



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral pour l'environnement, les transports, l'énergie et la
communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN
Département de l'économie énergétique

E-Cube, Strategy Consultant

Rapport final

Mars 2020

Etude de la libéralisation du marché du comptage électrique

Sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie

Mandant :

Office fédéral de l'énergie OFEN, CH-3003 Berne

www.bfe.admin.ch

Mandataire :

E-Cube, Strategy Consultant, E-CUBE Strategy Consultants SA

Avenue de Rumine 33 | 1005 Lausanne | Suisse

Contact du mandataire : nicolas.charton@e-cube.com

Autheurs :

Cédric Carnal, OFEN

Wolfgang Elsenbast, OFEN

Gestion du projet :

Cédric Carnal, OFEN

Groupe d'accompagnement :

Wolfgang Elsenbast, OFEN

Mohamed Benahmed, OFEN

Zeno Schnyder, OFEN

Matthias Galus, OFEN

Pour le contenu et les conclusions, seuls les auteurs de ce rapport sont responsable

Référence:

Document téléchargeable (gratuitement) sur:

<https://pubdb.bfe.admin.ch/fr/publication/download/10516>



SUISSE

Etude de la libéralisation du marché du comptage électrique

Etude réalisée pour l'Office Fédéral de l'Energie

Version finale

E-CUBE STRATEGY CONSULTANTS

MARS 2020



1 Résumé managérial

Contexte

- Le comptage, et les systèmes de mesures intelligents, sont une activité définie et réglementée par un ensemble de lois et d'ordonnances¹ :
 - La LApEI et l'OApEI définissent les fonctions que doivent réaliser les compteurs et les systèmes de mesure intelligents ainsi que l'obligation de certification METAS, en particulier pour la sécurité des données des éléments qui les composent ;
 - L'OApEI définit aujourd'hui le Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) comme responsable de la prestation de mesure et de l'exploitation de la station de mesure ; ce monopole a été partiellement restreint en 2017 (arrêt du Tribunal Fédéral sur le cas des producteurs > 30 kVA) et en 2018 (création du modèle de Regroupement pour la Consommation Propre - RCP) ;
 - La LApEI et l'OApEI obligent les responsables de la mesure (les GRD) à équiper 80% de leur point de mesure en systèmes de mesure intelligents d'ici fin 2027 (pas d'obligation pour les points de mesure internes aux RCP).
- Cette obligation de déploiement est une rupture à plusieurs titres :
 - **Dans cette chaîne, le compteur n'est qu'un élément parmi d'autres.** Il faut en effet en plus du compteur, un système de communication et des systèmes pour interroger à distance les compteurs (*Head End System*), traiter les données et les mettre à disposition des acteurs du marché de l'énergie (*Meter Data Management System*).
 - **La quantité de données qui sera générée par le comptage suite au déploiement est inédite pour le monde de l'énergie** (fin 2016, 2% des points de mesure en Suisse sont des compteurs à courbe de charge relevés à distance) : cela permet d'identifier de nouveaux potentiels d'innovation et amène à l'utilisation de nouvelles technologies digitales(notamment développement de l'utilisation de plateformes Big Data, cloud au lieu de solutions métiers, modèles d'affaires autour de la donnée) pour les GRD et acteurs de l'énergie au sens large ;
 - Ce déploiement simultané (principalement entre 2020 et 2025) sur l'ensemble du territoire transforme un parc de compteurs suisse largement amorti en un parc « neuf ».
- Ce système de mesure intelligent repose sur deux rôles principaux. Premièrement, « l'exploitant d'une station de mesure » qui réalise l'installation et l'exploitation du compteur et deuxièmement, le « prestataire de mesure » qui assure la communication avec le

¹ LApEI, OApEI, OIMes, OIMepe, LEnE, OEnE

compteur, la collecte de données, leur traitement, stockage et transmission auprès des parties prenantes du marché. Ces deux rôles sont aujourd'hui assurés par le GRD.

Coûts du comptage en Suisse

- **L'EICoM identifie que les coûts du comptage, en particulier télérelevé, est élevé en Suisse²** Le mandat ne visait pas à réaliser un benchmark des coûts du comptage en Suisse et en Europe. Dans une première analyse, illustrative³, on peut identifier que les prix constatés sur les marchés européens pour l'exploitation et la prestation de mesure sont ~30% plus faibles que ceux que l'EICoM identifie. Cela est vrai que le marché soit libéralisé ou non (le marché français n'est pas libéralisé, le marché néerlandais des petits consommateurs ne l'est pas non plus). A noter que l'analyse d'autres facteurs, comme d'éventuelles inefficacités, ne faisait pas partie de ce mandat.
- Nous identifions trois raisons qui expliquent des coûts jugés comme élevés :
 - **L'absence d'économie d'échelle sur les systèmes SI** qui représentent les 2/3 des coûts dans une situation où la télérelève ne concernait que quelques dizaines de milliers de compteur en Suisse (ce surcoût devrait disparaître avec le déploiement de plus de 4 millions de systèmes de mesure intelligents d'ici 2027) ;
 - **L'efficacité sur les effets d'échelles en Suisse qui sont limitées** (coûts d'achat atteignables en Suisse de 100-150 CHF/compteur contre 46 CHF/compteur pour 35 millions de compteurs Linky) et le coût élevé de la main d'œuvre sur la pose ;
 - **La certification METAS** (compteur et sécurité des données) est exigeante pour les fabricants et génère des coûts de vérification de ~2 CHF/compteur/an et d'investissement supplémentaire (quelques CHF/compteur)
- Parmi ces raisons, **le principal facteur d'influence sur le coût du déploiement apparaît être les économies d'échelle** (plusieurs dizaines de CHF par compteur d'effet potentiel).

Enseignements de la revue des libéralisations sur d'autres cas européens

- La revue de cas de libéralisation sur d'autres cas européens vise avant tout à montrer des exemples qui sans être exactement comparables à la situation Suisse (nombre de compteur, date d'ouverture, technologies utilisées), permettent de tirer des

² « Les tarifs de mesure restant néanmoins élevés en de nombreux endroits, l'EICoM a décidé, lors de sa séance du 20 octobre 2016, de soumettre les coûts de mesure en Suisse à une analyse approfondie. » [1]

³ Si elle devait être base de décision, elle devrait être consolidée (analyse précise du périmètre des coûts de comptage)

enseignements sur les conséquences potentielles d'une libéralisation après plusieurs années d'ouverture du marché.

- Si les grands programmes de déploiement de compteurs intelligents s'inscrivent dans un cadre monopolistique (ex : France, Italie) on peut identifier différents pays qui ont ouvert complètement (Allemagne) ou partiellement leur marché (Au Royaume-Uni la responsabilité du comptage porte sur le fournisseur, au Pays-Bas elle ne concerne que les plus grands clients). Sur les pays analysés, les enseignements de l'ouverture soulignent un bilan pour le moins peu concluant :
 - **Les parts de marché des fournisseurs alternatifs restent basses** (0,6% des points de mesure en Allemagne, le marché se concentrant sur quelques segments spécifiques notamment les clients multisites). C'est un niveau significativement plus bas que l'ouverture du marché de la fourniture (31% des clients ont quitté leur fourniture électricité historique). En liant fourniture et comptage, le Royaume-Uni a permis au sous-marché du comptage de bénéficier de cette dynamique.
 - **Les clients, principalement les grands clients notamment multisites, qui ont exercé leur liberté de choix bénéficient en général d'une baisse de prix** (en Allemagne, 10% à 40% du prix pour l'exploitation et la prestation de mesures pour des grands consommateurs) ou de services additionnels pour un coût égal (en général visualisation à une granularité plus fine).
 - Cependant, **les entretiens réalisés soulignent qu'il est extrêmement complexe de mesurer l'impact de la libéralisation sur les prix pratiqués par les GRD**, et donc la très grande majorité des clients, et il n'existe pas d'étude de référence concluante sur le sujet. En Allemagne les GRD ont aligné leurs prix sur la limite de prix du régulateur.
 - **On peut même identifier un risque que sans encadrement des prix, la libéralisation puisse conduire à des effets dommageables sur les prix moyens** : les GRD pourraient pratiquer des prix plus hauts si ces derniers étaient sortis de la régulation *cost+* (aux Pays-Bas, le régulateur a constaté une hausse des prix de 57% de 2000 à 2003 pour les petits clients suite à l'ouverture du marché ce qui l'a conduit à refermer le marché)
 - **Les objectifs d'interopérabilité et de développement de l'innovation n'ont pas encore fait leurs preuves**
 - Au Royaume-Uni et aux Pays-Bas, les compteurs ont été spécifiés pour permettre un accès local aux données temps réel (port dédié) et sont connectés à un système central national qui permet un accès distant aux données moins fines (pas 15 / 30 minutes), à des tiers autorisés⁴. On note

⁴ Les tiers autorisés sont par défaut le fournisseur du client, le GRD local ; un prestataire de service peut avoir accès si le client l'autorise

toutefois à date peu d'applications innovantes et une pénétration très faible de celles-ci⁵.

- L'Allemagne a développé un standard complexe (de *smart meter gateway*), avec pour ambition de canaliser l'innovation par cet équipement. Dans les faits, l'industrie le contourne car trop lourd⁶ et incertain⁷ pour être utilisable à date. **Les leaders du marché du comptage (alternatif) interrogés sont satisfaits que l'Allemagne ait ouvert le marché de la mesure**, mais selon eux, en ce qui concerne le comptage intelligent « *le modèle choisi par l'Allemagne n'est pas à suivre* » (*Dans le modèle allemand, le standard définissait de nombreux paramètres allant plus loin que l'interopérabilité*).
- Dans tous les cas, **sans spécification et accords de branche, le changement de prestataire se traduit par un changement de compteur et des coûts échoués importants**. Un leader du marché du comptage en Allemagne souligne changer l'ensemble de la chaîne de comptage pour conserver l'homogénéité de son parc industriel.

Possibilité d'interopérabilité en Suisse et de réutilisation des équipements existants

- **La libéralisation ne se construit pas sur une page blanche** : les déploiements de systèmes de mesure intelligents sont engagés (~1,5 M de compteurs installés ou en cours d'installation début 2020) et la dynamique est forte (probablement 60% à 70% de déploiement en 2024 / 2025).
- Ces déploiements reposent (~70% à 80%) sur des technologies par concentrateur (PLC et RF-Mesh) quasi-proprétaires sur l'ensemble de la chaîne (compteur, communication, HES). Malgré quelques standards **il n'apparaît pas industriellement réaliste qu'un**

⁵ « levels of innovation are relatively modest at present » - Departement for Business, Energy & Industrial Strategy, «Smart Metering implementation program - Review of the Data Access and Privacy Framework» November 2018.

⁶ Landis+Gyr a décidé de mettre en pause le processus de certification par le BSI et attendre la certification de la deuxième génération [30]. L'étude « Barometer Digitalisierung der Energiewende » note par ailleurs « Entwicklung einer Vielzahl an proprietären Lösungen mit und am Smart-Meter-Gateway (SMGW) vorbei - dadurch eingeschränkte Interoperabilität bzw. Kompatibilität »

⁷ Il a fallu trois ans et demi pour que les trois premières SGMW arrivent sur le marché, et les fonctionnalités initialement prévues pour que tous les acteurs accèdent directement aux données sur la gateway, ne seront pas disponibles avant la seconde génération (~2025). L'étude « Barometer Digitalisierung der Energiewende » rappelle « Umsetzung des gesetzlich vorgeschriebenen Zielmodells mit vollautomatisierter Verteilung der Daten über das SMGW ungewiss » et « Einbindung SMGW in Smart-Home-/Building-/Services-Anwendungen noch nicht spezifiziert »

tiers reprenne une partie de l'infrastructure ou le compteur⁸ : l'ensemble de la chaîne devrait être remplacé (génération de coûts échoués).

- Dans ce contexte plusieurs modèles sont analysés pour la mise en œuvre de la libéralisation sur le plan technique et technologique :
 - *Modèle 1* – Ouverture du marché de l'exploitation et de la prestation de mesure sans spécification supplémentaire pour les systèmes de mesure intelligents que ceux formulés à date dans l'OApEI. La question sur ce modèle est de savoir si le niveau actuel d'interopérabilité rend envisageable de conserver le compteur au changement de prestataire (pour limiter les coûts échoués).
 - *Modèle 2* – Ouverture du marché de l'exploitation et de la prestation de mesure avec la spécification un compteur P2P⁹, équipé d'une eSIM¹⁰ (SIM configurable à distance). Un changement de prestataire peut être réalisé par simple reconfiguration de la carte SIM.
 - *Modèle 3* – Ouverture du marché de l'exploitation et de la prestation de mesure avec la spécification d'une *gateway* qui dispose de capacité *d'edge computing*¹¹ (modèle technique allemand)
- Dans une seconde phase de déploiement (lorsque l'on partira de nouveau d'une page blanche en termes d'équipement amorti) l'imposition de standards orientés sur les technologies P2P avec eSim (pourrait faciliter l'interopérabilité dans un contexte de libéralisation, avec la reprise des équipements en cas de changement de prestataire de mesure. L'obligation de présence d'un port local (par ex. de type « P1 ») irait également dans le sens de l'interopérabilité pour les applications locales nécessitant des données de mesure. Il est cependant à noter que ces technologies évoluent vite et qu'il n'apparaît pas judicieux d'imposer aujourd'hui un standard pour une seconde phase de déploiement.

Enjeux d'innovation liés au comptage intelligent et impact de la libéralisation

⁸ Il est à noter que les ports locaux des compteurs ne sont pas utilisables pour créer un système de mesure intelligent au sens de l'OApEI : ils sont unidirectionnels, ce qui ne permet pas de vérifier la bidirectionnalité (ex. pour mise à jour de sécurité), différent d'un compteur à l'autre (par ex. RS485, M-BUS...). La possibilité de passer par le concentrateur en place (ancien prestataire) pour accéder à un unique compteur est également exclue : il n'est pas possible en général de créer des sous-groupes de compteurs avec accès différenciés avant la couche haut niveau, abstraite des couches physiques, au-dessus du HES

⁹ Point-à-Point : il n'y a pas de concentrateur de données intermédiaire entre le compteur et les systèmes centraux

¹⁰ Cette technologie pourra être compatible NB-IoT / LTE Cat.M / LTE Cat.1 comme c'est déjà le cas aujourd'hui, et compatible 5G à moyen terme

¹¹ Intelligence locale qui permet d'envisager que les tâches de traitement des données soit réalisés directement par la *gateway*, auxquels pourraient accéder différents acteurs du marchés autorisés (modèle de communication en étoile, *Sternkommunkation*, allemand)

- Nous notons premièrement que la facturation serait libéralisée avec l'ouverture du marché de la fourniture pour l'ensemble des clients (et le potentiel d'innovation tarifaire lié serait libéré)¹². Cette organisation est un standard dans les différents pays européens, qu'ils aient libéralisé le comptage ou non. **La facturation et les innovations liés ne font pas partie du périmètre analysé pour la libéralisation du comptage.**
- **La mesure de la consommation électrique à des fins de facturation et de décompte pour le système électrique suisse est une activité jugée critique et strictement réglementée** (OIMes, OIMepe, LApEI, OApEI). L'obligation de certification sur toute la chaîne, qui garantit un haut standard de sécurité, est un prérequis pour l'acceptation par la population d'un déploiement imposé de systèmes de mesure intelligent. Ce contexte n'est pas un obstacle à l'ouverture du marché, mais peut complexifier l'accès au potentiel d'innovation¹³. Un acteur majeur du marché allemand interrogé souligne que « *vouloir standardiser l'innovation, c'est la mort de l'innovation* ».
- Par définition, **les futures innovations ne sont pas toutes connues** aujourd'hui. Cependant **le potentiel est sans aucun doute important** dans le contexte énergétique compte-tenu des défis de la stratégie énergétique 2050 et des nouvelles solutions technologiques et dans le domaine de la digitalisation. On peut identifier les principaux axes d'innovation en lien avec le comptage communicant :
 - **Des innovations à destination du réseau de distribution** : planification optimisée du dimensionnement du réseau grâce à un historique de données fin, maintenance prédictive en détectant des faiblesses sur le réseau, amélioration de la qualité du courant (réduction des harmoniques et écarts de tension) ou encore pilotage dynamique des charges sur le réseau pour réduire les investissements nécessaires ;
 - **Des innovations à destination de l'efficacité énergétique** : visualisation et conseils sur la base de la consommation notamment en lien avec des solutions « smart home », caractérisation des usages des charges du consommateur, ou encore optimisation des réglages notamment pour les usages de chaleur ;
 - **Des innovations liées à la flexibilité de la production et de la consommation** : mise en place de tarification *time-of-use* ou dynamiques, *demand-side-management*, pilotage de batteries ou production, gestion intelligente de la recharge de véhicules électriques ;
 - **Des innovations liées à des applications hors énergie** : optimisation du confort, *property management*, ou encore d'autres services comme *e-health* ou la sécurité à domicile.

¹² La difficulté à développer des offres innovantes de fourniture comme le stockage virtuel est liée au marché de la fourniture fermé, et non au comptage lui-même

¹³ Un acteur ayant développé sa propre technologie (par ex. une solution Smart Home) devrait réaliser des investissements pouvant aller jusqu'à quelques dizaines de CHF par équipement (pour des volumes limités) afin de certifier la mesure comme respectant la régulation en vigueur

- Le comptage intelligent tel que défini par l'OApEI suffit pour certaines innovations (ex : première optimisation de la planification réseau, tarification dynamique). **Cependant, pour la majorité des services innovants, les données de mesure issues du compteur principal (plus que le compteur lui-même) sont un élément nécessaire ou utile, mais pas suffisant** (besoin de données tierces comme une température, équipements additionnels comme des actionneurs, de sous-comptage, *edge-computing*). En conséquence, ces applications se développent pour beaucoup en marge du comptage régulé sans certification « comptage », y compris dans les pays où le marché est libéralisé.

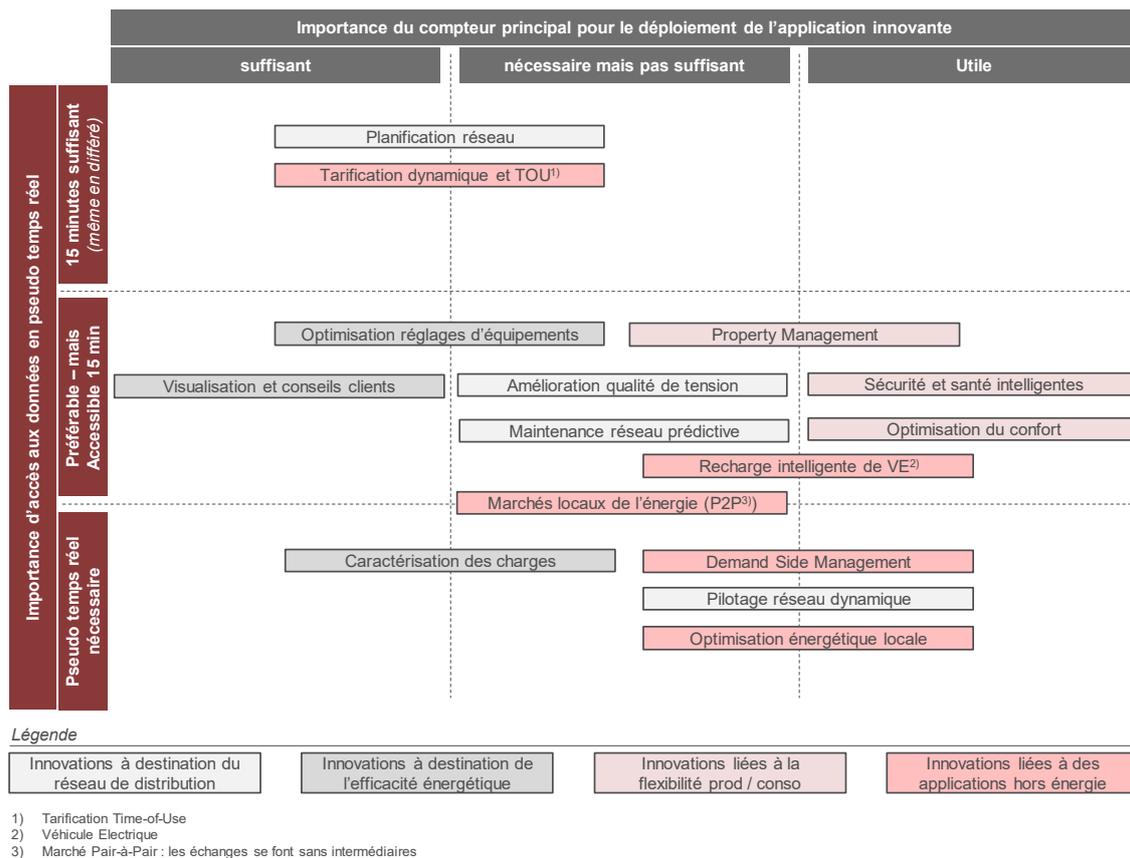


Figure 1 : Positionnement des innovations selon l'importance du comptage intelligent et la granularité de la mesure nécessaire

- La libéralisation du comptage n'apparaît de fait pas comme un prérequis pour les innovations (le marché des services est lui déjà ouvert – des prestataires sont actifs sur le marché suisse), mais plutôt une possibilité d'optimisation des coûts** (utilisation d'un seul équipement d'acquisition des données de mesure pour plusieurs usages). L'analyse de la dynamisation conséquente du marché de l'innovation – et des autres

obstacles à son développement (ex : modèles d'affaires, valorisation flexibilité, etc.) – devrait demander un travail spécifique¹⁴.

