration Results: Evaluation and Opportunities*. Rapport technique 2017, p. 1–201.
- [66] The Edison Foundation. *Utility-Scale Smart Meter Deployments, Plans & Proposals*. Rapport technique 2011, p. 1–11.
- [67] Y. Jiang et al. « Outage Management of Distribution Systems Incorporating Information from Smart Meters ». Dans : *IEEE Trans. Pow. Sys.* 31.5 (2016), p. 4144–4154.
- [68] FPL. « Energy Smart Florida - Enhancing Service Reliability ». Dans : *Energy Smart Florida* (2020), p. 1–2.
- [69] BEIS. *Smart Meter Roll-Out - Cost-Benefit Analysis*. Rapport technique 2019, p. 1–93.
- [70] World Energy Council. *The Role of ICT in Energy Efficiency Management - Household Sector*. Rapport technique 2018, p. 1–31.
- [71] M. Altmann et al. *Effect of Smart Metering on Electricity Prices - Directorate General for Internal Policies, Policy Department A: Economic and Scientific Policy*. Rapport technique 2012, p. 1–82.
- [72] Smart Grid Task Force. *Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility*. Rapport technique 2015, p. 1–94.
- [73] EURELECTRIC. *Dynamic Pricing in Electricity Supply - A EURELECTRIC Position Paper*. Rapport technique 2017, p. 1–16.
- [74] L. D. Vos, M. Goes et T. V. Melle. *Consumer Satisfaction KPIs for the rollout of Smart Metering in the EU Member States*. Rapport technique 2018, p. 1–113.
- [75] CEC. *Reforming the Energy Vision (REV) Working Group I: Customer Engagement*. Rapport technique 2014, p. 1–224.
- [76] IRGC. *Demand-Side Flexibility for Energy Transitions - Ensuring the competitive development of demand response options*. Rapport technique 2015, p. 1–53.
- [77] CEER. *CEER Advice on Customer Data Management for Better Retail Market Functioning*. Rapport technique 2015, p. 1–15.
- [78] M. M. Albu, M. Sa'nduleac et C. Sta'nescu. « Syncrctic Use of Smart Meters for Power Quality Monitoring in Emerging Networks ». Dans : *IEEE Trans. Smart Grid* 8.1 (2017), p. 485–492.
- [79] M. Music et al. « Integrated Power Quality Monitoring System and the Benefits of Integrating Smart Meters ». Dans : *8th Inter. Conf. Compat. Power Electr. (CPE)*. 2013, p. 86–91.
- [80] F. A. S. Borges et al. « Feature Extraction and Power Quality Disturbances Classification Using Smart Meters Signals ». Dans : *IEEE Trans. Ind. Inf.* 12.2 (2016), p. 824–833.
- [81] I. Parvez et al. « Online power quality disturbance detection by support vector machine in smart meter ». Dans : *Jour. Mod. Pow. Sys. Clean Ener.* 7.5 (2019), p. 1328–1339.
- [82] H. Chang et al. « Smart Meter Based Selective Harmonics Compensation in Buildings Distribution Systems with AC/DC Microgrids ». Dans : *IEEE Pow. Ener. Soc. Gen. Meet. (PES- GM)*. 2018, p. 1–5.
- [83] CENELEC. « Nen-EN 50160 Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks ». Dans : (2010), p. 1–34.
- [84] CEI/IEC. « 61000-4-30:2003, International Standard » Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and Measurement Techniques - Power Quality Measurement Methods ». Dans : (2003), p. 1–98.
- [85] G. Artale et al. « PQ metrics implementation on low cost smart metering platforms. A case study analysis ». Dans : *9th IEEE Inter. Work. Appl. Meas. Pow. Sys. (AMPS)*. 2018, p. 1–6.
- [86] D. Maheswaran, V. Selvaraj et D. P. Manjaly. « Power Quality Monitoring Systems for Future Smart Grids ». Dans : *23rd Inter. Conf. Electr. Distr. (CIRED)*. 2015, p. 1–5.
- [87] M. Campbell, N. Watson et A. Miller. « Smart meters to monitor power quality at consumer premises ». Dans : *Electr. Eng. Assoc. Conf. (EEA)*. 2015, p. 1–12.
- [88] G. Roupioz, X. Robe et F. Gorgette. « First use of smart grid data in distribution network planning ». Dans : *22nd Inter. Conf. Electr. Distr. (CIRED)*. 2013, p. 1–4.