- D'autres leviers, alternatifs ou complémentaires à la libéralisation, peuvent exister pour favoriser l'innovation : **l'accès simple aux données est essentiel**. Une réglementation autorisant l'accès aux données du compteur (au niveau d'un port local pour du pseudo temps réel et au niveau d'un *datahub* à une granularité plus basse) avec des exigences de standard, délais et coût répondrait à un des principaux besoins des acteurs du marché (y.c fournisseur, prestataires de service) :
 - Ces mesures réglementaires seraient nécessaires de toute manière pour garantir une libéralisation efficace (plusieurs systèmes innovants peuvent être en œuvre et nécessiter un accès aux données).
 - Le rapport explicatif à la révision de l'OApEI allait déjà en ce sens en 2016, demandant notamment la gratuité pour la mise à disposition du port local ; nous émettons toutefois des réserves sur la bonne application du rapport, **au vu de plusieurs retours d'acteurs de l'IoT / RCP interrogés dans le cadre de l'étude qui soulignent que dans certains cas les délais ou coûts imposés par le GRD sont prohibitifs**.

Résultats de l'analyse coûts-bénéfices

- **Dans un contexte d'ouverture, le changement de prestataire peut générer une économie vu du client final, car c'est ce qui motivera son choix** : un prestataire bénéficiant de plus d'effets d'échelle, premier facteur d'influence des coûts de la mesure, est susceptible de proposer une offre avantageuse aux clients (achat de compteurs en plus grand volume, pression sur les coûts d'installation, capacité à recourir à des technologies plus avancées comme les solutions *cloud* ou *IoT*, négociation de contrats télécom avantageux¹⁵).

¹⁴ Une analyse spécifique globale devrait être considérée : Modélisation des cas économiques des solutions innovantes et chiffrage de la valeur potentielle générée ; Modélisation des cas économiques des solutions innovantes compte-tenu des modèles de marché et contraintes actuelles ; Identification des obstacles actuels sur ces valeurs (écarts entre les deux approches et sensibilisation à la levée des obstacles) ; Répartition de la valeur selon ces obstacles notamment pour le comptage.

¹⁵ Les coûts des communications P2P (NB-IoT ou demain 5G) s'est fortement réduit et permet aujourd'hui de cibler un coût de quelques CHF/compteur/an

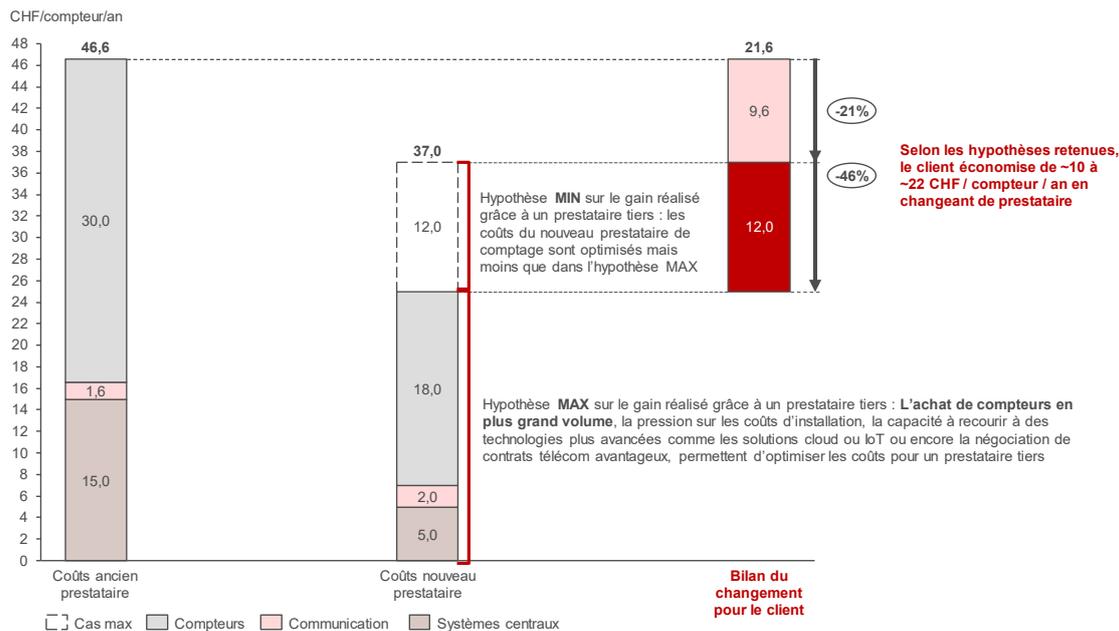


Figure 2 : Effet du changement de prestataire **vu du client** dans le cas d'une transition d'un compteur PLC à un compteur P2P, pour **un client résidentiel – Données simplifiées et statiques pour illustration** [CHF/Compteur/an]

- Le coût de la mesure étant principalement influencé par les économies d'échelle, **les acteurs les mieux placés seraient les grands GRD suisses** (volumes d'achats plus élevés, systèmes centraux en place, tendance à l'investissement dans des filiales de technique du bâtiment à l'échelle nationale au-delà de leur zone de desserte). Cette situation se retrouve notamment aux Pays-Bas où les GRD ont créé des filiales dédiées au segment grand consommateur libéralisé.
- En passant d'un acteur avec **50'000 compteurs à un acteur avec 100'000¹⁶ à 200'000¹⁷ compteurs sous gestion, les gains atteignables varient de 30% à 50%** (fourchette comparable aux baisses de 10% à 40% constatées en Allemagne pour les grands clients et clients multisites). Nous notons que si des gains sont très probables pour des grands consommateurs, le benchmark européen nous conduit à juger improbable l'arrivée d'offres aussi compétitives sur le segment des petits consommateurs du fait du poids des coûts commerciaux.
- Cependant, vu du système économique suisse et compte tenu des investissements échoués, le changement de prestataire génère en revanche un coût** de l'ordre de quelques dizaines de francs par an¹⁸. Ce coût sera en majorité porté

¹⁶ Situation utilisée pour chiffrer le scénario le plus défavorable à l'ouverture

¹⁷ Situation utilisée pour chiffrer le scénario le moins favorable à l'ouverture

¹⁸ Pour le passage d'un GRD avec 50'000 compteurs à un prestataire avec +100'000 - +200'000 compteurs sous gestion

par les GRD, et donc retranscrit le timbre réseau sur tous les clients finaux (régulation cost+ au moment du déploiement).

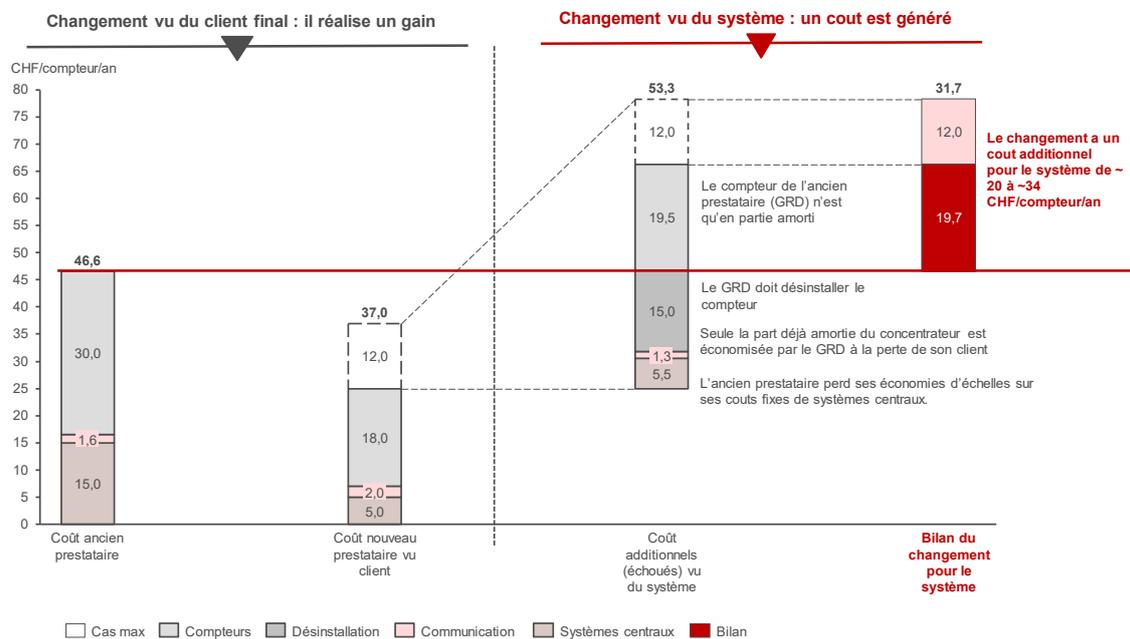


Figure 3: : Effet du changement de prestataire vu du système dans le cas d'une transition d'un compteur PLC à un compteur P2P, pour un client résidentiel, dans le cadre d'une ouverture du marché en 2024 – Données simplifiées et statiques pour illustration [CHF/compteur/an]

- **L'analyse coûts-bénéfices dynamique¹⁹, pour une ouverture du marché en 2024, sur le périmètre global met en avant un coût pour le système d'une ouverture totale de l'ordre de la dizaine de millions de francs en Valeur Actuelle Nette sur dix ans pour 1% en moyenne de client changeant de fournisseur et mutualisation comptage / innovation pour 10% de ces clients. On peut noter plusieurs points :**
 - Quel que soit le modèle retenu, le résultat de l'analyse, pour un taux de changement de fournisseur faible, apparaît marginal par rapport au coût global du comptage. Cela est principalement lié à l'hypothèse que la pénétration du marché par les offres alternatives restera limitée. Avec tous les autres paramètres fixés, si la pénétration était élevée les coûts échoués et donc le coût global pour le système le seraient aussi.

¹⁹ La figure 5 présente l'approche méthodologique : le modèle à partir des entrées fait varier annuellement sur un horizon dix ans à partir de la date d'ouverture (qui est une variable) l'état du parc de compteur et les niveaux de gains / coûts des changements pour le système pour chaque catégorie de client

- Le segment des producteurs (petits et grands) – ou encore des bornes de recharge véhicule électrique, présente un bilan proche de la neutralité pour le système. Cela est dû à la singularité de ces segments : la très forte dynamique de croissance du nombre d'installations PV en Suisse (CAGR₂₀₁₄₋₂₀₁₈ ~13%) permet de réduire les coûts échoués car les installations sont neuves et donc non équipées. Pour aller plus loin, on aurait pu imaginer utiliser les compteurs intégrés des onduleurs photovoltaïques et des bornes de recharge électriques. Ces compteurs ne sont cependant pas certifiés METAS et cela poserait la question d'une dérogation qui n'est pas aujourd'hui prévue²⁰.
- Le segment des grands consommateurs suit une dynamique similaire à celle des petits consommateurs, mais avec un impact plus faible : bien qu'on puisse prévoir une ouverture du marché plus marquée chez ces clients, le nombre de points de mesure reste très limité (~55'000 clients consommant plus de 100 MWh en Suisse).
- Le modèle avec spécification P2P (modèle 2) présente la fourchette de coût la plus basse pour le système (3,4 à 10 MCHF), car il permet d'éviter à long terme le remplacement de compteurs à chaque changement de prestataire. Il fait cependant perdre une part importante du gain potentiel pour le client optant pour une offre alternative (car le compteur et son installation représentent ~60% du coût total) et crée un risque de blocage sur le déploiement actuel²¹ (nouveau standard).
- **Cette analyse intègre les économies permises par les synergies avec les solutions innovantes²²** – cependant compte-tenu des pénétrations de ces solutions sur les dix prochaines années, cela ne compense pas le coût global.
- L'analyse coûts-bénéfices ne retient pas d'impact de l'ouverture sur le prix pratiqués par les distributeurs car l'analyse des pays ayant libéralisé le marché

²⁰ Il est à noter que certains fabricants proposent des bornes de recharge qui embarquent un compteur certifié MID (norme européenne) ; ce n'est pas le cas pour les onduleurs PV. Il est très peu probable que les fabricants de bornes et d'onduleurs fassent certifier ou utilisent des éléments certifiés METAS pour la sécurité des données.

²¹ L'obligation de déploiement des compteurs intelligents demande un effort important aux GRD en termes d'investissement dans les équipements, systèmes informatiques et gestion de projets. Des choix technologiques, souvent en faveur des architectures de communication MESH (RF et PLC), ont été faits. Face à l'introduction d'un standard technique susceptible de remettre en cause les choix stratégiques et techniques de certains GRD, ceux-ci pourraient décider de geler indéfiniment leur projet soit pour évaluer les implications, soit pour attendre toutes les précisions du législateur ou pour attendre la réponse des fabricants (par ex. comment traiter les commandes en cours, les éventuels coûts échoués, etc.)

²² Nous chiffrons ces synergies comme une économie de pose et achat d'un compteur supplémentaire et frais de communication

dans les dix à vingt dernières années n'en montre pas et les études passées soulignent que pour une ouverture faible l'impact restera nul²³.

- Le faible taux d'ouverture du marché retenu (1% en moyenne de client changeant de fournisseur) et le fait que nous ne retenons pas d'impact sur les prix pratiqués par les GRD se fonde sur les enseignements issus d'autres pays. On peut aussi noter que le gain pour le client final (de l'ordre de la dizaine de CHF/an), est en dessous des seuils classiques de déclenchement d'un changement de prestataire.
- Enfin, nous n'intégrons pas une série de coûts connexes qui pourraient notablement dégrader ce bilan, notamment les « Coûts d'adaptation des processus et des systèmes SI des GRD », les « coûts commerciaux » et les « coûts liés à la désoptimisation multifluides chez les GRD »²⁴.

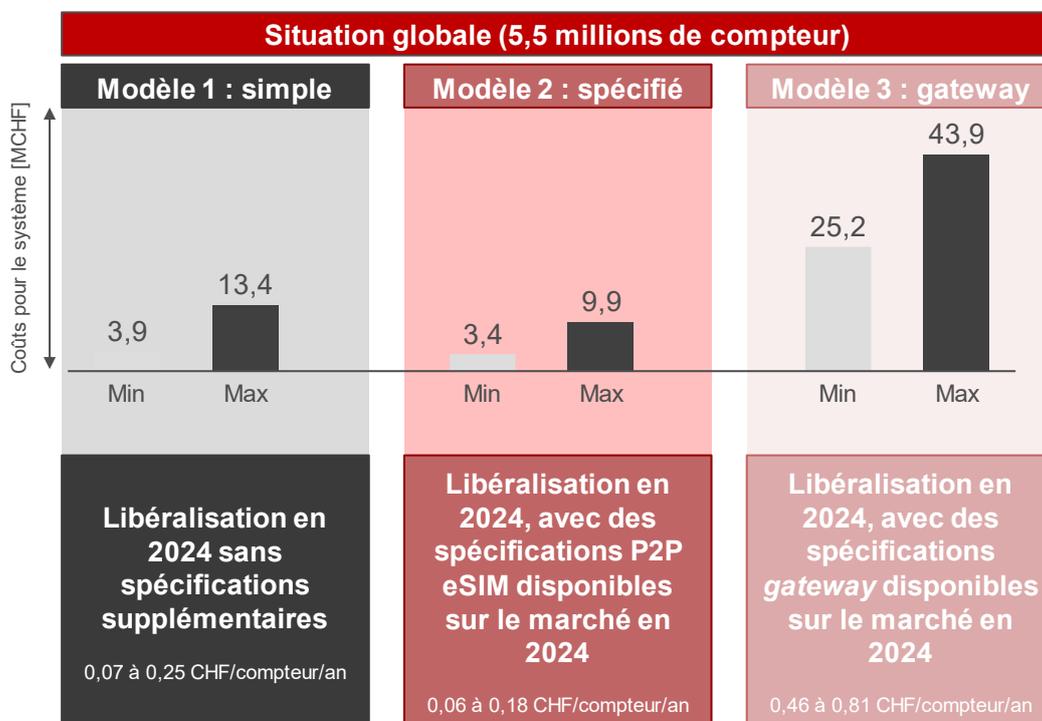


Figure 4 : **Résultats** de l'analyse CBA **dynamique** en fonction du modèle dans les cas MIN et MAX (1% en moyenne de client changeant de fournisseur et mutualisation comptage / innovation pour 10% de ces clients) - Valeur actuelle nette actualisée à 3,83% à dix ans [MCHF]

²³ L'étude WIK de 2015 [1] pointe qu'une ouverture avec moins de 2% de pénétration de la concurrence n'entraîne pas de pression sur les coûts.

²⁴ De nombreux GRD ont une activité multifluides et profitent du déploiement de compteurs intelligents électrique pour relever à distance d'autres fluides. En cas de changement de prestataire / imposition d'un standard, les synergies risquent d'être perdues.

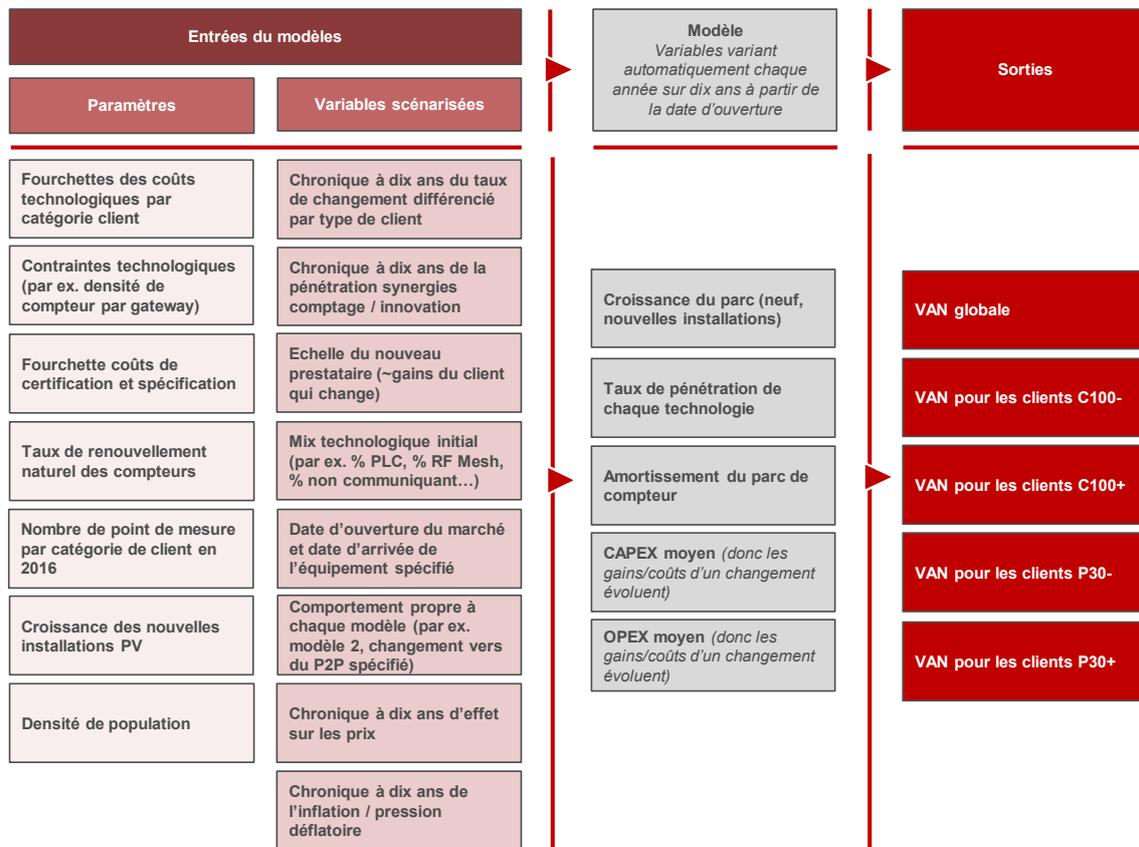


Figure 5 : Vue simplifiée de la méthodologie du modèle dynamique d'analyse CBA

- La sensibilisation dynamique de l'analyse coûts-bénéfices souligne que le principal paramètre serait la date d'ouverture du marché.** En effet, au-delà de 2030, le parc de compteur intelligent aujourd'hui neuf sera amorti et les coûts échoués suffisamment réduits pour générer de la valeur²⁵. Par ailleurs à cet horizon une série de nouvelles technologies (communication NB-IoT et 5G, solutions Big Data cloud, développement de l'écosystème IoT), dont certaines sont déjà utilisées par certains GRD, pourraient permettre des interopérabilités significativement accrues.

²⁵ Il pourrait être envisagé une ouverture plus tôt en facturant les coûts échoués dans un premier temps au client pour internaliser les externalités sur les coûts échoués. Cela générerait un signal économique plus adéquat (les changements se concentreraient initialement sur les compteurs amortis) mais présenterait une complexité de mise en œuvre.

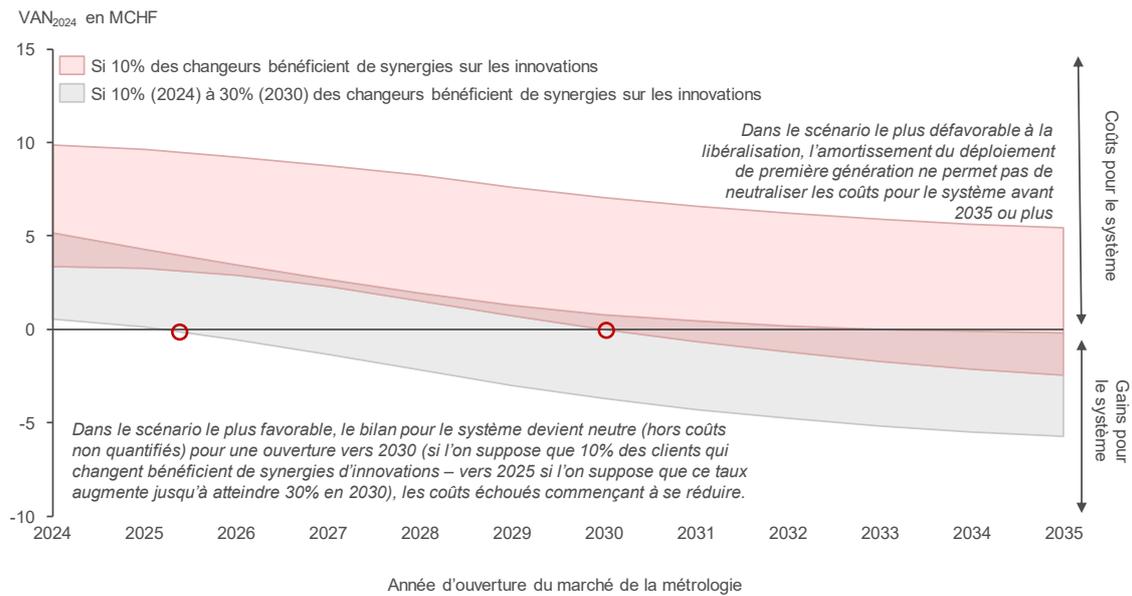


Figure 6 : Impact de la date d'ouverture totale du marché sur les coûts vus du système pour le modèle 2 pour une pénétration de la concurrence 1% en moyenne, dans deux cas de pénétration des synergies comptage / innovation chez les clients qui changent de prestataire [VAN₂₀₂₄ en MCHF]

- Dans un scénario où les innovations fondées sur le compteur seraient présentes de manière significative chez les clients qui exercent leur liberté de choix (plus de 30% en 2030 parmi les clients qui changent de prestataire) et où l'accès aux données ne pourrait être sécurisé de manière satisfaisante auprès des GRD, alors la libéralisation présenterait une valeur. A date, si ce scénario ne peut être exclu, il apparaît incertain.

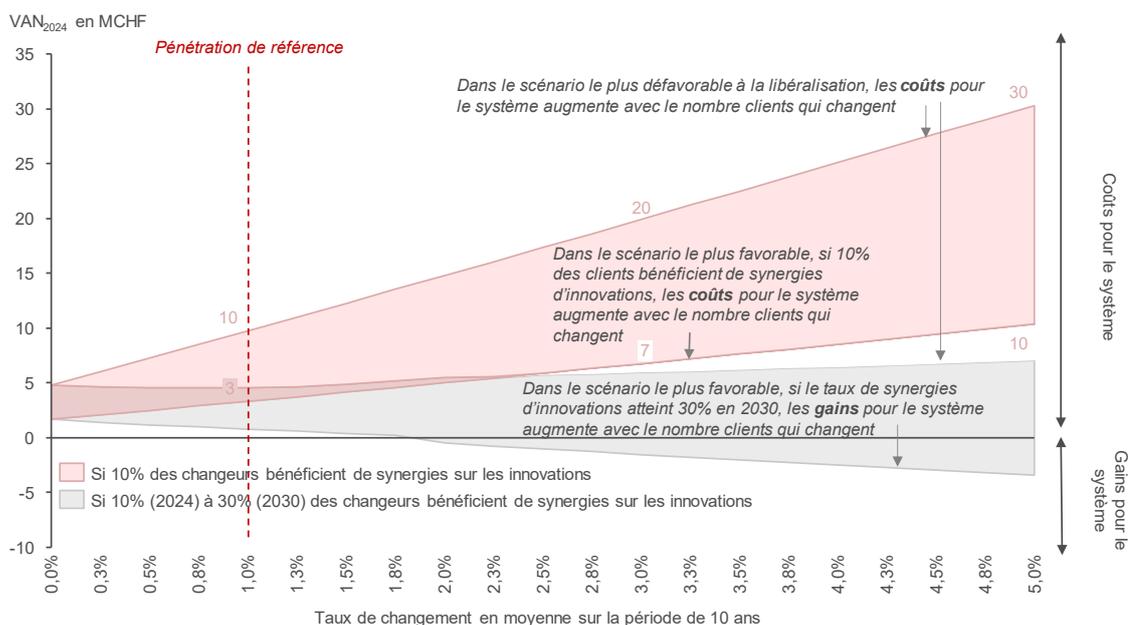


Figure 7 : Impact du taux d'ouverture moyen **sur les coûts** vus du système pour le modèle 2 dans deux cas de pénétration des innovations, pour une ouverture en 2024 [VAN₂₀₂₄ en MCHF]

Recommandations quant à la libéralisation

- La libéralisation, si elle est engagée, devrait être accompagnée d'une série de mesures réglementaires et d'un contrôle réglementaire fort** : certification des opérateurs tiers de comptage²⁶, mise en œuvre d'un service de base du comptage, régulation des prix pour les GRD, processus de changement d'opérateur de comptage, gestion des défaillances d'un opérateur, modalités de reprise du matériel GRD et inversement, gestion de l'obligation de 80% de déploiement, gestion des spécificités GRD locales comme le prépaiement. La gestion des cas multi-fluide²⁷ est un sujet à part entière qui devra être approfondi. **Par ailleurs, la libéralisation aura un coût probable pour le système compte-tenu du renouvellement récent du parc de compteur, et une contribution incertaine à l'innovation.**

²⁶ La gestion d'une infrastructure de comptage étant considérée comme une activité critique, il est important que des nouveaux entrants qui exerceraient cette activité démontrent d'une part une solidité financière permettant de prévenir les défaillances et d'autre part une garantie de qualité et sécurité des processus d'information (par ex. certification ISO 270001)

²⁷ Les GRD ont en général une activité multi-fluide (eau, chaleur, gaz en plus d'électricité) et valorisent le déploiement de systèmes de mesure intelligent pour la relève à distance des compteurs de tous les fluides. Il apparaît difficile qu'un nouveau prestataire offre en sus la relève des autres fluides, obligeant les GRD à revoir leur infrastructure de relève pour eux.

- Les bénéfiques, en termes économique et d'innovation, recherchés de la libéralisation sont incertains. Sur ces deux points, des alternatives sont identifiées :
 - **Faciliter l'accès aux données (local en temps réel et au travers d'un data-hub au pas quinze minutes)** par le client et les prestataires que ce dernier souhaite mobiliser apparaît essentiel pour favoriser l'innovation. Il est recommandé, dans la ligne du rapport OApEI « Stratégie énergétique 2050 » et la communication concernant la révision de la LApEI de prévoir l'utilisation d'un standard Data Hub et d'un port local le tout dans des délais d'accès court par le client et sans frais (frais des systèmes mutualisés dans le timbre).
 - **Recourir à la régulation incitative** pourrait inciter les GRD à optimiser leurs déploiements notamment en les mutualisant.
- A plus long terme, pour une deuxième phase de déploiement avec un parc de compteur amorti et avec l'émergence de standards permettant une interopérabilité et innovation accrues, une ouverture pourrait être reconsidérée. Nous ne recommandons cependant pas d'imposer des standards à court terme, car les technologies sont encore en forte évolution et cela risquerait de stopper le déploiement actuel.
- Sur la thématique innovation en lien avec la Stratégie Energétique 2050, une approche holistique des barrières et leviers pourrait être considérée – le comptage n'étant qu'un aspect parmi d'autres :
 - **Quels verrous existent sur la rentabilité des modèles d'affaires innovants, notamment ceux permis par les nouvelles technologies digitales** (ex : IoT, modèles de valorisation DSM, modèles de garanties d'origine, tarification du timbre réseau et de l'énergie, couplage sectoriel et synergies multi-fluides) ?
 - **Comment développer, partager et valoriser les données énergétiques (notamment avec une infrastructure de données dédiées et au niveau d'un datahub²⁸) et non-énergétiques ainsi que les synergies entre elles ? Comment développer l'interopérabilité à l'échelle locale – dans un contexte « smart home » de plus en plus dominé par les géants du web ?**
 - **Comment augmenter la connaissance et la sensibilité de la population sur les sujets énergies et les modèles qui permettent son utilisation rationnelle et intelligente ?**

²⁸ L'OFEN travaille au moment où nous écrivons ce rapport sur ce sujet d'infrastructure de données, avec la construction du modèle de données énergie pour 2025 dans le cadre de la révision de la LApEI

2 Zusammenfassung

Ausgangslage

- Die Messung und intelligente Messsysteme sind eine Tätigkeit, die durch eine Reihe von Gesetzen und Verordnungen definiert und geregelt wird²⁹ :
 - Das StromVG und die StromVV definieren die Funktionen, die Zähler und intelligente Messsysteme erfüllen müssen, sowie die Verpflichtung der METAS-Zertifizierung, insbesondere für die Datensicherheit der Elemente, die sie sicherstellen.
 - Die StromVV definiert den Verteilnetzbetreiber (VNB) als Verantwortlichen für den Messstellenbetrieb und die Messdienstleistungen. Dieses Monopol wurde 2017 und 2018 teilweise aufgebrochen (Urteil des Bundesgerichts zum Fall der Produzenten > 30 kVA und durch die Schaffung eines Modells der Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch - ZEV).
 - Das StromVG und die StromVV verpflichten die für die Messung Verantwortlichen (VNB), 80% der Messpunkte mit intelligenten Messsystemen bis Ende 2027 auszurüsten (ohne Anforderung für interne ZEV-Messpunkte).
- Diese Verpflichtung ist in mehrfacher Hinsicht eine Besonderheit:
 - **In der Wertschöpfungskette ist der Zähler nur ein Element unter anderen.** Zusätzlich zum Zähler sind ein Kommunikationssystem und Systeme zur Fernabfrage der Computerzähler erforderlich (*Head End System*), sowie die Verarbeitung von Daten und deren Bereitstellung für die Akteure des Energiemarktes (*Meter Data Management System*).
 - **Die Datenmengen, die durch die Messung nach dem Einsatz erzeugt werden, sind für die Energiewelt eine Herausforderung** (Ende 2016 waren 2% der Messstellen in der Schweiz fernausgelesene Lastgangzähler): sie ermöglichen die Umsetzung von Innovationen und unterstützen den Einsatz neuer digitaler Technologien (einschliesslich der Entwicklung der Nutzung von Big Data-Plattformen, Cloud anstatt Geschäftslösungen, datengesteuerte Geschäftsmodelle) bei den VNBs und anderen Energieakteuren.
 - Dieser gleichzeitige Einsatz der herkömmlichen und der intelligenten Zählern (hauptsächlich zwischen 2020 und 2025) verwandelt einen weitgehend abgeschriebenen Schweizer Zählerpark in eine neue moderne Zählerwelt.
- Ein (intelligentes) Messsystem basiert auf zwei Hauptaufgaben. (i) Der Messstellenbetreiber führt die Installation und den Betrieb des Zählers durch. (ii) Der Messdienstleister stellt die Kommunikation mit dem Zähler, die Datenerfassung, -

²⁹ StromVG, StromVV, MessVV, EMmV, EnG, EnV

verarbeitung, -speicherung und -übermittlung an Marktteilnehmer sicher. Diese beiden Rollen werden bislang vom VNB wahrgenommen.

Messkosten in der Schweiz

- **Die EICom hat festgestellt, dass die Kosten für die Messung, insbesondere für die Fernablesung, in der Schweiz im europäischen Vergleich hoch sind.**³⁰ In der illustrativen Analyse³¹ wurde festgestellt, dass die Preise auf den europäischen Märkten für Messdienstleistungen rund 30% niedriger sind als die Preise, die von der EICom für die Schweiz ermittelt wurden. Dies gilt unabhängig davon, ob der Markt liberalisiert ist oder nicht (der französische Markt ist nicht liberalisiert, ebenso wenig wie der niederländische Markt für Kleinverbraucher). Dabei ist zu beachten, dass die Analyse anderer Faktoren, wie z.B. möglicher Ineffizienzen, nicht Teil dieses Mandats war.
- Diese Studie identifiziert drei Gründe für die hohen Preise:
 - **Fehlende Grössendegression für IS-Systeme:** diese machen gut 2/3 der Kosten aus in einer Situation, in der die Fernablesung nur einige Zehntausend Zähler in der Schweiz betraf. Diese prinzipiellen Kostennachteile sollten mit der Einführung von mehr als 4 Millionen intelligenten Messsystemen bis 2027 verschwinden;
 - **Begrenzte Umsetzbarkeit von Skaleneffekten in der Schweiz** (erreichbare Beschaffungskosten in der Schweiz von 100-150 CHF/Meter gegenüber 46 CHF/Meter für 35 Millionen Linky-Meter in Frankreich) und die hohen Arbeitskosten beim Einbau;
 - **Die METAS-Zertifizierung** (Zähler und Datensicherheit) ist für die Hersteller anspruchsvoll und verursacht Zertifikationskosten von ~2 CHF/Zähler/Jahr und zusätzliche Investitionskosten (ein paar CHF/Zähler)
- Unter diesen Erklärungsgründen erscheinen die in der Schweiz mangelnden Skaleneffekten als Haupteinflussfaktor (mehrere Dutzend CHF pro Zähler).

Erkenntnisse aus der Liberalisierung des Messwesens in anderen europäischen Ländern

- Die Überprüfung anderer europäischer Liberalisierungsbeispiele ist in erster Linie dazu gedacht, Beispielsentwicklungen zu zeigen, ohne unbedingt genau mit der Schweizer Situation vergleichbar zu sein (Anzahl der Zähler, Markteröffnungsdatum, verwendete Technologien). Sie kann es ermöglichen, Lehren über die möglichen Ergebnisse bei einer Liberalisierung (nach mehreren Jahren der Marktöffnung) zu ziehen.

³⁰ «Aufgrund der vielerorts hohen Messtarife hat die EICom am 20. Oktober 2016 beschlossen, die Messkosten und die Messausrüstungen in der Schweiz vertieft zu untersuchen.» [2]

³¹ Wenn diese Analyse eine Grundlage für weitere Entscheidung soll, müsste sie weiter fundiert werden (genauere Analyse der treibenden Faktoren für die höheren Zählkosten).

- Es ist gleichzeitig zu beachten, dass ein umfangreiches Rollout intelligenter Zähler oft im Rahmen eines monopolistischen Rahmens (z.B. Frankreich und Italien) erfolgt ist. Es gibt aber auch einzelne Länder, die den Markt für die Messdienstleistungen vollständig (Deutschland) oder teilweise geöffnet haben (in Grossbritannien liegt die Verantwortung für die Messung beim Energielieferant, in den Niederlanden betrifft sie nur die grössten Kunden). In den untersuchten Ländern mit einer Marktöffnung zeigt sich ein uneinheitliches Bild:
 - **Die Marktanteile alternativer Anbieter bleiben niedrig** (0,6% der Messpunkte in Deutschland; der Markt konzentriert sich auf einige wenige spezifische Segmente, insbesondere auf Multisite-Kunden). Dies ist ein deutlich niedrigeres Wettbewerbsniveau als bei der Öffnung des Strommarktes (31% der Kunden haben ihren etablierten Stromlieferanten verlassen). Durch die Verknüpfung von Strombelieferung und Messwesen hat Grossbritannien dem Teilmarkt für Verbrauchsmessung ermöglicht, von dieser Marktdynamik zu profitieren.
 - **Die Kunden, meistens Grosskunden insbesondere Multisite-Kunden, die ihre Wahlfreiheit ausgeübt haben, profitieren generell von einer Preissenkung** (10% bis 40% der Preise für die Messdienstleistungen bei den Grossverbrauchern in Deutschland) oder zusätzliche Dienstleistungen zu gleichen Preisen (in der Regel Visualisierung in einer feineren Messgranularität).
 - **Die durchgeführten Interviews verdeutlichen allerdings, dass es kompliziert ist, die Auswirkungen der Liberalisierung auf die Messwesenstarife der VNB's zu messen** und dadurch für die grosse Mehrheit der „kleineren“ Endkunden. Aus unserer Sicht gibt es keine schlüssige Basisstudie zu diesem Thema. In Deutschland haben die VNBs ihre **Messwesenstarife** an die vorgegebene Grenze der Regulierungsbehörde angeglichen.
 - **Man kann zugleich ein Risiko erkennen, dass ohne eine zusätzliche Preisregulierung die Liberalisierung zu unvorteilhaften Auswirkungen auf die Durchschnittspreise führen kann:** die VNBs könnten höhere Preise verlangen als unter einer Cost-Plus-Regulierung (in den Niederlanden hat die Regulierungsbehörde eine Preiserhöhung von 57% zwischen 2000 und 2003 für Kleinverbraucher festgestellt, sodass der Markt wieder geschlossen wurde).
 - **Die weiteren Ziele der Messwesenliberalisierung: höhere Interoperabilität und die Entwicklung von innovativen Dienstleistungen sind noch nicht ausreichend nachgewiesen**
 - In Grossbritannien und den Niederlanden, wurden die Zähler spezifiziert, um einen lokalen Zugriff auf Echtzeitdaten zu ermöglichen. Sie sind auch mit einem nationalen zentralen System verbunden, das den Fernzugriff auf weniger feine Daten (15- oder 30-Minutenwerte) für berechnete Dritte

ermöglicht³². Bisher gab es jedoch nur wenige innovative Anwendungen³³ und eine geringe Etablierung von solchen Anwendungen.