- [89] J. Prado et al. « Adopting Smart Meter Events as Key Data for Low-Voltage Network Operation ». Dans : *24th Inter. Conf. & Exhib. Electr. Distr. (CIRED)*. 2017, p. 924–928.
- [90] A. Solar et al. *Nobel Grid - New Cost Efficient Business Models for Flexible Smart Grids - D14.1 Ex-ante analysis Alginet pilot site*. Rapport technique 2017, p. 1–22.
- [91] Z. A. Khan, D. Jayaweera et M. S. A. Alvarado. « A novel approach for load profiling in smart power grids using smart meter data ». Dans : *Electr. Pow. Sys. Res.* 165 (2018), p. 191–198.
- [92] EPRI. *End-use Load Composition Estimation Using Smart Meter Data*. Rapport technique 2011, p. 1–90.
- [93] A. Arif et al. « Load modeling - A review ». Dans : *IEEE Trans. Smart Grid* 9.6 (2018), p. 5986–5999.
- [94] F. L. Quilumba et al. « Using Smart Meter Data to Improve the Accuracy of Intraday Load Forecasting Considering Customer Behavior Similarities ». Dans : *IEEE Trans. Smart Grid* 6.2 (2015), p. 911–918.
- [95] S. Barker et al. « Empirical characterization, modeling, and analysis of smart meter data ». Dans : *IEEE Jour. Sel. Areas in Comm.* 32.7 (2014), p. 1312–1327.
- [96] X. Minghao. « Smart Meter Data Analytics ». Diss. 2019, p. 1–140.

- [97] P. Li et al. « A Sparse Linear Model and Significance Test for Individual Consumption Prediction ». Dans : *IEEE Trans. Pow. Sys.* 32.6 (2017), p. 4489–4500.
- [98] M. Sun et al. « Probabilistic Peak Load Estimation in Smart Cities Using Smart Meter Data ». Dans : *IEEE Trans. Indus. Electr.* 66.2 (2019), p. 1608–1618.
- [99] H. Y. Noh et R. Rajagopal. « Data-driven forecasting algorithms for building energy consumption ». Dans : *Sens. and Smart Struc. Tech. for Civil, Mech., and Aeros. Syst.* 2013, p. 1–8.
- [100] A. Marinescu et al. « Residential electrical demand forecasting in very small scale: An evaluation of forecasting methods ». Dans : *2nd Inter. Work. Soft. Eng. Chal. Smart Grid (SE4SG)*. 2013, p. 25–32.
- [101] P. Koponen et H. Reino. « Smart Metering Based Demand Response in Finland ». Dans : *11th Nordic Conf. Electr. Distr. Manag. (NORDAC)*. 2014, p. 1–8.
- [102] E. Grasso et al. *Flexmeter - Flexible smart metering for multiple energy vectors with active prosumers - D4.5 Report on Load Generation Forecasting*. Rapport technique 2016, p. 1–30.
- [103] T. Cerquitelli et al. « Discovering electricity consumption over time for residential consumers through cluster analysis ». Dans : *14th Inter. Conf. Dev. Appl. Sys. (DAS)*. 2018, p. 164–169.
- [104] G. Chicco. « Overview and performance assessment of the clustering methods for electrical load pattern grouping ». Dans : *Energy* 42.1 (2012), p. 68–80.
- [105] Y. Kim et al. « Analytics for understanding customer behavior in the energy and utility industry ». Dans : *IBM Jour. Res. & Dev.* 60.1 (2016), p. 1–13.
- [106] Z. A. Khan et D. Jayaweera. « Smart Meter Data Based Load Forecasting and Demand Side Management in Distribution Networks with Embedded PV Systems ». Dans : *IEEE Access* 8 (2020), p. 2631–2644.
- [107] K. Gajowniczek et T. Zabkowski. « Electricity forecasting on the individual household level enhanced based on activity patterns ». Dans : *PLoS ONE* 12.4 (2017), p. 1–26.
- [108] F. McLoughlin, A. Duffy et M. Conlon. « Characterising domestic electricity consumption patterns by dwelling and occupant socio-economic variables: An Irish case study ». Dans : *Ener. Buil.* 48 (2012), p. 240–248.
- [109] M. Chaouch. « Clustering-based improvement of nonparametric functional time series forecasting: Application to intraday household-level load curves ». Dans : *IEEE Trans. Smart Grid* 5.1 (2014), p. 411–419.