- Deutschland hat einen komplexen Standard entwickelt (sog. *Smart Meter Gateway - SMGW*) mit dem Ziel, Innovationen durch diese Ausrüstung zu kanalisieren. Jedoch versucht die Branche teils das SMGW zu umgehen, weil es aus heutiger Sicht, zu aufwendig³⁴ und (als technologischer Pfad) zu unsicher³⁵ ist, um es in einfacher Art umzusetzen. **Die befragten (alternativen) Messmarktführer sind indes zufrieden, dass Deutschland den Messmarkt geöffnet hat.** Soweit es aber um Smart Metering geht, empfehlen sie das deutsche Modell nicht zu verfolgen (*im deutschen Modell definierte der Standard viele Parameter über die Interoperabilität hinaus*).
- **In allen Fällen ohne ausreichende Spezifikation und Branchenvereinbarung führt der Anbieterwechsel zu einem Zählerwechsel und erheblichen versunkenen Kosten.** Ein Marktführer des deutschen Messwesensmarktes betont, dass er die gesamte Zählwertkette wechselt, um die Homogenität in seinem Industriepark zu erhalten.

Möglichkeit der Interoperabilität in der Schweiz und Wiederverwendung vorhandener Geräte

- **Eine Liberalisierung muss die spezifische Situation berücksichtigen:** der Einsatz intelligenter Messsysteme ist im Gange (~1,5 Mio. Zähler wurden Anfang 2020 installiert) und die weitere Dynamik ist erheblich (wahrscheinlich 60% bis 70% des Einsatzes bis 2024 / 2025).
- Das Smart-Meter-Rollout basiert (~70% bis 80%) auf Datenkonzentratoren-Technologien (PLC bzw. RF-Mesh), die in der gesamten Kette proprietäre Anwendungen verwenden

³² Berechtigte Dritte sind standardmässig der Lieferant des Kunden (der lokale VNB). Ein Dienstleister kann Zugang haben, wenn der Kunde dies autorisiert.

³³ « levels of innovation are relatively modest at present » - Department for Business, Energy & Industrial Strategy, «Smart Metering implementation program - Review of the Data Access and Privacy Framework» November 2018.

³⁴ Landis+Gyr hat beschlossen, den BSI Zertifizierungsprozess zu stoppen und auf die Zertifizierung der zweiten Generation zu warten [34]. Die Studie « Barometer Digitalisierung der Energiewende » bemerkt: « Entwicklung einer Vielzahl an proprietären Lösungen mit und am Smart-Meter-Gateway (SMGW) vorbei - dadurch eingeschränkte Interoperabilität bzw. Kompatibilität ».

³⁵ Es dauerte dreieinhalb Jahre, bis die ersten drei SMGW auf den Markt kamen und die Funktionen, die ursprünglich für alle Akteure geplant waren, um direkt auf die Daten auf dem Gateway zuzugreifen, werden erst in der zweiten Generation verfügbar sein (~2025). Die Studie « Barometer Digitalisierung der Energiewende » weist Folgendes aus: « Die Umsetzung des gesetzlich vorgeschriebenen Zielmodells mit vollautomatisierter Verteilung der Daten über das SMGW ist ungewiss » und « Einbindung SMGW in Smart-Home-/Building-/Services-Anwendungen noch nicht spezifiziert ».

(Zähler, Kommunikation, HES). Trotz einiger Standards **erscheint es industriell nicht realistisch, dass ein Dritter einen Teil der Infrastruktur oder der Zähler übernimmt**³⁶: die gesamte Messwesenkette müsste dann ersetzt werden (Erzeugung von versunkenen Kosten).

- In diesem Kontext werden mehrere Modelle für die Umsetzung der Liberalisierung auf technischer und technologischer Ebene analysiert:
 - *Modell 1* – Öffnung des Marktes für den Messtellenbetrieb und die Messdienstleistungen ohne zusätzliche Spezifikation für intelligente Messsysteme als es die in der aktuelle StromVV formuliert. Die Frage bei diesem Modell ist, ob der aktuelle Grad der Interoperabilität es ermöglicht, das Messgerät beim Lieferantenwechsel zu behalten, um damit die versunkenen Kosten im Grenzen zu halten.
 - *Modell 2* – Öffnung des Marktes für den Messtellenbetrieb und die Messdienstleistungen mit der Spezifikation eines P2P-Zählers ³⁷ mit einer (fernkonfigurierbar) eSIM³⁸ . Ein Anbieterwechsel kann durch eine einfache Neukonfiguration der SIM-Karte erfolgen.
 - *Modell 3* – Öffnung des Marktes für den Messtellenbetrieb und die Messdienstleistungen mit der Spezifikation eines Gateways, das mit Edge-Computing-Fähigkeiten³⁹ ausgestattet ist (deutsches Modell).
- In einer zweiten Rollout-Phase (sobald die aktuelle Ausrüstung abgeschrieben ist) wird die Einführung von Standards sich an P2P-Technologien mit eSIM orientieren (was die Interoperabilität im Kontext der Liberalisierung erleichtern könnte, mit der Rückgabe von Geräten beim Wechsel des Messdienstleisters). Die Verpflichtung, einen lokalen Anschluss (z.B. Typ "P1") zu haben, würde auch die Interoperabilität für lokale Anwendungen fördern, für welche die Messdaten erforderlich sind. Es sollte jedoch beachtet werden, dass sich diese Technologien schnell weiterentwickeln und dass es kaum ratsam erscheint, heute einen Standard für die zweite Rollout-Phase festzulegen.

³⁶ Es ist zu beachten, dass laut der StromVV die lokalen Anschlüsse der Zähler nicht zum Erstellen eines intelligenten Messsystems verwendet werden können: sie sind unidirektional, sodass eine gewünschte Bidirektionalität nicht gegeben ist (z.B. für Sicherheitsupdates). Sie unterscheiden sich auch von einem Zähler zum anderen (z.B. RS485, M-BUS...). Die Möglichkeit, über den vorhandenen Datenkonzentrator (ehemaliger Messdienstleister) auf einen einzelnen Zähler zuzugreifen, ist ebenfalls ausgeschlossen: es ist im Allgemeinen nicht möglich, Untergruppen von Zählern mit differenziertem Zugriff vor der Anwendungsschicht zu erstellen, abgesehen von der Transportschicht, über dem HES.

³⁷ Point-to-Point: zwischen dem Messgerät und den zentralen Systemen befindet sich kein Zwischendatenkonzentrator.

³⁸ Diese Technologie kann NB-IoT / LTE Cat.M / LTE (Cat.1) kompatibel sein, wie es heute schon der Fall ist und mittelfristig 5G-kompatibel.

³⁹ Lokale Intelligenz, die es ermöglicht, dass die Aufgaben der Datenverarbeitung direkt vom Gateway ausgeführt werden und worauf verschiedene autorisierte Marktteilnehmer zugreifen können (*Sternkommunikation*).

Innovationsherausforderungen im Zusammenhang mit Smart Metering und den Auswirkungen der Liberalisierung

- Die Studie stellt zunächst fest, dass die Abrechnung mit der Öffnung des Marktes für alle Kunden liberalisiert wäre (und das damit verbundene Preissenkungspotential freigesetzt wäre)⁴⁰. **Die Abrechnung und damit verbundene Innovationen gehören nicht zu dem analysierten Umfang im Rahmen der Messwesensliberalisierung.**
- **Die Stromverbrauchsmessung für das Schweizer Stromsystem gilt als eine kritische und deshalb streng geregelte Tätigkeit** (MessMV, EMmV, StromVG, StromVV). Die Forderung nach einer Zertifizierung entlang der gesamten Messwesenskette, die einen hohen Sicherheitsstandard garantiert, ist eine Voraussetzung für die öffentliche Akzeptanz eines vorgeschriebenen Einsatzes intelligenter Messsysteme. Dieser Kontext stellt kein Hindernis für die Marktöffnung dar, kann aber den Zugang zum Innovationspotenzial erschweren⁴¹. Ein befragter Hauptakteur auf dem deutschen Markt weist darauf hin, dass « *die Suche nach der Standardisierung von Innovation, der Tod der Innovation bedeutet* ».
- Natürlich sind heute **nicht alle zukünftigen Innovationen bekannt**. Angesichts der Herausforderungen der Energiestrategie 2050, neuer technologischer Lösungen im Messwesenbereich und in der Digitalisierung, ist **das Potenzial im Energiebereich jedoch zweifelsfrei beträchtlich**. Die folgenden Hauptbereiche der Innovation in Bezug auf die intelligente Verbrauchsmessung können identifiziert werden:
 - **Innovationen im Verteilnetz:** optimierte Planung der Netzdimensionierung dank einer feineren Datenhistorie, vorbeugende Wartung durch Erkennung von Schwachstellen im Netzwerk, Verbesserung der Stromqualität (Reduzierung von Oberschwingungen und Unterspannungen/Überspannungen) oder dynamisches Lastmanagement auf dem Netzwerk, um die notwendigen Investitionen zu reduzieren.
 - **Innovationen für die Energieeffizienz:** Visualisierung der Verbrauchsdaten und Beratung auf Basis dieser, insbesondere in Verbindung mit "Smart Home"-Lösungen, Charakterisierung der Verwendungszwecke von Verbrauchsgütern, oder Optimierung der Einstellungen, insbesondere für die Wärmenutzung.
 - **Innovationen im Bereich der Flexibilität (Erzeugung und Verbrauch):** Implementierung der *time-of-use* oder dynamischen Tarife, *Demand-Side*

⁴⁰ Die Schwierigkeit bei der Entwicklung innovativer Versorgungsangebote, wie bspw. virtuelle Speicher, hängt mit dem geschlossenen Stromversorgungsmarkt zusammen und nicht mit dem Monopol bei den Messdienstleistungen.

⁴¹ Ein Akteur, der eine eigene Technologie entwickelt hat (z.B. eine Smart Home-Lösung), müsste Investitionen von bis zu 100 CHF pro Gerät (für begrenzte Mengen) tätigen, um die Konformität der Massnahme mit den geltenden Vorschriften zu bescheinigen.

Management (DSM), Batteriekontrolle oder Produktion, intelligentes Management des Aufladens von Elektrofahrzeugen.

- **Innovationen im Zusammenhang mit nicht-energetischen Anwendungen:** Komfort-Optimierung, *Property Management* oder andere Dienste wie E-Health oder Haussicherheit.
- Smart Metering, wie es in der StromVV definiert ist, reicht bereits für einige Innovationen aus (z.B.: gewisse Optimierungen der Netzwerkplanung, dynamische Tarife). **Für die Mehrzahl der innovativen Dienstleistungen sind jedoch die Messdaten des Hauptzählers (eher als die der einzelnen Zähler) ein notwendiges oder nützliches, aber nicht ausreichendes Element** (Bedarf an anderen Daten, wie die Temperatur, zusätzliche Ausrüstung wie Akteure, Submetering, *edge-computing*). Viele dieser Anwendungen entwickeln sich am Rande der regulierten Messung ohne "Metering"-Zertifizierung, auch in Ländern, in denen der Markt liberalisiert ist.

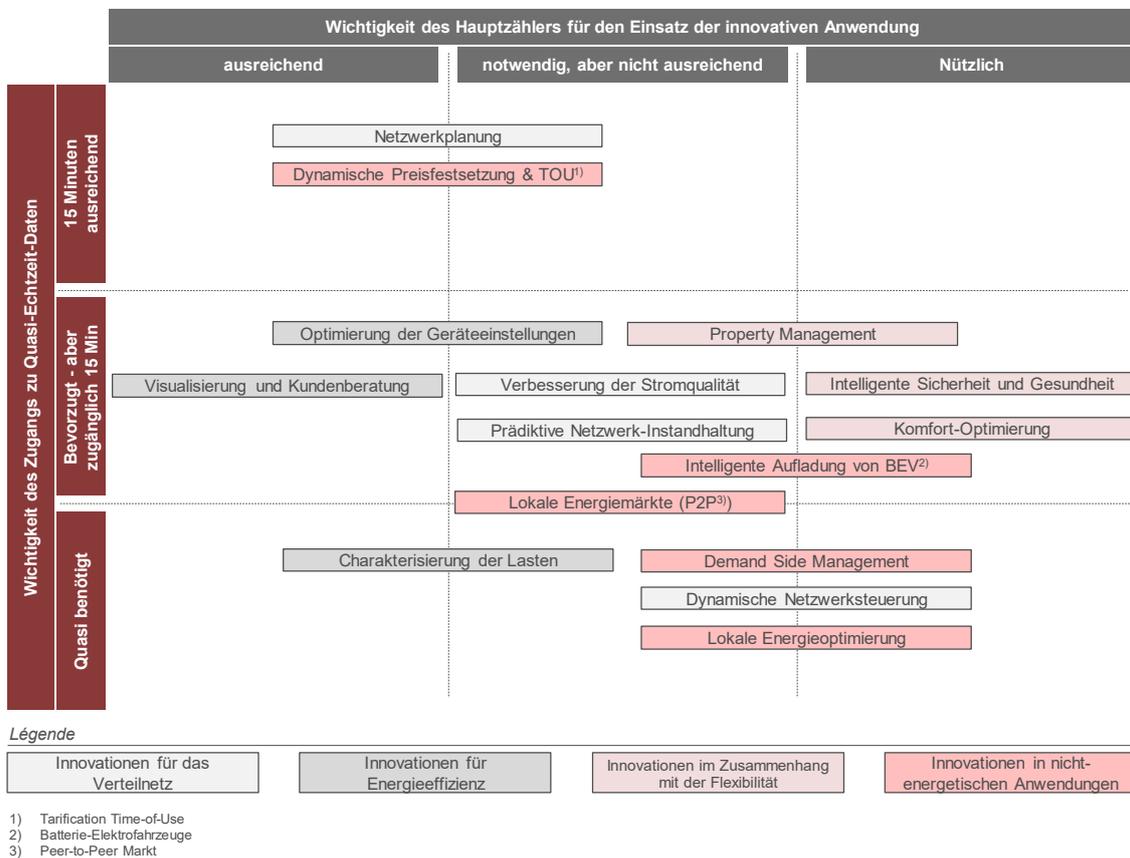


Abbildung 8 : Positionierung von Innovationen gemäss Wichtigkeit vom Smart Metering und der erforderlichen Granularität der Messung

- **Die Liberalisierung der Messung scheint keine zwingende Voraussetzung für Innovationen zu sein (der Dienstleistungsmarkt ist bereits offen – Lieferanten sind auf dem Schweizer Markt aktiv), sondern eine Möglichkeit um die Kosten zu optimieren** (Verwendung eines einzelnen Zählers für mehrere Zwecke). Die Analyse der

konsequenter Dynamisierung des Marktes - und andere Hindernisse für seine Entwicklung (z.B. Geschäftsmodelle, Flexibilität usw.) – erfordern eine zusätzliche spezifische Analyse⁴².

- Andere Hebel, alternativ oder ergänzend zur Liberalisierung, können vorhanden sein, um die Innovation zu fördern: **ein einfacher Zugriff auf Daten ist wichtig**. Vorschriften zur Genehmigung des Zugriffs auf Zählerdaten (auf einer lokalen Schnittstelle für Quasi-Echtzeit und bei einem Datahub mit geringerer Granularität) mit Standard-, Zeit- und Kostenanforderungen würde eines der Hauptbedürfnisse der Marktteilnehmer erfüllen (einschliesslich Lieferanten und Dienstleister):
 - Diese Regulierungsmassnahmen wären in jedem Fall erforderlich, um eine wirksame Liberalisierung zu gewährleisten (mehrere innovative Systeme können involviert sein und den Zugang zu Daten erfordern).
 - Die Erläuterungen der Ausführungsbestimmungen vom 1. November 2017 zum neuen Energiegesetz gingen bereits 2016 in diese Richtung, in der insbesondere gefordert wurde, die lokale Schnittstelle kostenlos zur Verfügung zu stellen. Wir haben jedoch Vorbehalte gegen die ordnungsgemässe Anwendung dieser Erläuterungen, **angesichts mehrerer Rückmeldungen von IoT / RCP-Akteuren, die im Rahmen der Studie befragt wurden und darauf hinweisen, dass in bestimmten Fällen, die vom VNB auferlegten Verzögerungen oder Kosten unerschwinglich seien.**

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

- **Im Kontext der Marktöffnung kann der Wechsel des Dienstleistungsanbieters aus der Sicht des Endkunden zu Einsparungen /Vorteilen führen, denn sonst würde er nicht wechseln:** ein Dienstleistungsanbieter, der von grösseren Skaleneffekten profitiert (beeinflusst die Kosten der Massnahme am meisten) wird den Kunden wahrscheinlich ein vorteilhafteres Angebot unterbreiten können (Kauf von Zählern in grösseren Volumen, Druck auf die Installationskosten, Fähigkeit, fortschrittlichere Technologien wie Cloud- oder IoT-Lösungen zu nutzen, Verhandlung von vorteilhaften Telekommunikationsverträgen⁴³).

⁴² Für solche eine Gesamtanalyse sollte Folgendes in Betracht gezogen werden: Modellierung der wirtschaftlichen Fälle innovativer Lösungen und Quantifizierung des potenziellen wirtschaftlichen Wertes, Modellierung von potenziell wirtschaftlichen innovativen Lösungen unter Berücksichtigung der Marktmodelle und wichtigen Rahmenbedingungen, Identifizierung der Hindernisse für deren Umsetzung (Unterschiede in verschiedenen Marktmodellen und Ansätze zu deren Auflösung), Verteilung des zusätzlichen wirtschaftlichen Wertes entsprechend der Auflösung von Hindernissen, insbesondere im Messwesen.

⁴³ Die P2P Kommunikationskosten (NB-IoT oder zukünftige 5G) haben sich stark reduziert und erlauben jetzt Kosten von einigen CHF / Meter / Jahr.

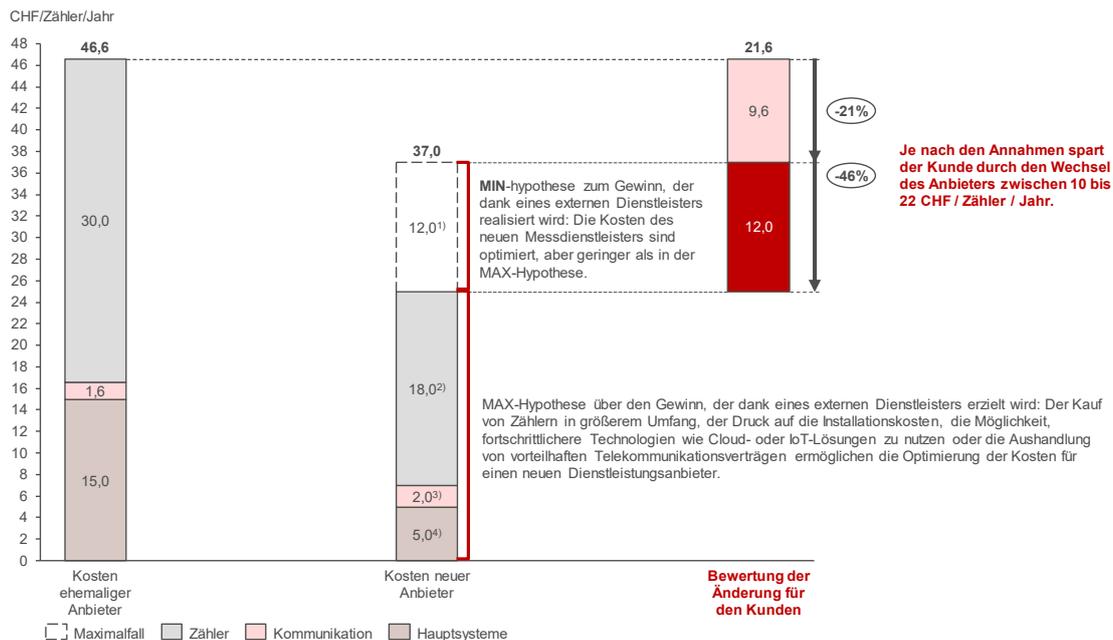


Abbildung 9 : Auswirkung des Lieferantenwechsels aus Sicht des Kunden bei einem Übergang von einem PLC-Zähler auf einen P2P-Zähler für einen Privatkunden im Rahmen einer Marktöffnung in 2024 – Vereinfachte und statische Daten zur Abbildungszweck [CHF/Zähler/Jahr]

- Da die Messkosten hauptsächlich von Skaleneffekten beeinflusst werden, **wären die grossen Schweizer VNBs durchaus im Vorteil** (höhere Kaufvolumen, zentrale Systeme vorhanden, Trend zu Investitionen in nationale Gebäudetechnik-Tochtergesellschaften ausserhalb ihres Netzgebietes). Diese Situation ist in den Niederlanden zu finden, wo die VNBs Tochtergesellschaften gegründet haben, die sich dem liberalisierten Grossverbrauchersegment widmen.
- Von einem Anbieter mit **50.000 Zählern bis hin zu einem Anbieter mit 100.000⁴⁴ bzw. 200.000⁴⁵ Zählern, variieren die erzielbaren Gewinne zwischen 30% und 50%** (vergleichbar mit den in Deutschland beobachteten Rückgängen von 10% bis 40% bei Grosskunden und Multisite-Kunden). Solche Vorteile für Grossverbraucher sind sehr wahrscheinlich. Aufgrund der Vermarktungskosten dürften vergleichbare Vorteile im Segment der Kleinverbraucher eher unwahrscheinlich sein.
- **Angesichts des schweizerischen Wirtschaftssystems und unter Berücksichtigung versunkener Investitionen verursacht der Lieferantenwechsel jedoch Kosten in der Größenordnung von einigen zehn Franken pro Jahr⁴⁶.** Diese Kosten werden hauptsächlich von den VNBs getragen und über die Netznutzung auf alle Endkunden abgewälzt (Cost-Plus-Regulierung während des Rollouts).

⁴⁴ Situation, die zur Quantifizierung des Worst-Case Eröffnungsszenarios verwendet wird.

⁴⁵ Situation, die zur Quantifizierung des Best-Case Eröffnungsszenarios verwendet wird.

⁴⁶ Für den Übergang eines VNBs mit 50'000 Metern zu einem Messdienstleister mit der Verwaltung von mehr als 100.000, bzw. mehr als 200.000 Messpunkten.

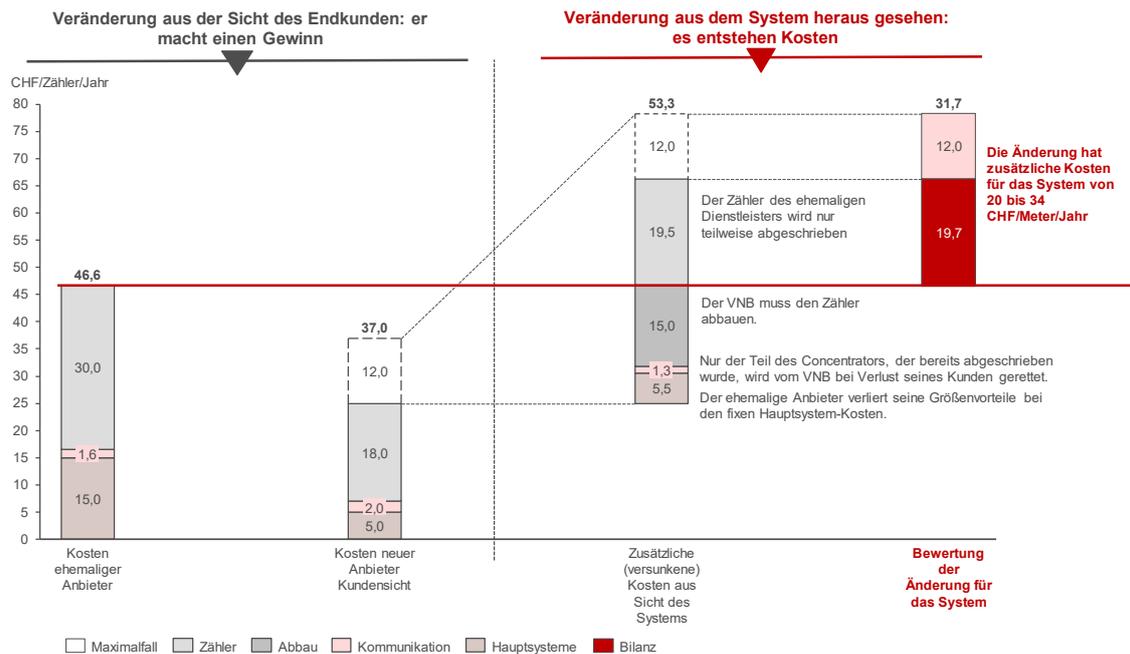


Abbildung 10: : Auswirkung des Lieferantenwechsels vom System aus gesehen bei einem Übergang von einem PLC-Zähler auf einen P2P-Zähler für einen **Privatkunden** im Rahmen einer **Marktöffnung in 2024 – Vereinfachte und statische Daten zur Abbildung** [CHF/Zähler/Jahr]

- Die dynamische Kosten-Nutzen-Analyse⁴⁷ für eine Marktöffnung im Jahr 2024 weist aus, dass die Systemkosten bei etwa zehn Millionen Franken (Kapitalwertbetrachtung über zehn Jahre) liegen, wenn durchschnittlich 1% der Kunden, die den Messdienstleister wechseln, und bei 10% dieser Kunden wird die Messung und die Innovation zusammen durchgeführt.

Mehrere Punkte sind bei diesem Ergebnis zu beachten:

- Unabhängig welches Modell gewählt wird, das Ergebnis der Analyse erscheint bei einer sehr niedrigen Wechselrate des Messdienstleisters geringfügig im Verhältnis zu den Gesamtkosten des Messwesens. Bestimmend ist hierbei die Annahme, dass die Marktdurchdringung alternativer Angebote begrenzt bleibt. Bei allen anderen festgelegten Parametern wären bei einer hohen Durchdringung die versunkenen Kosten und damit die Gesamtkosten für das System erheblich.
- Das Erzeugersegment (klein und gross) oder Ladestationen für Elektrofahrzeuge haben eine nahezu neutrale Bilanz für das System. Dies ist auf die besonderen Eigenschaften dieser Segmente zurückzuführen: eine sehr starke Wachstumsdynamik der Zahl der PV-Installationen in der Schweiz (CAGR₂₀₁₄₋

⁴⁷ Abbildung 5 stellt die Methodik vor: das auf Eingaben basierende Modell variiert jährlich über einen Zeitraum von zehn Jahren ab dem Eröffnungsdatum (die eine Variable ist) den Status des Zählerparks und die Höhe der Gewinne/Kosten der Systemänderungen für jede Kundenkategorie.

2018 ~13%) reduziert die versunkenen Kosten, weil die Anlagen neu und daher nicht ausgerüstet sind. Um in der Analyse noch weiter zu gehen, hätte man sich vorstellen können, die integrierten Zähler der Photovoltaik-Wechselrichter und elektrischen Ladestationen ebenfalls zu betrachten. Diese Zähler sind jedoch nicht METAS-zertifiziert, und dies würde die Frage nach einer Ausnahme aufwerfen, die heute nicht vorgesehen ist⁴⁸.

- Das Segment der Grossverbraucher folgt einer ähnlichen Dynamik wie das Segment der Kleinverbraucher, jedoch mit einer geringeren maximalen Auswirkung auf die Systemkosten: obwohl eine weitere Marktöffnung für diese Kunden erwartet werden kann, bleibt die Anzahl der Messpunkte sehr begrenzt (~55'000 Kunden, die in der Schweiz mehr als 100 MWh verbrauchen).
- Das Modell mit P2P-Spezifikation (Modell 2) hat die niedrigste Kostenspanne für das System (3,4 bis 10 MCHF), weil vermieden wird, den Zähler beim Messdienstleisterwechsel auszutauschen. Für den Kunden, der sich für ein Alternativangebot entscheidet, geht jedoch ein erheblicher Teil des potenziellen Gewinns verloren (weil der Zähler und seine Installation ~60% der Gesamtkosten ausmachen) und schafft die Gefahr, dass der derzeitige SM-Rollout ins Stocken gerät⁴⁹ (neuer Standard).
- **Die Analyse integriert Einsparungen, die durch Synergien mit innovativen Lösungen⁵⁰ ermöglicht werden** – angesichts der Durchdringung dieser Lösungen in den nächsten zehn Jahren werden die Gesamtkosten jedoch nicht umfassend kompensiert.
- Die Kosten-Nutzen-Analyse berücksichtigt die Auswirkungen der Öffnung auf die von den VNBs verlangten Preise nicht, weil die Analyse der Länder, die den Markt in den letzten zehn bis zwanzig Jahren liberalisiert haben, bislang keine klaren Auswirkungen zeigen. Frühere Studien betonen, dass bei einem geringen Liberalisierungsgrad die Auswirkungen minimal bleiben dürften⁵¹.

⁴⁸ Es ist zu beachten, dass einige Hersteller von E-Ladestationen einen MID-zertifizierten Zähler (europäische Norm) im Gerät anbieten; dies ist bei PV-Wechselrichtern nicht der Fall. Es ist sehr unwahrscheinlich, dass die Hersteller von E-Ladestationen und Wechselrichtern METAS-zertifizierte Elemente für die Datensicherheit anbieten oder verwenden werden.

⁴⁹ Die Verpflichtung der Verteilnetzbetreibern (VNB's) intelligenten Zähler einzuführen, erfordert grosse Anstrengungen und Investitionen in Ausrüstung, IT-Systeme und Projektleitung. VNB's haben sich häufig für Technologien mit MESH-Architekturen (RF und PLC) entschieden. Angesichts der Einführung eines technischen Standards, der die strategischen und technischen Entscheidungen einiger VNB's in Frage stellen könnte, könnten sie beschliessen, ihr Projekt auf unbestimmte Zeit einzufrieren um die Auswirkungen abzuschätzen, wie z.B. alle Einzelheiten vom Gesetzgeber oder die Antwort der Hersteller abzuwarten, die Bearbeitung laufender Aufträge oder mögliche versunkene Kosten usw.

⁵⁰ Die Studie quantifiziert diese Synergien als Einsparungen bei der Installation und Anschaffung eines zusätzlichen Zählers und bei den Kommunikationskosten.

⁵¹ Die WIK-Studie (2015) [1] weist darauf hin, dass eine Öffnung mit weniger als 2% Wettbewerbsdurchdringung nicht zu Kostendruck führt.

- Die gewählte niedrige Rate der Markttöfung (im Durchschnitt 1% der Kunden, die den Messdienstleister wechseln) und die Tatsache, dass wir keine Auswirkungen auf die Tarife der VNBs in Betracht nehmen, basiert auf den Erfahrungen, die wir aus anderen Ländern gemacht haben. Zu beachten ist auch, dass der Gewinn für den Endkunden (von ungefähr 10 CHF/Jahr) unterhalb der klassischen Schwellenwerte für die Auslösung eines Wechsels des Dienstleisters liegt.
- Schliesslich berücksichtigen wir keine weiteren verbundenen Kosten, die diese Bilanz wesentlich verschlechtern könnten, insbesondere die « Kosten für die Anpassung von VNB-Prozessen und IS-Systemen », die « Geschäftskosten » und die « Kosten im Zusammenhang mit der Verschlechterung der Querverbundunternehmen »⁵².

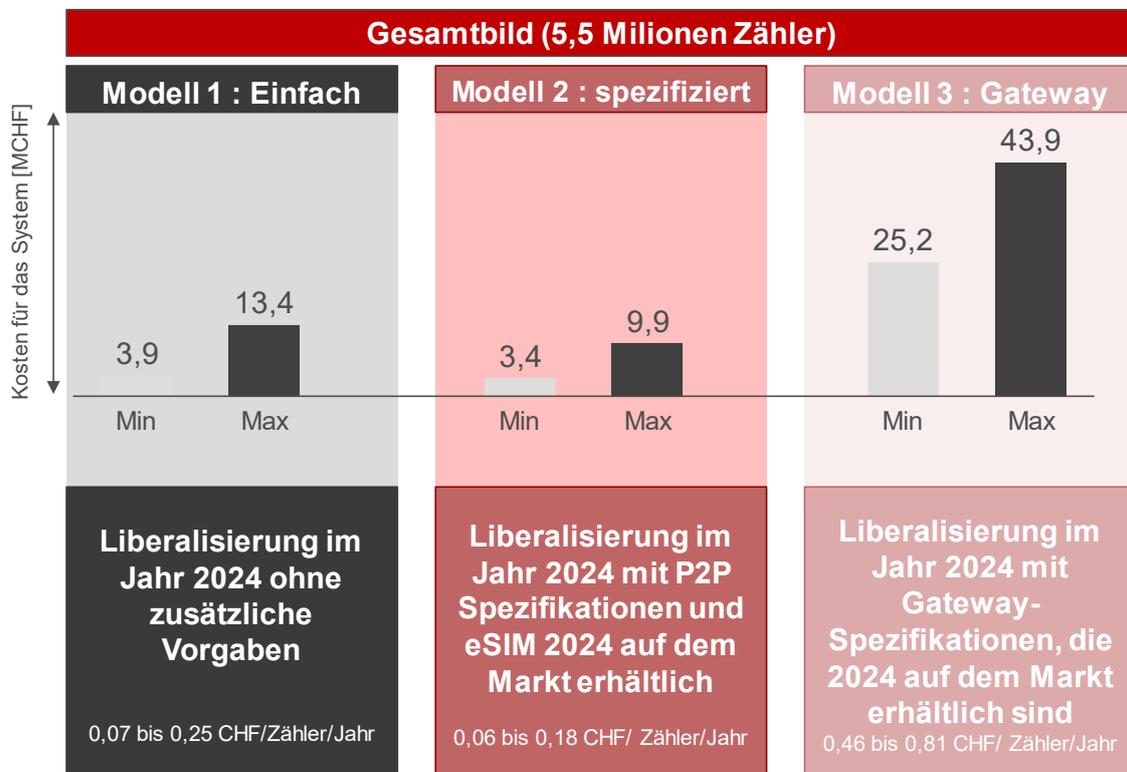


Abbildung 11 : Ergebnisse der dynamischen CBA als Funktion des Modells in den MIN und MAX Fällen (im Durchschnitt 1 % der Kunden wechseln den Messdienstleister und bei 10 % dieser Kunden wird das Messwesen/die Innovation zusammen durchgeführt) - Nettogegenwartswert bei 3,83% bei zehn Jahren [MCHF]

⁵² Viele VNBs haben ein Querverbundunternehmen und nutzen intelligente Stromzähler, um andere Sparten fern auszulesen. Im Falle eines Wechsels des Dienstleisters / der Auferlegung eines Standards könnten Synergien verloren gehen.

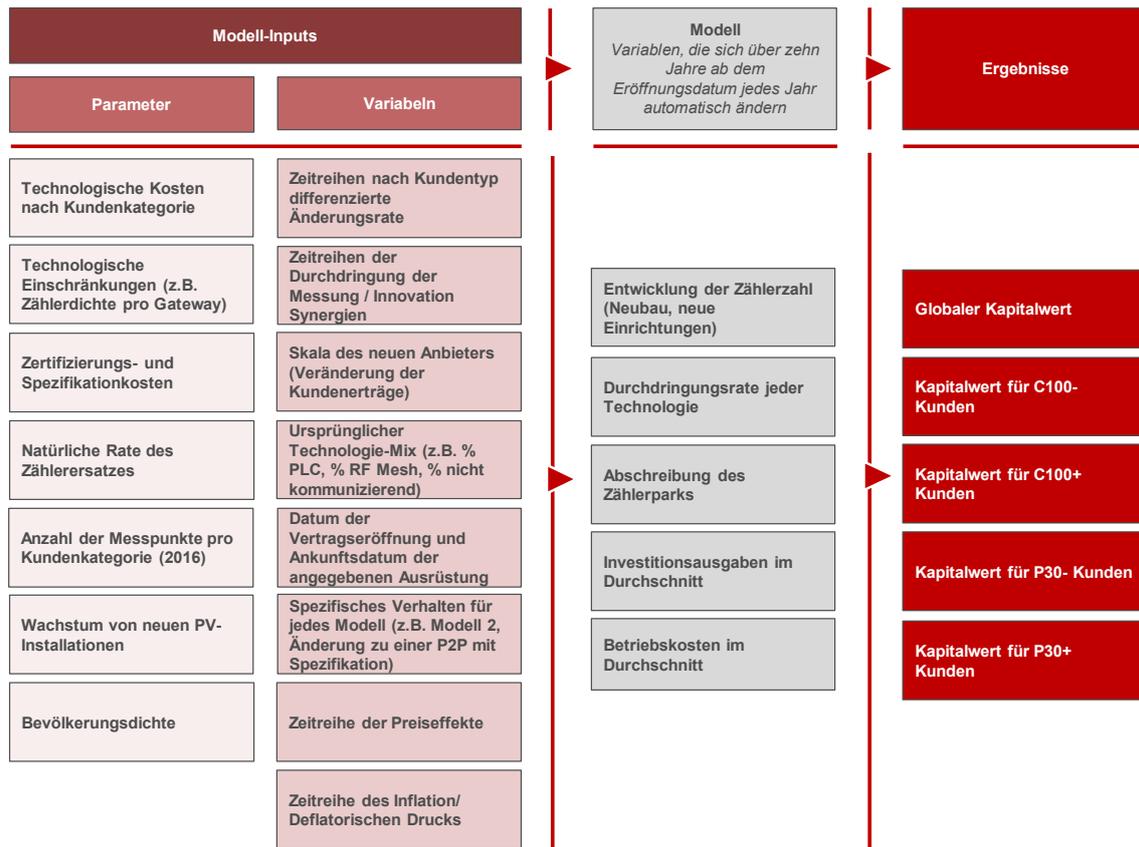


Abbildung 12 : Vereinfachte Sicht auf die Methodik des dynamischen Analysemodells der Kosten-Nutzen-Analyse

- Die dynamische Kosten-Nutzen-Analyse zeigt, dass der Haupteinflussfaktor das Datum der Marktöffnung sein dürfte.** Der heutigen Park neuer intelligenter Zähler wird nach 2030 abgeschrieben sein und die versunkenen Kosten werden erheblich geringer sein, so dass ein wirtschaftlicher Gewinn entstehen kann.⁵³ Darüber hinaus wird in naher Zukunft eine Reihe neuer Technologien eingeführt (Kommunikation NB-IoT und 5G, Big Data Cloud Lösungen, Entwicklung des IoT-Ökosystems), von denen einige bereits von VNBs verwendet werden, die eine deutlich erhöhte Interoperabilität ermöglichen könnten.

⁵³ Eine frühere Öffnung könnte vorgesehen werden, indem die versunkenen Kosten zunächst dem Kunden in Rechnung gestellt würden, um die externen Effekte der versunkenen Kosten zu internalisieren. Dies würde ein besser geeignetes wirtschaftliches Signal erzeugen (Änderungen würden sich zunächst auf amortisierte Zähler konzentrieren), wäre aber in der Umsetzung komplexer.