- [110] C. Beckel et al. « Revealing household characteristics from smart meter data ». Dans : *Energy* 78 (2014), p. 397–410.
- [111] M. Fahim et A. Sillitti. « Analyzing Load Profiles of Energy Consumption to Infer Household Characteristics Using Smart Meters ». Dans : *Energies* 12.5 (2019), p. 1–15.
- [112] S. Haben, C. Singleton et P. Grindrod. « Analysis and Clustering of Residential Customers Energy Behavioral Demand Using Smart Meter Data ». Dans : *IEEE Trans. Smart Grid* 7.1 (2016), p. 136–144.
- [113] L. Arco, G. Casas et A. Nowè. « Clustering Methodology for Smart Metering Data Based on Local and Global Features ». Dans : *1st Inter. Conf. Inter. of Thin. Mach. Learn. (IML)*. 2017, p. 1–13.
- [114] A. Z. Morch et al. « Method for development and segmentation of load profiles for different final customers and appliances ». Dans : *ECEEE Sum. Stud. Proc.* 2013, p. 1927–1933.
- [115] M. Sun, I. Konstantelos et G. Strbac. « C-Vine Copula Mixture Model for Clustering of Residential Electrical Load Pattern Data ». Dans : *IEEE Trans. Pow. Sys.* 32.3 (2017), p. 2382–2393.
- [116] G. M. Messinis, A. Rigas et N. D. Hatzigiorgiou. « A Hybrid Method for Non-Technical Loss Detection in Smart Distribution Grids ». Dans : *IEEE Trans. Smart Grid* 10.6 (2019), p. 6080–6091.
- [117] A. O. Otuoze et al. « Electricity theft detection by sources of threats for smart city planning ». Dans : *IET Smart Cities* 1.2 (2019), p. 52–60.
- [118] R. Czechowski et A. M. Kosek. « The most frequent energy theft techniques and hazards in present power energy consumption ». Dans : *Joint Work. Cyber-Phys. Sec. Resil. Smart Grids (CPSR-SG)*. 2016, p. 1–7.
- [119] R. R. Mohassel et al. « A survey on Advanced Metering Infrastructure ». Dans : *Elec. Pow. Ener. Sys.* 63 (2014), p. 473–484.
- [120] S. McLaughlin et al. « A multi-sensor energy theft detection framework for advanced metering infrastructures ». Dans : *IEEE Jour. Sel. Areas in Comm.* 31.7 (2013), p. 1319–1330.
- [121] S. K. Singh, R. Bose et A. Joshi. « Energy theft detection for AMI using principal component analysis based reconstructed data ». Dans : *IET Cyb.-Phys. Sys.: Theor. and Appl.* 4.2 (2019), p. 179–185.
- [122] P. Jokar, N. Arianpoo et C.M. V. Leung. « Electricity theft detection in AMI using customers' consumption patterns ». Dans : *IEEE Trans. Smart Grid* 7.1 (2016), p. 216–226.
- [123] J. B. Leite et J. R. S. Mantovani. « Detecting and locating non-technical losses in modern distribution networks ». Dans : *IEEE Trans. Smart Grid* 9.2 (2018), p. 1023–1032.
- [124] F. V. D. Berg et al. « Electricity Theft Localization Based On Smart Metering ». Dans : *Inter. Conf. Electr. Distr. (CIRED)*. 2011, p. 1–4.
- [125] R. Jiang et al. « Energy-theft detection issues for advanced metering infrastructure in smart grid ». Dans : *Tsinghua Scien. Tech.* 19.2 (2014), p. 105–120.
- [126] Y. Gao, B. Foggo et N. Yu. « A Physically Inspired Data-Driven Model for Electricity Theft Detection With Smart Meter Data ». Dans : *IEEE Trans. Indus. Infor.* 15.9 (2019), p. 5076–5088.
- [127] Landis+Gyr. *Revenue Protection: Utilities Turn to Advanced Technology to Combat Revenue Losses*.
- [128] F. Toledo. *Smart Metering Handbook - Knovel*. 2013, p. 1–309.
- [129] S. Goel et al. *Smart Grid Security*. 2011, p. 1–129.
- [130] Z. A. Waisi et M. O. Agyeman. « On the challenges and opportunities of smart meters in smart homes and smart grids ». Dans : *Inter. Symp. Comp. Scien. Intel. Con.* 2018, p. 1–6.