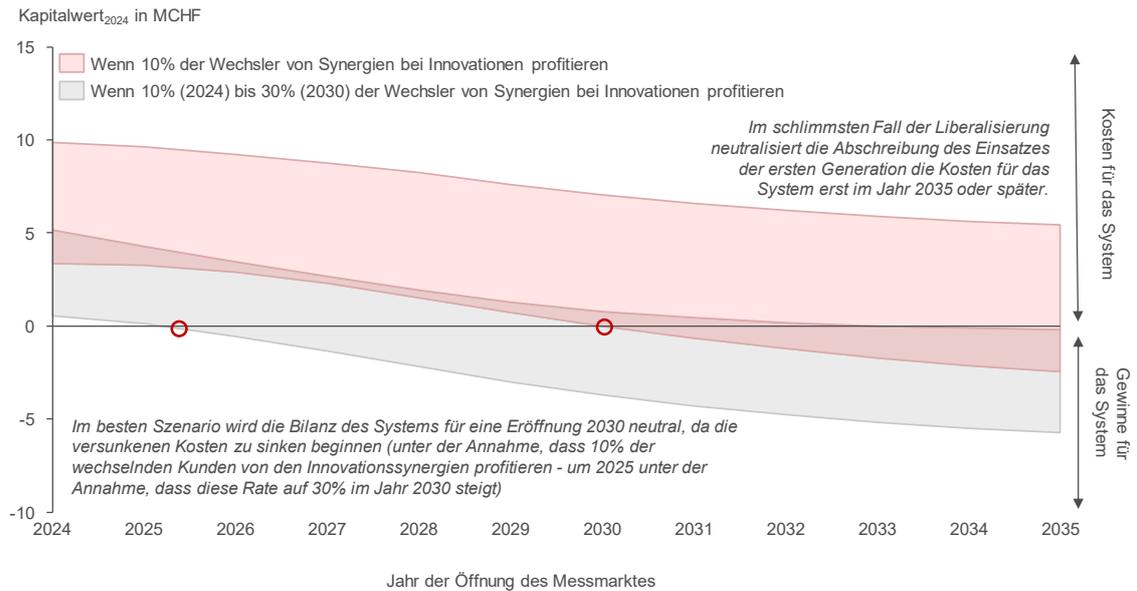


Abbildung 13 : Auswirkung des Datums der vollständigen Marktöffnung auf die Kosten des Systems für das Modell 2 bei einer durchschnittlichen Durchdringung des Wettbewerbs von 1 %, in zwei Fällen der Durchdringung der Messwesen- und Innovationssynergien für Kunden, die den Dienstleister wechseln [Kapitalwert₂₀₂₄ in MCHF]

- In einem Szenario, in dem zählergestützte Innovationen bei Kunden, die von ihrer Wahlfreiheit Gebrauch machen, signifikant präsent wären (mehr als 30% im Jahr 2030 bei Kunden, die den Dienstleister wechseln), hätte die Liberalisierung einen wirtschaftlichen Wert. Dieses Szenario kann zwar nicht ausgeschlossen werden, erscheint aber bisher unsicher.

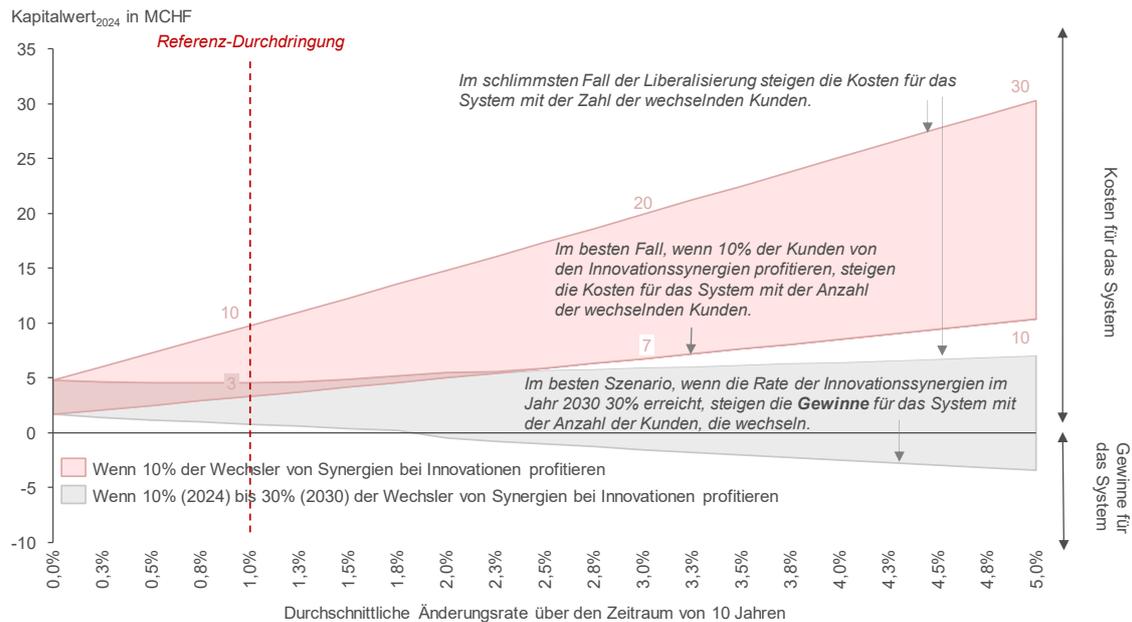


Abbildung 14 : Auswirkung der durchschnittlichen Öffnungsrate auf die **Kosten des Systems für das Modell 2 in zwei Fällen der Innovationsdurchdringung, für eine Marktöffnung in 2024**
[Kapitalwert₂₀₂₄ in MCHF]

Empfehlungen zur Liberalisierung

- Die Liberalisierung, falls sie durchgeführt wird, sollte mit Regulierungsmassnahmen und einer starken Regulierungsaufsicht eingehen:** Zertifizierung von Messgeräten⁵⁴, Implementierung eines grundlegenden Messdienstes, Preisregelung für VNBs, Messstellenbetreiber-Wechselprozess, Management von Betreiber ausfällen, Bedingungen für die Rücknahme von VNB-Geräten und umgekehrt, Verwaltung der 80%igen Einsatzverpflichtung, Verwaltung lokaler VNB-Besonderheiten wie Vorauszahlung. Das Management von Querverbundunternehmen⁵⁵ ist ein eigenständiges Thema, das vertieft werden muss. **Darüber hinaus wird die Liberalisierung wahrscheinlich Kosten für das System verursachen angesichts der kürzlichen Erneuerung der Zählerpark und eines ungewissen Beitrags zur Innovation.**

⁵⁴ Da die Verwaltung einer Messinfrastruktur als kritische Aktivität angesehen wird, ist es wichtig, dass Neueinsteiger in diese Aktivität, einerseits eine finanzielle Solidität nachweisen, die es ermöglicht, Ausfälle zu verhindern, aber auch eine Garantie für Qualität und Sicherheit der Informationsprozesse präsentiert (z.B. ISO 270001 Zertifizierung).

⁵⁵ VNBs sind im Allgemeinen Querverbundunternehmen (Wasser, Wärme, Gas zusätzlich zu Elektrizität) und fördern den Einsatz intelligenter Messsysteme zur Fernablesung der Zähler aller Sparten. Es scheint schwierig für einen neuen Dienstleister, den Ersatz anderer Sparten zusätzlich zu den bestehenden anzubieten, sodass VNBs ihre Backup-Infrastruktur überprüfen müssten.

- Die wirtschaftlichen und innovativen Vorteile der Liberalisierung sind ungewiss. Die folgenden Alternativen wurden identifiziert:
 - **Erleichterung des Zugangs zu Daten (lokal in Echtzeit und über einen Datahub mit einem 15-Minuten-Schritt)** durch den Kunden und die Dienstleister scheint für die Förderung von Innovationen unerlässlich zu sein. Es wird empfohlen, in Übereinstimmung mit dem StromVV-Bericht "Energiestrategie 2050" und dem erläuternden Bericht zur Revision des StromVG, die Nutzung eines Datahub-Standards und eines lokalen Anschlusses vorzusehen, innerhalb kurzer Zugriffszeiten durch den Kunden und kostenlos (Systemkosten, die im Netznutzungstarif geteilt werden).
 - **Der Zugriff auf eine Anreizregulierung** könnte die VNBs dazu ermutigen, ihre Einsätze zu optimieren, insbesondere durch deren Mutualisierung.
- Längerfristig könnte für eine zweite Phase des Rollouts mit einer abbeschriebenen Zählerpark und mit der Einführung von Standards, die eine erhöhte Interoperabilität und Innovation ermöglichen, eine Öffnung überdacht werden. Wir raten jedoch davon ab, kurzfristig Standards aufdringlich durchzusetzen, da sich die Technologien noch immer schnell weiterentwickeln und dies die Gefahr bringt, den derzeitigen Rollout zu stoppen.
- Zum Thema Innovation in Bezug auf die Energiestrategie 2050 könnte ein ganzheitlicher Ansatz zu Schranken und Hebeln in Betracht gezogen werden – Messung ist nur ein Aspekt unter anderen:
 - **Welche Hindernisse bestehen hinsichtlich der Rentabilität innovativer Geschäftsmodelle, insbesondere solcher, die durch neue digitale Technologien ermöglicht werden?** (z.B.: IoT, DSM-Bewertungsmodelle, Herkunftsnachweis-Modelle, Netznutzung- und Energietarife, Sektorkopplung und Synergien in Querverbundunternehmen)
 - **Wie können energetische Daten (insbesondere mit einer dedizierten Dateninfrastruktur und auf der Ebene eines Datahub⁵⁶), nicht-energetische Daten und Synergien untereinander entwickelt, gemeinsam genutzt und verwertet werden? Wie kann die Interoperabilität auf lokaler Ebene entwickelt werden - in einem "Smart Home"-Kontext, der zunehmend von den Web-Giganten dominiert wird?**
 - **Wie kann das Wissen und das Bewusstsein der Bevölkerung in Bezug auf Energiefragen und die Modelle, die eine rationelle und intelligente Nutzung der Energie ermöglichen, verbessert werden?**

⁵⁶ Zurzeit arbeitet das BFE mit dem Aufbau des Energiedatenmodells für 2025 im Rahmen der Revision des StromVG an diesem Thema der Dateninfrastruktur.

Sommaire

1	Résumé managérial	0
2	Zusammenfassung	16
3	Contexte, objectifs et méthodologie de l'étude	35
3.1	Contexte et objectifs	35
3.2	Méthodologie de l'étude	36
4	Situation du marché du comptage électrique en Suisse	37
4.1	Cadre légal du comptage d'électricité en Suisse	37
4.1.1	Synthèse du périmètre et de la situation du cadre légal en Suisse	37
4.1.2	L'OApEI définit le GRD comme responsable de la prestation de mesure et de l'exploitation de la station de mesure ; ce monopole est toutefois affaibli dans certains cas (RCP, producteur > 30 kVA)	39
4.1.3	Au titre de responsable de la mesure, le GRD est responsable d'appliquer de convertir 80% de ses points de mesure en systèmes de mesure intelligent d'ici 2027	39
4.1.4	Les coûts de la mesure télérelevée sont perçus comme élevés en Suisse, principalement du fait d'un manque d'effet d'échelle sur les systèmes SI qui devrait disparaître avec le déploiement massif de SMI	43
4.1.5	Un système de mesure intelligent nécessite une certification METAS pour la sécurité des données, en plus des obligations métrologiques préexistantes	47
4.1.6	Borne de recharge électrique et installations solaires photovoltaïques constituent une part croissante des points de mesure raccordés au réseau ; les compteurs embarqués dans ces installations doivent en général être doublés d'un compteur certifié pour la mesure régulée	50
4.1.7	Le nouveau projet de révision de la LApEI proposait une ouverture partielle du marché du comptage électrique pour les grands consommateurs et producteurs, avec un accueil très hétérogène	51
4.2	Interopérabilité des éléments d'un système de mesure intelligent	52
4.2.1	Introduction aux éléments permettant d'évaluer l'interopérabilité	52
4.2.2	Interface entre le compteur électrique et le réseau HAN	55
4.2.3	Interface entre le compteur et le réseau NAN et interface entre le NAN et le WAN (HES)	57
4.2.4	Interface entre le compteur et le réseau WAN (HES)	63

4.2.5	Interface entre le HES et le MDMS	65
4.2.6	Interface du MDMS aux couches de niveau supérieur (EDM, systèmes tiers, SI Facturation)	66
4.3	Déploiements en Suisse	66
4.3.1	Les projets de déploiement des GRD sont largement engagés, avec plus d'un million de compteurs installés ou commandés ; deux tendances émergent avec des partis pris technologiques divergeant entre application stricte de l'OApEI et ambition de développement de services autour de cette opportunité de digitalisation	67
4.3.2	Un marché des services aux GRD s'est développé autour des prestations de déploiement initial des SMI et de prestation de mesure	68
4.3.3	Des chaînes de comptage parallèles aux systèmes régulés sont mis en place pour proposer des services	68
5	Enseignements des marchés du comptage électrique libéralisés en Europe (Allemagne, Pays-Bas, Royaume-Uni)	70
5.1	Etude du cas Allemand	70
5.1.1	Enseignements du cas allemand	70
5.1.2	Le marché des MSB / MDL est ouvert en Allemagne depuis 2005 et s'inscrit aujourd'hui dans le déploiement de systèmes de mesure intelligents (iMS)	71
5.2	Etude du cas néerlandais	85
5.2.1	Enseignements du cas néerlandais	85
5.3	Etude du cas anglais	87
5.3.1	Enseignements du cas anglais	87
6	Modèles de libéralisation de l'exploitation et prestation de mesure de décompte pour la Suisse	89
6.1	Modèles pour la libéralisation du comptage en Suisse	89
6.1.1	Plusieurs modèles d'organisation sont possibles selon où se place dans le SMI le point de d'interface entre éléments standards et éléments singuliers des acteurs	89
6.1.2	Plusieurs options fondamentales de conception de l'ouverture du marché présentent (temporalité, segments ouverts, responsabilité de base, encadrement de prix) ainsi que les mesures réglementaires à prendre pour garantir l'efficacité d'un tel marché	97
6.2	Analyse coût-bénéfice	104
6.2.1	Les principes de l'analyse coût-bénéfice (CBA) reposent sur une approche standard	104
6.2.2	Illustration du raisonnement de la construction des résultats	109

6.2.3 Résultats de l'analyse coûts-bénéfices (CBA)	115
6.2.4 Sensibilité et dynamique des résultats du modèle	120
6.3 Innovation	125
6.3.1 L'accès aux données du compteur principal du client est un élément nécessaire ou utile, mais rarement suffisant pour le bon fonctionnement des services innovantes	126
6.3.2 Le développement de l'innovation en lien avec les services énergétiques passe par trois axes qui excèdent largement le seul sujet du comptage	135
7 Annexes	139
7.1 Bibliographie	139
7.2 Les paramètres du modèle de CBA	140
7.3 Les variables scénarisées du modèle de CBA	144
7.4 Table des figures	144
7.5 Glossaire	148

3 Contexte, objectifs et méthodologie de l'étude

3.1 Contexte et objectifs

La métrologie est une activité historique des GRD, exercée en monopole, et à ce titre soumise à la régulation Cost+. Les développements récents vont dans le sens d'un amoindrissement de ce monopole. L'arrêt du Tribunal Fédéral du 14 juillet 2016 autorise les producteurs de plus de 30 kVA à choisir le prestataire du service de comptage. La LEnE a introduit en 2018 le droit de former des regroupements pour la consommation propre (RCP / ZEV) où le comptage interne est de la responsabilité du propriétaire foncier. La consultation sur la révision de la LAPeI engagée fin 2018 qui proposait une libéralisation complète du marché de l'électricité intégrait une libéralisation partielle du comptage pour les clients à la consommation supérieur à 100 MWh.

Le 27 septembre 2019, suite à la publication des résultats de la consultation, le Conseil Fédéral a réaffirmé sa volonté de poursuivre l'ouverture du marché de l'électricité, dans la ligne de la Stratégie Energétique 2050. Les retours sur la libéralisation partielle du comptage ont été hétérogènes et poussent l'OFEN à étudier plus en avant le sujet.

Au-delà de ces questions d'ouverture, le marché du comptage connaît plusieurs évolutions importantes. Les GRD ont reçu dans la Stratégie Energétique 2050, l'obligation d'équiper d'ici fin 2027, 80% de leurs points de mesure en système de mesure intelligent. Le développement de la production décentralisée intermittente, le développement attendu de la gestion de la flexibilité et les perspectives de couplage des secteurs énergétiques (électricité / gaz ; électricité / chaleur) créent de nouveaux besoins de comptage (pseudo-temps réel, qualité, sous-comptage, etc.) et d'interaction avec les différentes parties prenantes du système électrique. Enfin, le développement de la digitalisation offre de nouvelles solutions, notamment au niveau des plateformes de données pour gérer ce parc d'objets connectés et le valoriser.

Dans ce contexte l'OFEN concentre sa réflexion sur les possibles organisations de la chaîne de valeur dans un tel marché ouvert et étudie notamment l'ouverture du marché de la métrologie. En parallèle, plusieurs distributeurs ont engagé en Suisse un déploiement de compteurs intelligents et de l'infrastructure de systèmes d'information liée (*Meter Data Management System* – MDMS et *Head End System* – HES). Ces déploiements se sont inscrits dans le cadre de la Stratégie Energétique 2050 qui, si elle cadre les fonctionnalités et contraintes de sécurité, n'impose pas de technologie ou de standard d'interopérabilité. De fait, ces déploiements se font dans un marché technique du comptage s'appuyant sur des systèmes propriétaires, et où l'interopérabilité n'est pas un standard : entre les compteurs et les concentrateurs, entre les systèmes de collecte et les systèmes de traitement des données de mesure, entre les systèmes de traitement et les SI Facturation.

Dans ces conditions, l'ouverture du marché pose un défi d'organisation (marché jusqu'alors monopolistique avec des barrières à l'entrée qui risquent d'être élevées sans régulation forte, rôle des différents acteurs) et un défi technique (quel modèle pour la chaîne de comptage : à quel

niveau doit intervenir l'interopérabilité, à quel niveau doit intervenir le DataHub alors que les premiers projets de smart metering arrivent en production).

Pour se positionner vis-à-vis d'une telle mesure, l'OFEN souhaite disposer d'une étude répondant aux questions suivantes :

- Est-ce que l'ouverture s'accompagnera d'économies à l'échelle suisse et à l'échelle du client final ?
- Est-ce que l'ouverture favorisera le développement d'innovations dans le domaine de l'énergie, susceptibles de concourir à l'atteinte des objectifs de la Stratégie Energétique 2050 ?

3.2 Méthodologie de l'étude

Dans le cadre de cette étude, il nous apparaît important de ne pas partir d'une feuille blanche pour imaginer un système idéal, mais de prendre en considération le cadre légal, l'état de l'art technologique et les projets en cours de l'industrie. La première partie constitue donc en une analyse du cadre légal en place (responsabilités du comptage, certifications des systèmes pour la mesure de décompte, définition d'un système de mesure intelligent et obligation de déploiement), de l'état de l'art technologique (transcription sur le marché des systèmes de mesure intelligent, niveau d'interopérabilité), des projets de déploiement portés par les GRD. Elle sera conclue par l'analyse des retours sur le projet de libéralisation partielle de la LApEI.

Avant d'envisager des modèles de libéralisation du comptage pour la Suisse, de nombreux enseignements peuvent être tirés des retours d'expérience de pays européens qui ont ouvert partiellement ou totalement le comptage électrique (Allemagne, Pays-Bas, Royaume-Uni). La deuxième partie permettra d'entrer en détail dans leur organisation du marché, cadre technologique du déploiement des systèmes de mesure intelligent et conséquences en termes de concurrence, niveau de prix pour le client final et développement d'innovations.