- [131] EC. *A joint contribution of DG ENER and DG INFSO towards the Digital Agenda, Action 73: Set of common functional requirements of the smart meter*. Rapport technique 2011, p. 1–82.
- [132] CEN/CENELEC/ETSI. *Protection Profile for Smart Meter - Minimum Security requirements*. 2019.
- [133] H. Li et al. « Usage analysis for smart meter management ». Dans : *Inter. Conf. Expo. Emer. Tech. for Smar. Wor. (CEWIT)*. 2011, p. 1–6.
- [134] K. Tsuyuki et al. « High-Accuracy Time Synchronization Technologies for Wide-Area Power Networks ». Dans : *Meiden Rev. Ser.* 168.3 (2016), p. 16–21.
- [135] S. Q. Jalil, S. Chalup et M. H. Rehmani. « A Smart Meter Firmware Update Strategy Through Network Coding for AMI Network ». Dans : *Inter. Conf. Smart Grid Inter. of Thin. (SGIoT)*. 2018, p. 1–7.
- [136] World Bank Group. *Survey of International Experience in Advanced Metering Infrastructure and its Implementation*. Rapport technique 2018, p. 1–104.
- [137] INHEMETER. *Metering & Smart Energy International*. Rapport technique 3. 2018, p. 1–80.
- [138] Emerson. *Smart Meter Verification SNAP-ON Application - Product Data Sheet*. Rapport technique 2017, p. 1–3.
- [139] Technology Partners. « Next Generation Smart Meters and AMI Communications ». Dans : *Solution White Paper* (2013), p. 1–27.
- [140] V. N. Kamat. *Diagnosing Health of Smart Meters*.
- [141] M. Strzegowski. *Realizing the full potential of your AMI deployment with meter diagnostic data - Analog Devices Inc.* 2017.
- [142] ABB. *B23/B24 User Manual*. 2013.
- [143] Janitza. *MID energy meters Product manual - Version 2.5*. 2016.
- [144] AMPY Metering. *EM1200 Series Singlephase Multifunction Watthour Meter - Reference Manual*. 2017.
- [145] Shenzhen Inhemeter Co. *DTZ1513 Three Phase Keypad Prepayment Energy Meter with Plug-in Communication Module - Operation Manual*. Rapport technique 2010, p. 1–108.

- [146] IEC. *IEC 62746-2 Systems interface between customer energy management system and the power management system – Part 2: Use cases and requirements*. Rapport technique 2015, p. 1–350.
- [147] H. L. M. D. Amarai et al. « Smart meters as a tool for energy efficiency ». Dans : *IEEE/IAS Inter. Conf. Ind. Appl.* 2014, p. 1–6.
- [148] N. Chatterjee, R. Glick et B. McNamee. *2019 Assessment of Demand Response and Advanced Metering*. Rapport technique 2019, p. 1–44.
- [149] DOE. *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them*. Rapport technique 2006, p. 1–97.
- [150] A. Conchado et P. Linares. *The Economic Impact of Demand-Response Programs on Power Systems. A Survey of the State of the Art*. Rapport technique 2012, p. 1–23.
- [151] P. Siano. « Demand response and smart grids - A survey ». Dans : *Ren. Sust. Ener. Rev.* 30 (2014), p. 461–478.
- [152] O. Raabe et J. Ullmer. « Legal Aspects of Demand Side Management in Germany ». Dans : *Infor. Tech.* 55.2 (2013), p. 63–69.
- [153] S. Sachar et al. « Behavioural Energy Efficiency Potential for India ». Dans : *White Paper - Allian. for an Ener. Effic. Econ. (AEEE)* (2019), p. 1–35.
- [154] EC. *Impact Assessment Study on Downstream Flexibility, Price Flexibility, Demand Response & Smart Metering - DG Energy*. Rapport technique ENER/B3/2015-641. 2016, p. 1–192.
- [155] European Smart Grids Task Force Expert Group 3. *Demand Side Flexibility - Perceived barriers and proposed recommendations*. Rapport technique 2019, p. 1–50.
- [156] S3C. *D2.1 - Description of the candidates to form the « Family of Projects »*. Rapport technique 2013, p. 1–145.
- [157] K. Kessels et al. « Fostering residential demand response through dynamic pricing schemes: A behavioural review of smart grid pilots in Europe ». Dans : *Sustainability* 8.9 (2016), p. 929–949.
- [158] A. Strachinescu, E. Hartog et R. Goodchild. *Bridge Horizon 2020 - The BRIDGE initiative and project fact sheets*. Rapport technique 2017, p. 1–86.
- [159] P. Wang. *Smart Grid Project Catalogue: Part 1, by Project Main Application*. Rapport technique 2013, p. 1–129.
- [160] M. V. González et al. « Demand response based on smart metering infrastructure to facilitate PV integration in low voltage grids ». Dans : *CIREN Workshop - Helsinki*. 2016, p. 1–4.
- [161] Somo. *The Evolution of Energy Companies: Satisfying customers and society*. Rapport technique 2020, p. 1–15.
- [162] D. Akselrad et al. « Making home energy usage transparent for households using smart meters ». Dans : *IEEE Inter. Conf. Con. Electr. (ICCE)*. 2011, p. 150–153.
- [163] BEC. *Improving Data Transparency in Buildings Energy Performance*. Rapport technique 2020, p. 1–25.
- [164] B. Karlin, R. Ford et C. Squiers. « Energy feedback technology: A review and taxonomy of products and platforms ». Dans : *Ener. Effic.* 7.3 (2014), p. 377–399.
- [165] D. N. Sintov, M. D. Orosz et P. W. Schultz. « Personalized energy reduction cyber-physical system (PERCS): A gamified end-user platform for energy efficiency and demand response ». Dans : *Inter. Conf. Distr., Amb. Perv. Inter. (DAPI)*. 2015, p. 602–613.
- [166] S. Darby. *The effectiveness of feedback on energy consumption - A review for DEFRA of the literature on metering, billing and direct displays*. Rapport technique 2006, p. 1–24.
- [167] K. E. Martinez et al. *Advanced Metering Initiatives and Residential Feedback Programs: A Meta-Review for Household Electricity-Saving Opportunities*. Rapport technique 2010, p. 1–128.
- [168] K. C. Armel et al. « Is disaggregation the holy grail of energy efficiency? The case of electricity ». Dans : *Ener. Pol.* 52 (2013), p. 213–234.
- [169] T. Serrenho, P. Zangheri et P. Bertoldi. *Energy Feedback Systems: Evaluation of Meta-studies on energy savings through feedback - JRC Science for Policy Report*. Rapport technique 2015, p. 1–61.
- [170] B. Yang et al. « Smart metering and systems for low-energy households: challenges, issues and benefits ». Dans : *Adv. Buil. Ener. Res.* 13.1 (2019), p. 80–100.
- [171] AXPO Group. « A smart solution - Sustainably designed housing development in Küssnacht am Rigi ». Dans : *EWS* (2018), p. 1–8.
- [172] USmartConsumer. *European Smart Metering Landscape « Utilities and Consumers »*. Rapport technique 2014, p. 1–94.
- [173] P. Kádár et A. Varga. « The role of the smart meters in the energy management systems ». Dans : *IFAC Proc. Vol.* 45.21 (2012), p. 121–125.
- [174] A. Tufail et H. Naeem. « Advance Energy Management through Smart Metering System: An Operational Perspective ». Dans : *IOSR Jour. Elec. Electron. Engin. (IOSR-JEEE)* 11.3 (2016), p. 1–13.
- [175] Y. Yuan et al. « A Data-Driven Customer Segmentation Strategy Based on Contribution to System Peak Demand ». Dans : *IEEE Trans. Pow. Sys.* 35.5 (2020), p. 4026–4035.
- [176] NREL. *Summary of Gaps and Barriers for Implementing Residential Building Energy Efficiency Strategies*. Rapport technique 2010, p. 1–36.
- [177] B. A. Bediako. « SMART Energy Homes and the Smart Grid: A Framework for Intelligent Energy Management Systems for Residential Customers ». Diss. 2014, p. 1–168.
- [178] B. Karlin et al. *Characterization and Potential of Home Energy Management (HEM) Technology*. Rapport technique 2015, p. 1–79.
- [179] B. Yildiz et al. « Recent advances in the analysis of residential electricity consumption and applications of smart meter data ». Dans : *Appl. Ener.* 208 (2017), p. 402–427.
- [180] D. Henneke et al. « Communications for AnyPLACE: A smart metering platform with management and control functionalities ». Dans : *IEEE Inter. Conf. Emer. Tech. Fact. Aut. (ETFA)*. 2016, p. 1–7.