La troisième partie sera dès lors consacrée aux modèles d'ouverture du comptage en Suisse (totale ou partielle, avec ou sans responsable par défaut, avec ou sans plafonnement de prix) et les conditions de leur faisabilité technique (en cas de changement de prestataire, quelle partie du système de mesure changer ou conserver). Une analyse coûts-bénéfices permettra d'évaluer leur niveau de pertinence économique (notamment en prenant en compte les coûts échoués) et une analyse qualitative leur impact sur l'innovation dans les systèmes énergétiques (applications smart grids, sous-comptage...).

Il est à noter que l'étude est connexe au sujet de la communication entre acteurs du marché (EDM, SDAT) et du DataHub, qui ne fait pas ici l'objet d'une évaluation ; nous concentrons l'étude au niveau des couches plus basses et feront intervenir le DataHub comme un paramètre si nécessaire. Nous n'étudions pas non plus les marchés qui sont déjà ouverts partiellement ou totalement (par ex. facturation qui est du ressort du fournisseur d'électricité, services énergétiques comme la flexibilité).

Pour éviter les risques d'une étude coupée du marché concret, nous avons conduit une série d'entretien avec des prestataires et fournisseurs de solutions technologiques et de la régulation en Suisse et en Europe. Nous avons ainsi réalisé des entretiens auprès des acteurs suivants :

- L'Office Fédéral de la Métrologie (METAS) ;
- Trois fabricants de compteurs actifs en Suisse et l'association représentative de concepteurs d'éléments du système de mesure intelligent ;
- Deux prestataires de service Smart Home / Smart Building ;
- Un opérateur télécom suisse ;
- Le régulateur allemand ;
- Deux exploitants / prestataires de mesure du marché allemand (wMSB).

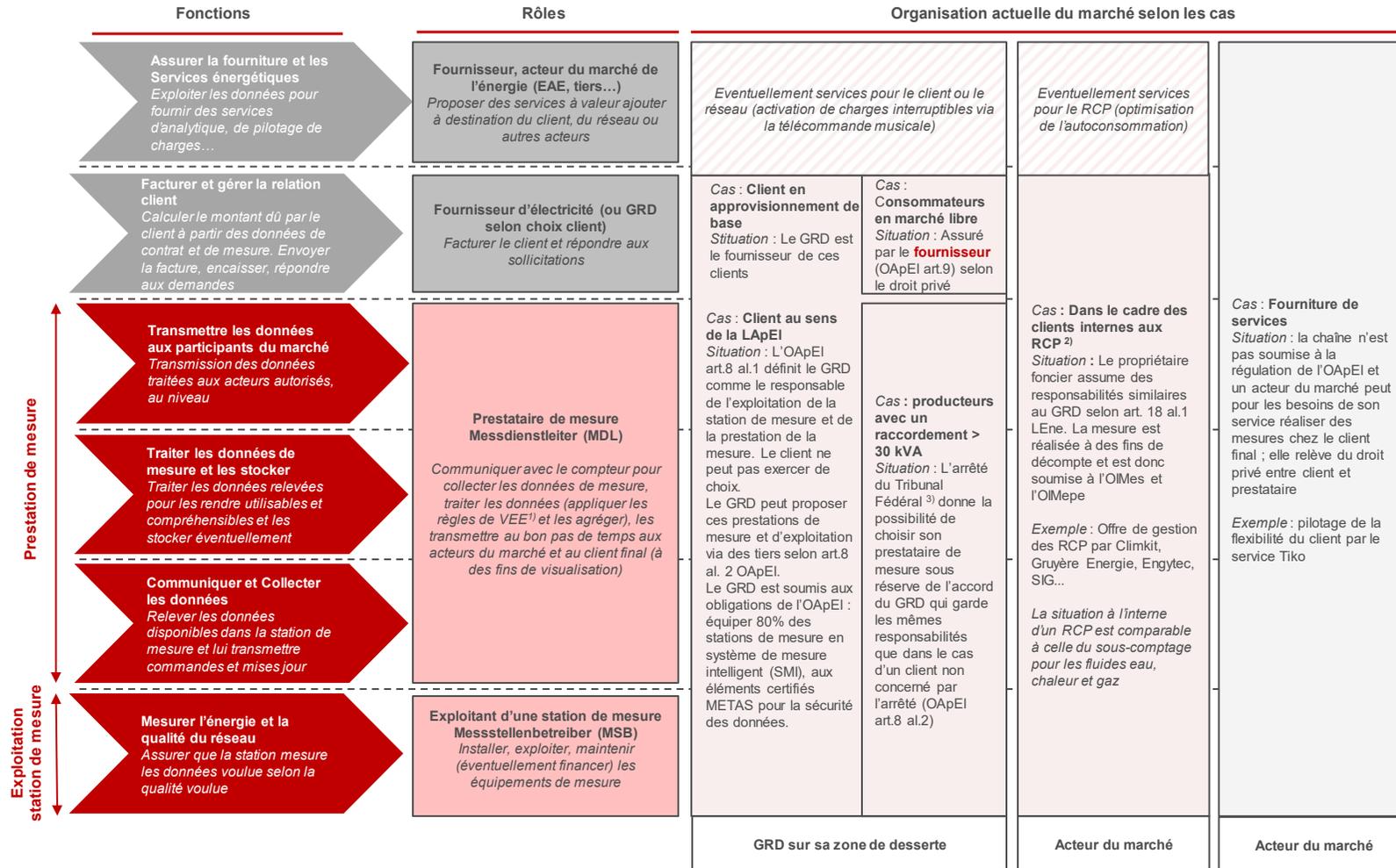
4 Situation du marché du comptage électrique en Suisse

4.1 Cadre légal du comptage d'électricité en Suisse

4.1.1 Synthèse du périmètre et de la situation du cadre légal en Suisse

Afin de définir le périmètre et les termes pour la suite de l'étude, nous commençons par une description des fonctions, rôles possibles et organisation actuelle pour le marché du comptage.

Il est à noter que le périmètre de l'étude comprend les activités de gestion la station de mesure (installation, maintenance, entretien), y compris l'équipement réseau requis, et la prestation de mesure (mise à disposition de données de mesures vérifiées et pseudonymisées). Les activités qui relèvent de l'usage des données de mesure, en particulier en liaison avec les données de base, excèdent le périmètre de cette étude. Cela comprend notamment la communication vers les autres acteurs du marché selon les standards comme SDAT (par ex. gestion de groupe-bilan, fournisseur d'énergie du marché libre, GRD pour l'exploitation du réseau), la facturation et les services énergétiques. La facturation de l'énergie se base sur les mesures de décompte et le système tarifaire du GRD et du fournisseur, qui relève lui des données de contrat privés et de la relation bilatérale entre l'acteur et le client final.



1) Règles de Validation, Estimation et Edition des données (VEE) définies dans le Metering Code CH de l'AES
 2) Regroupement pour la consommation propre (RCP), désigné par l'acronyme ZEV en allemand
 3) ATF 143 I 395

Figure 15 : Cadre légal et organisation du marché du comptage en Suisse en Février 2020

4.1.2 L'OApEI définit le GRD comme responsable de la prestation de mesure et de l'exploitation de la station de mesure ; ce monopole est toutefois affaibli dans certains cas (RCP, producteur > 30 kVA)

Les GRD sont responsables de la mesure de l'énergie électrique des consommateurs finaux, producteurs et agents de stockage raccordés à leur réseau. L'OApEI spécifie art.8 al. 1 que ce sont les GRD qui « *répondent du système de mesure et des processus d'information* ». Cette responsabilité comprend la gestion des points de mesure (tâches de pose et dépose, étalonnage, entretien et maintenance) ainsi que la mesure de décompte, c'est-à-dire la collecte et le traitement des données, jusqu'à leur transmission aux acteurs autorisés.

Cela se traduit par l'imputabilité des coûts dans les coûts du réseau, selon le modèle de régulation Cost+.

L'article 8, al. 2 OApEI ouvre la possibilité à des tiers de « participer à la fourniture de prestations dans le cadre du système de mesure et d'information », avec l'accord du GRD. L'étude de l'EiCom sur les coûts de la mesure publiée en 2018 relève que 83% des GRD, représentant 37% des points de mesure, externalisent une partie de l'exploitation des systèmes nécessaires à la relève des compteurs à courbe de charge (système de lecture à distance ZFA) et leur transmission selon SDAT (EDM).

Cet article a donné lieu à un recours auprès du Tribunal Fédéral d'un producteur photovoltaïque souhaitant choisir lui-même un prestataire de mesure tiers. L'arrêt du tribunal fédéral a forcé l'ouverture du marché pour les producteurs dont la puissance raccordée est supérieure à 30 kVA (ATF 143 I 395). Un des arguments du TF est de considérer que si les GRD « répondent de la mesure », c'est dans la mesure où ils ont dû définir clairement l'ensemble des directives pour garantir ce processus ; cela n'implique toutefois pas nécessairement que les GRD exercent eux-mêmes les activités.

La mesure interne aux regroupements de consommation ne relève pas de la responsabilité du GRD

Selon l'art.18, al.1 LEnE, un regroupement de consommation forme pour un GRD un point de mesure unique. La responsabilité de la mesure s'arrête donc pour le GRD au point de raccordement. En interne du regroupement, c'est le propriétaire foncier qui assume cette responsabilité, la prestation pouvant être exercée par un tiers.

La mesure interne au RCP est toujours soumise aux ordonnances sur les équipements de mesure OMeS et OMePe.

Le développement des RCP conduit de fait à un craquèlement du principe de responsabilité de la mesure au niveau des GRD prévu par l'OApEI.

4.1.3 Au titre de responsable de la mesure, le GRD est responsable d'appliquer de convertir 80% de ses points de mesure en systèmes de mesure intelligent d'ici 2027

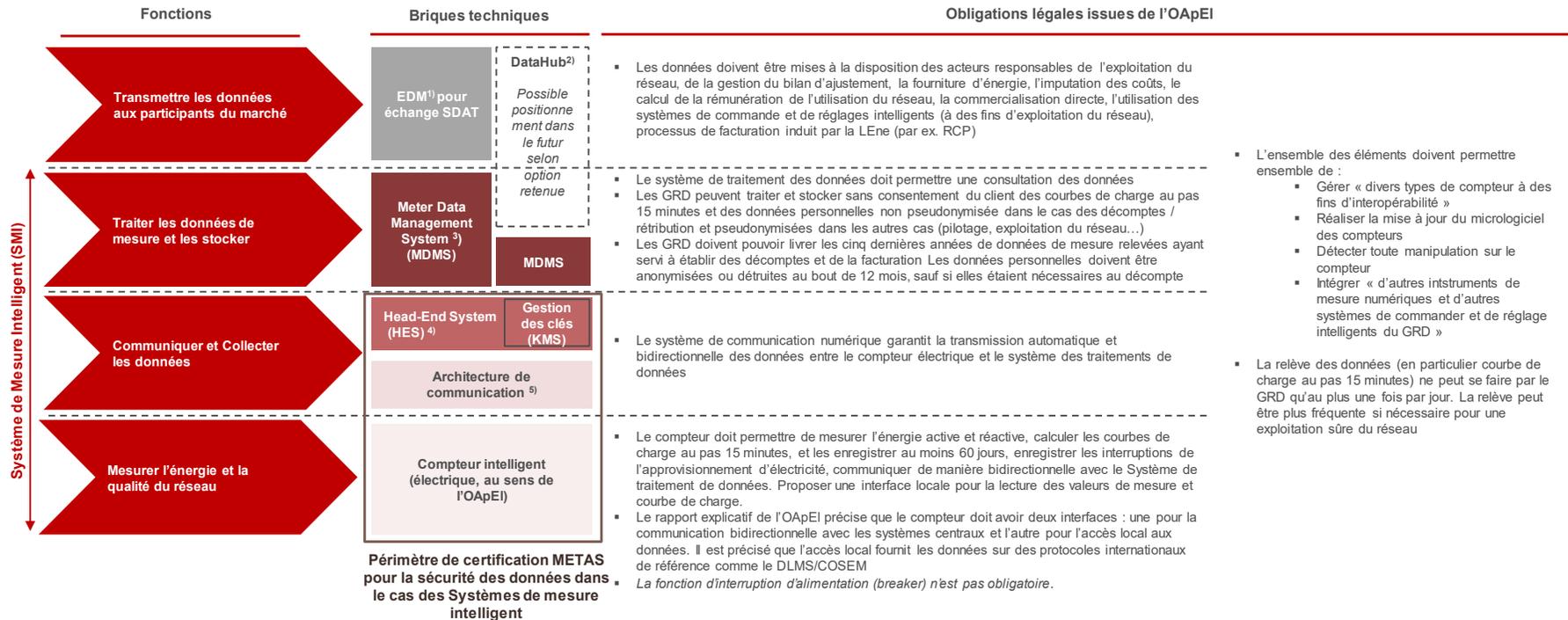
La LApEI introduit en 2017 le concept de système de mesure intelligent (SMI) : « *Un système de mesure intelligent installé chez le consommateur final, le producteur ou l'agent de stockage est une installation de mesure servant à enregistrer l'énergie électrique qui permet une transmission bidirectionnelle des données et qui enregistre le flux d'énergie effectif et sa variation en temps réel.* ».

L'OApEI vient préciser cette définition, divisant le système de mesure intelligent en un compteur, un système de communication numérique et un système de traitement des données. D'un point de vue fonctionnel, cet ensemble doit permettre de remonter automatiquement une courbe de charge au pas 15 minutes une fois par jour (c'est un maximum qui peut être interprété comme un objectif), au consommateur de visualiser sa courbe de charge, de mettre à jour le micrologiciel du compteur et détecter les tentatives d'intrusions sur les équipements.

La notion **d'interopérabilité** fait également parti des spécifications, le système devant pouvoir « *identifier et gérer divers types de compteurs électriques à des fins d'interopérabilité* ». **Il est toutefois relevé par la plupart des acteurs du marché que l'Ordonnance est trop vague dans sa définition (qui pourrait par ex. être interprétée comme divers types de compteur pour un même fabricant) et ne prévoit aucun mécanisme de contrôle ni de sanctions.** Nous étudierons dans le sous-chapitre suivant l'interopérabilité réelle sur le marché.

La loi apporte une attention particulière à la protection des données, avec une contrainte sur la relève qui ne doit pas se faire plus d'une fois par jour sans le consentement du client. La sécurité des données de tous les éléments du SMI doivent faire l'objet d'une certification par l'Institut Fédéral de Métrologie, METAS

Le niveau de spécification légal actuel n'oriente pas vers un choix technologique en particulier.



- 1) Energy Data Management System : système capable de transmettre au marché selon le standard un protocole de communication national défini par l'AES (*Échange de données standardisé pour le marché du courant électrique CH*) pour la bonne exécution des processus du système énergétique. Les systèmes EDM du marché peuvent inclure des fonctions de gestion de portefeuille d'approvisionnement que nous n'incluons pas ici.
- 2) Illustration du positionnement du DataHub évoqué dans le projet de consultation de la LApEI. Un DataHub Full intégrerait des données de mesure vérifiées et validées et se chargerait du stockage et la transmission aux acteurs du marché, laissant au MDL la tâche d'appliquer les règles de VEE aux données collectées. Il s'agit d'un sujet connexe à cette étude, mais il ne fait pas parti de son périmètre de l'évaluer. Nous nous baserons sur l'étude publiée par l'OFEN en 2018 *DataHub Schweiz* sur ce sujet.
- 3) Le Meter Data Management System permet de réaliser le traitement des données selon des règles de VEE, agréger les données à différents pas de temps, réaliser des fonctions de device management (par ex. suivi des erreurs) . Le MDMS peut intégrer des fonctions de calcul à des fins de facturation (dans le cas des GRD), qui ne rentrent pas dans le périmètre de l'étude.
- 4) Le système de tête de réseau, HES, permet la traduction de tâches et messages sur des protocoles bas niveau pour communiquer avec les compteurs: il collecte les données des compteurs, leur envoi des commandes, les mises à jour du micrologiciel. Il intègre la gestion des clés de sécurité entre le HES et le compteur (Key Management System).
- 5) L'architecture de communication correspond à plusieurs niveaux de communication : le vecteur physique de transfert de la donnée, le protocole d'échange (par ex. IP) et le format des messages encapsulés dans ce protocole (par ex. DLMS)

Figure 16 : Définition d'un système de mesure intelligent par l'OApEI

La relève au pas 15 minutes se base sur le pas de temps d'équilibrage du système électrique suisse

Pour équilibrer le système électrique, Swissgrid utilise des données au pas de temps 15 minutes, c'est-à-dire que l'allocation de l'énergie consommée est faite à ce pas, notamment pour les groupes-bilans.

Pour les consommations derrière des points mesure non télérelevés, ce sont des courbes de charge résiduelles (courbe de charge prélevée depuis Swissgrid et déduction des consommations non télérelevées) ou des profils (la consommation au pas 15 minutes est statistiquement déduite des données relevées trimestriellement ou annuellement et de paramètres comme la température) qui sont utilisés.

L'arrivée des compteurs intelligents pourra entraîner le basculement de la majorité des consommateurs du profilage à la courbe de charge 15 minutes.

La LApEI prévoit également la possibilité d'imposer le déploiement de tel système, ce que concrétise l'OApEI ont introduit en 2017 l'obligation de déploiement des systèmes de mesure intelligents dans 80% des cas visés par l'OApEI, en dix ans. Les GRD ont donc jusqu'à fin 2027 pour se conformer aux règles.

Fin 2016, 2% des points de mesure en Suisse sont des compteurs à courbe de charge relevés à distance⁵⁷. L'obligation de déploiement des SMI, qui fera passer ce taux à plus de 80% en 2027 est donc un changement majeur pour les GRD en termes de gestion opérationnelle du déploiement des équipements sur le terrain et de digitalisation (mise en place de systèmes centraux capables de gérer un afflux de données inédit pour cette industrie, éventuel développement de nouveaux modèles d'affaires autour de l'exploitation de ces données.

Face à cet objectif à relever dans un temps contraint, les GRD ont engagé pour la majorité d'entre eux des projets de comptage communicant et sont généralement à un stade avancé du cadrage du déploiement – la borne basse des compteurs commandés est de ~ 1 million début 2020. Ce point sera développé au sous-chapitre suivant. Il est probable qu'à horizon 2025 la grande majorité des déploiements soient significativement engagés voire terminés.

Les propriétaires des compteurs sont en général les GRD, qui les louent à travers le tarif réseau aux clients finaux. Le déploiement des compteurs communicants va créer un parc de compteurs très majoritairement non-amortis sur la décennie 2020-2030.

⁵⁷ Les compteurs réputés intelligents (8%) ne sont pas nécessairement relevés à distance ; la borne supérieure des compteurs relevés à distance serait donc ~10%.