- [181] KEMA International B.V. *Development of Best Practice Recommendations for Smart Meters Rollout in the Energy Community*. Rapport technique 2012, p. 1–107.
- [182] R. Popock et al. *DECC Smart Meter Small-scale Behaviour Trials Synthesis Report*. Rapport technique 2015, p. 1–93.
- [183] C. Fischer. « Feedback on household electricity consumption: A tool for saving energy? ». Dans : *Ener. Effic.* 1.1 (2008), p. 79–104.
- [184] State Government Victoria. *Implementing effective energy and water metering systems - The role of metering in managing energy and water consumption (Guidance Note)*. Rapport technique 2014, p. 1–13.
- [185] BEIS. *Smart Metering Energy Efficiency Advice Project - Annex 1: Review of Energy Efficiency Advice Best Practice*. Rapport technique 2017, p. 1–42.
- [186] I. M. Rubio et al. « Smart Meters in Smart Manufacturing ». Dans : *Proc. of the Ener. and Envir. Know. Week. (E2KW)*. 2016, p. 319–321.
- [187] T. Hargreaves, M. Nye et J. Burgess. « Making energy visible: A qualitative field study of how householders interact with feedback from smart energy monitors ». Dans : *Ener. Pol.* 38.10 (2010), p. 6111–6119.
- [188] W. Anderson et V. White. *Exploring consumer preferences for home energy display functionality - Report to the Energy Saving Trust*. Rapport technique 2009, p. 1–50.
- [189] EEA. *Achieving energy efficiency through behaviour change: what does it take?* Rapport technique 5. 2013, p. 1–56.
- [190] G. Raw et D. Ross. *Energy Demand Research Project: Final Analysis*. Rapport technique 2011, p. 1–175.
- [191] CER. *Electricity Smart Metering Customer Behaviour Trials (CBT) Findings Report*. Rapport technique 2011, p. 1–146.
- [192] J. Metoyer et al. « Expanding the Value of Smart Meter Data for Energy Efficiency Savings Estimation ». Dans : *ECEEE Summer Study*. 2015, p. 1939–1948.
- [193] M. D. Groote, J. Volt et F. Bean. *Is Europe ready for the smart buildings revolution? Mapping smart-readiness and innovative case studies - BPIE*. Rapport technique 2017, p. 1–36.
- [194] O. Omar. « Intelligent building, definitions, factors and evaluation criteria of selection ». Dans : *Alex. Eng. Jour.* 57.4 (2018), p. 2903–2910.
- [195] 4E EDNA. *Intelligent Efficiency - A Case Study of Barriers and Solutions - Smart Homes*. Rapport technique 2018, p. 1–55.
- [196] M. R. Alam, M. B. I. Reaz et M. A. M. Ali. « A review of smart homes - Past, present, and future ». Dans : *IEEE Trans.*

- Sys., Man, Cyber. - Part C: Appl. Rev.* 42.6 (2012), p. 1190–1203.
- [197] A. Zipperer et al. « Electric energy management in the smart home: Perspectives on enabling technologies and consumer behavior ». Dans : *Proc. of the IEEE* 101.11 (2013), p. 2397–2408.
- [198] SmartEN. « A vision for Smart and Active Buildings ». Dans : *White Paper* (2019), p. 1–11.
- [199] A. G. Paetz, E. Dütschke et W. Fichtner. « Smart Homes as a Means to Sustainable Energy Consumption: A Study of Consumer Perceptions ». Dans : *Jour. Con. Pol.* 35.1 (2012), p. 23–41.
- [200] T. Serrenho et P. Bertoldi. *Smart home and appliances: State of the art - Energy, Communications, Protocols, Standards*. Rapport technique 2019, p. 1–59.
- [201] NEEP. *Opportunities for Home Energy Management Systems (HEMS) in Advancing Residential Energy Efficiency Programs*. Rapport technique 2015, p. 1–110.
- [202] C. Rich et al. *Residential & Commercial Buildings - Alliance Commission on National Energy Efficiency Policy*. Rapport technique 2013, p. 1–44.
- [203] ASCR. *Aspern Smart City Research - Energy research shaping the future of energy*. Rapport technique 2017, p. 1–26.
- [204] SmartRegions. *Smart Metering for Commercial and Public Customers - aiming for smarter energy management*. Rapport technique 2020, p. 1–4.