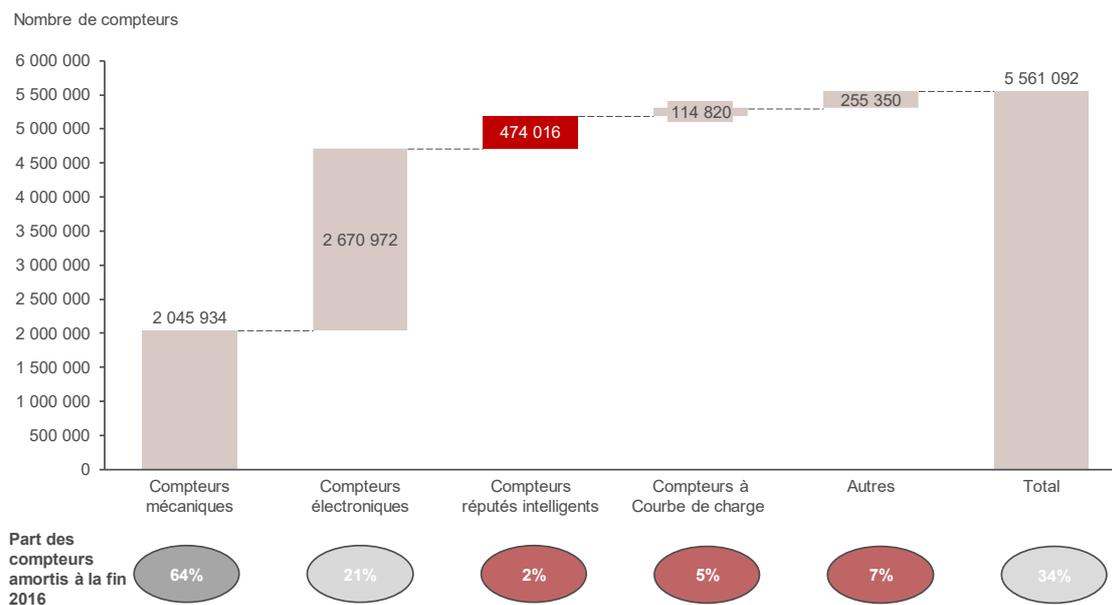


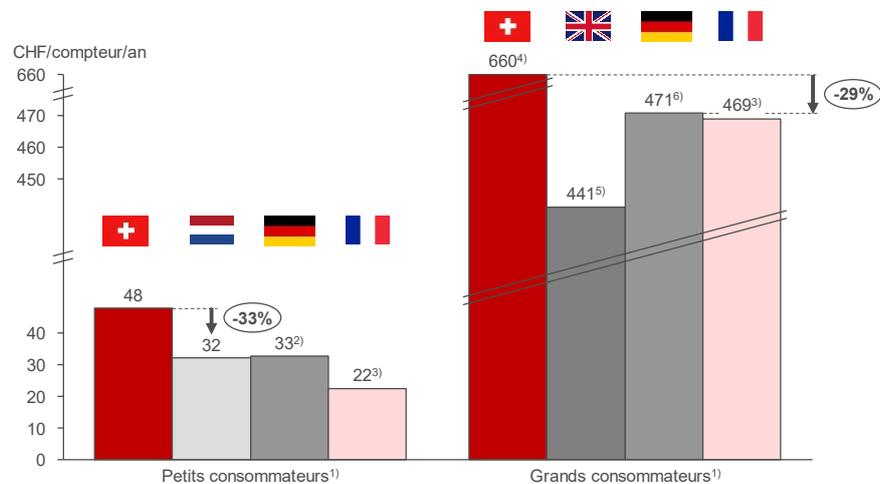
Figure 17 : Typologie des compteurs en Suisse en 2016 et part amortie

4.1.4 Les coûts de la mesure télérelevée sont perçus comme élevés en Suisse, principalement du fait d'un manque d'effet d'échelle⁵⁸ sur les systèmes SI qui devrait disparaître avec le déploiement massif de SMI

Le mandat ne visait pas à réaliser un benchmark des coûts du comptage en Suisse et en Europe. Il apparaît cependant important d'illustrer – sans pour autant le consolider – un premier constat en ordre de grandeur sur les niveaux de prix. Cette première analyse, si elle devait être base de décision, devrait être consolidée (analyse précise du périmètre des coûts de comptage). Dans les cas illustratifs que nous reprenons, les prix constatés sur les marchés européens pour l'exploitation et la prestation de mesure sont ~30% plus faibles que ceux que l'EiCom met en avant dans son analyse des coûts de la mesure pour l'année 2016 [1] (étude dont le lancement a été justifiée par le sentiment de prix trop élevés et dispersés en Suisse). Cela est vrai que le marché soit libéralisé ou non (le marché français n'est pas libéralisé, le marché néerlandais des petits consommateurs ne l'est pas non plus).

⁵⁸ L'analyse d'autres facteurs, comme d'éventuelles inefficacités, ne faisait pas partie de ce mandat.

COMPARAISON DES COÛTS DU COMPTAGE ENTRE LES PAYS DU BENCHMARK ET LA SUISSE



Hypothèse sur les taux de change : EUR/CHF : 1,10 ; GBP/CHF : 1,15

- 1) La limite petits consommateurs / grands consommateurs diffère selon les pays. Pour la Suisse, nous prenons pour les petits consommateurs la valeur médiane de coût du comptage présenté par l'EICOM dans son étude des coûts du comptage sur l'année 2016 ; pour les grands consommateurs, pour l'Allemagne nous considérons les consommateurs de moins de 6 MWh/an comme petits consommateurs, et ceux de plus de 50 MWh/an comme grands consommateurs. Pour les Pays-Bas, le tarif est uniforme pour tous les clients dont le raccordement est inférieur à 3*80A. Pour le Royaume, les grands consommateurs, qui peuvent exercer leur liberté de choix du Metering Operator, sont ceux dont la puissance raccordée dépasse 100 kVA.
- 2) Moyenne pondérée par le nombre de clients des coûts moyens du comptage pour les clients consommant moins de 6 MWh/an présentés par la BNetzA dans son Monitoringsbericht 2019
- 3) Tarifs TURPE au 1^{er} août 2019
- 4) Ces coûts sont ceux de la mesure de la courbe de charge BT (incluant les coûts de communication) visée à l'ancien art. 8, al. 5, OApEI
- 5) Montant issue de la revue d'offres de *metering operator* sur le marché anglais
- 6) Montant issu de moyenne entre les données des Monitoringsbericht de la BNetzA et d'offres sur le marché allemand de wMSB

Figure 18 : Benchmark des coûts pour l'exploitation et la prestation de point de mesure [CHF/compteur/an]

Trois raisons peuvent expliquer la perception d'un coût du comptage élevé en Suisse :

- Le manque d'effet d'échelle sur les systèmes SI pour la mesure télérelevée ;
- Le manque d'effet d'échelle propre à la structure et la taille du marché suisse ;
- Les certifications nationales.

Effet d'échelle sur les systèmes SI pour la mesure télérelevée

L'EICOM s'est penchée sur les coûts liés au comptage pour l'année 2016 et avance un coût pour les systèmes télérelevés de l'ordre de 600 CHF/an/compteur [1]. L'absence d'économie d'échelle sur les systèmes SI représente les deux tiers de coût dans une situation où la télérelève ne concernait que quelques dizaines de milliers de compteurs en Suisse.

Jusqu'en 2018 avec la révision de l'OApEI ce coût devait être supporté directement par les acteurs obligés d'être équipés d'un système de mesure télérelevé⁵⁹ (producteur > 30 kVA, client exerçant son droit d'accès au réseau).

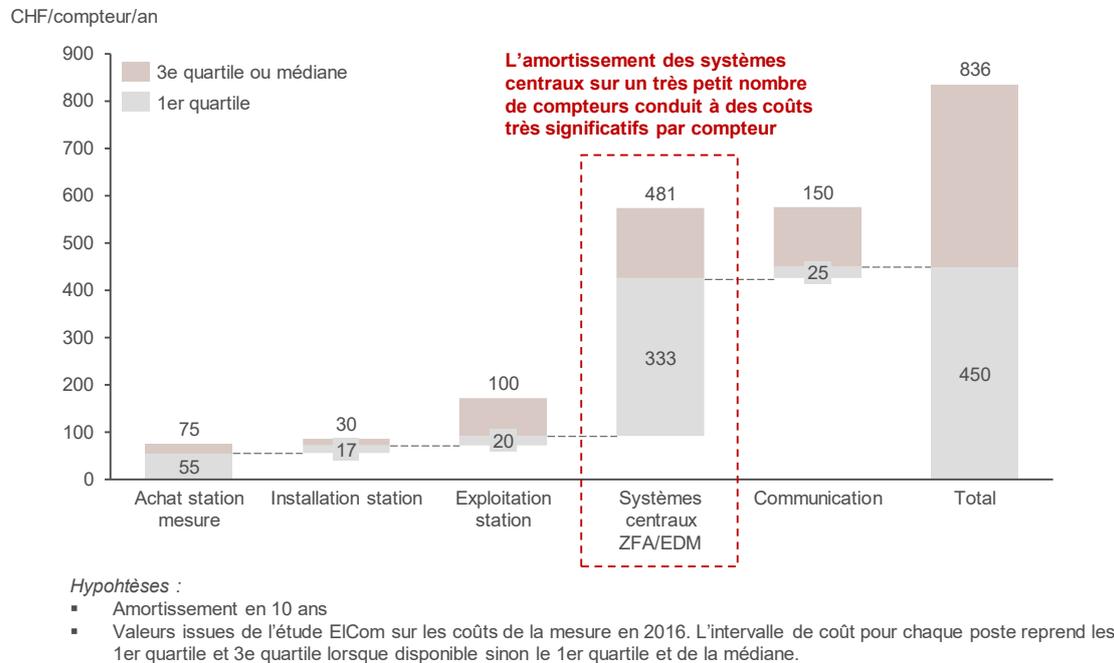


Figure 19 : Estimation des coûts annuels pour l'exploitation et la prestation de mesure pour un point de mesure télérelevé selon l'étude de l'ECom sur les coûts de la mesure 2016 en Suisse [CHF/compteur/an]

Effets d'échelle

Si l'effet d'échelle avec le déploiement massif des systèmes de mesure intelligent devrait contribuer à une baisse significative des coûts (notamment division par 20 des amortissements SI), il atteint un plafond lié à la structure même du marché suisse : 600+ GRD pour un total de 5,5 millions de points de mesure. Des structures d'achats groupés existent, mais sur des volumes qui restent encore limités comparés à d'autres géographies. Le coût accessible au marché suisse pour les compteurs est dans la fourchette 100 – 150 CHF/compteur selon les fabricants interrogés. A titre de comparaison, le compteur Linky, qui a été commandé à une échelle nationale (~35 millions de compteurs) a un coût de ~46 CHF.

⁵⁹ OAPEL art8. al.5 (supprimé dans l'OApEI à partir de 2018) : *Tous les consommateurs finaux qui font valoir leur droit d'accès au réseau ainsi que les producteurs dont la puissance raccordée est supérieure à 30 kVA doivent être équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données. Ils supportent les frais d'acquisition de cet équipement ainsi que les frais récurrents*

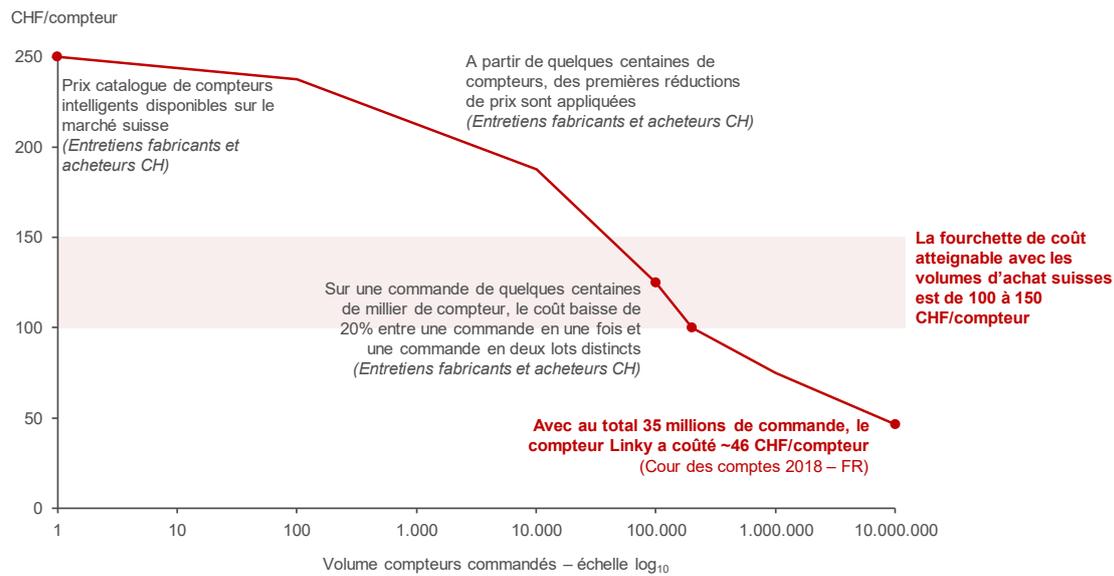


Figure 20 : Evolution du coût d'achat des compteurs intelligents en fonction des volumes commandés [CHF/compteur]

Certification des compteurs

Un troisième fait, est le besoin en certification des compteurs et systèmes de mesure intelligent. On distingue trois contraintes liées à la certification qui pèse sur les fabricants et acheteurs :

- La certification des compteurs conformément à l'OIMes et l'OIMepe⁶⁰ – Si un compteur mesure l'énergie active, il est soumis à une certification MID⁶¹ (examen de Type B) harmonisée au niveau européen. Si, comme demandée par l'OApEI, il est intégré à un système de mesure intelligent, il doit compter l'énergie réactive également et doit dès lors être certifié par METAS CH-MID (pas d'harmonisation européenne). En plus de l'examen de Type, le compteur doit faire l'objet d'une vérification initiale (sauf si l'usine du fabricant est certifiée Type D).
- La vérification périodique des compteurs certifiés – Les compteurs électroniques doivent être vérifiés par un laboratoire accrédité par METAS ou METAS, tous les 10 ans. Il y a la possibilité d'intégrer le compteur à un lot statistique (jusqu'à 5'000 compteurs), dont seul un échantillon (quelques dizaines) est prélevé tous les 5 ans pour une vérification statistique⁶². Le coût de cette vérification peut être estimé à environ ~2 CHF/compteur/an pour un GRD qui mutualise les achats.

⁶⁰ Au sein d'un RCP, ces ordonnances doivent être également respectées

⁶¹ Cette certification sanctionne une classe de précision, jugée comme nécessaire pour des applications de facturation. Un compteur MID est ~10 à 20% qu'un modèle du même fabricant non MID. Cela n'est toutefois pas propre à la Suisse, cette exigence se retrouvant au niveau européen pour la facturation de l'énergie.

⁶² Environ un million de compteurs sont ainsi vérifiés par METAS chaque année, dans ~600 lots

- La certification METAS pour la sécurité pour la sécurité des données – Elle ne concerne que les systèmes de mesure intelligents au sens de l'OApEI art.8 ; ce point est développé dans le paragraphe suivant.

Certains acteurs interrogés considèrent l'absence d'harmonisation avec la norme européenne pour l'énergie réactive comme une barrière à l'entrée du marché suisse pour des fabricants qui pourraient mettre une pression sur les prix. A titre d'illustration, un grand fabricant européen propose des compteurs certifiés MID (norme valable à l'échelle européenne) mais pas CH-MID par METAS, car ils affichent l'énergie réactive (nécessite une autre certification) en plus de l'énergie active. Le fabricant a vraisemblablement abandonné l'idée de modifier ses compteurs pour passer la certification spécifique à la Suisse.

Le nombre de fabricants capables aujourd'hui de proposer des compteurs pour la mesure de décompte d'énergie active avec (certificat d'examen Type B – CH-MID), est de quinze. Cette certification est un prérequis pour passer la certification METAS pour la sécurité des données.

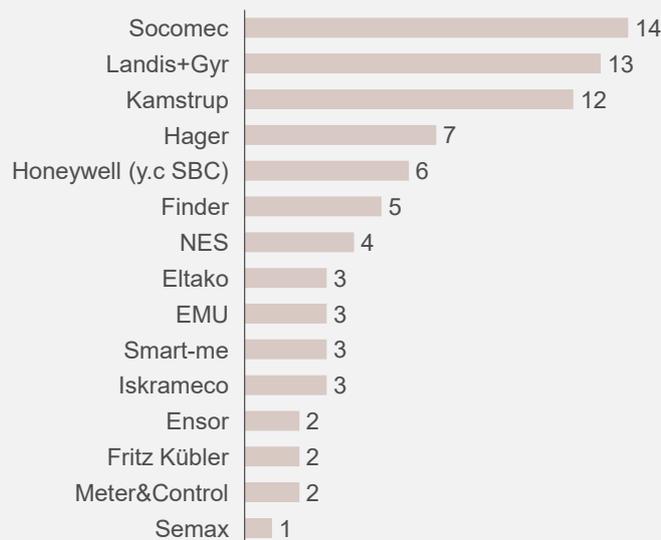


Figure 21 : Nombre de compteurs électriques par fabricant certifiés examen type B par METAS au 31.12.2019

4.1.5 Un système de mesure intelligent nécessite une certification METAS pour la sécurité des données, en plus des obligations métrologiques préexistantes

Motivation de la certification

Des exigences élevées en matière de sécurité des données sont cruciales dans le cadre de la gestion d'une infrastructure de SMI jugée critique, en particulier si elle s'accompagne de capacités de coupure des compteurs (breaker ou compteur prépayé) : des coupures massives de compteurs pourraient entraîner une déstabilisation des réseaux électriques locaux et par ricochet nationaux et européens.

La certification pour la sécurité des données METAS prévue par la loi traite ce problème.

Processus de certification

METAS a élaboré en collaboration avec Swissmig la méthode d'évaluation pour la certification, sur les bases de lignes directives élaborées par la branche (AES, Swissmig)

La certification ne concerne pas uniquement les éléments définis dans l'OApEI, mais se base sur la déclinaison technique des SMI. Nous proposons ci-dessous une description de chaîne de réelle, et sa correspondance avec les concepts de l'OApEI. Un système se compose d'un compteur, d'un système de communication (qui peut impliquer des équipements dédiés au SMI supplémentaires comme les concentrateurs pour les technologies mesh), le système de tête de réseau (Head-End System HES) qui permet une communication cryptée sur des protocoles bas niveau avec les compteurs, le système de traitement et stockage des données issues du HES (Meter Data Management System MDMS) et des applications qui peuvent exploiter les données ainsi traitées (EDM, SI Facturation, service tiers...)

La certification METAS est réalisée individuellement pour les éléments suivants : compteur, équipements utilisés dans la communication si applicable (gateway, concentrateur), HES (y compris système de gestion des clés de sécurité). Cette méthode est plus favorable à l'interopérabilité qu'une certification d'une chaîne de bout en bout : il est possible de combiner des éléments certifiés de plusieurs fabricants au sein d'un même SMI ; à noter que cela ne dit rien de l'interopérabilité réelle qui sera étudiée au sous-chapitre suivant.

Certains acteurs du marché et de la régulation notent que s'il y a une certification au niveau des équipements, **il n'y en pas au niveau de l'utilisateur** (la certification ISO 27 001 est recommandée par l'AES, mais n'est pas une contrainte).

La durée du processus de certification pour un élément devrait durer entre trois et cinq mois et coûter ~10'000 à 15'000 CHF. Les fabricants doivent faire la demande à METAS, accompagné d'un laboratoire certifié qui réalisera les tests, ainsi que l'ensemble de la documentation justifiant le respect de l'ensemble des spécifications élaborées par l'industrie.

Premiers retours d'expérience

Les efforts demandés pour la certification sont considérés comme raisonnables par certains fabricants, mais comme lourds pour d'autres en termes d'adaptation des produits aux spécifications suisses et de documentation. Un fabricant interrogé évoque un coût

complet du processus pour chacun des éléments certifiés de ~200'000 CHF et un autre jusqu'à 100'000 CHF.

Il n'y a début janvier 2020, aucun élément certifié par METAS disponible sur le marché. Cette situation créée de l'incertitude pour les GRD pour qui le délai des dix ans a été enclenché dès la publication de l'OApEI au 1^{er} janvier 2018.

Cela a conduit à la prise de mesures transitoires pour éviter un risque fort de coûts échoués pour les GRD qui s'étaient déjà engagés dans des déploiements et des incertitudes dans la mesure où des systèmes non encore certifiés doivent obligatoirement être installés depuis le 1^{er} janvier 2018 pour les clients qui exercent leur droit d'accès au réseau et les producteurs.

Il a été alors prévu que seuls les compteurs aux fonctionnalités réputées *intelligentes* dont l'acquisition a commencé avant le 1^{er} janvier 2019 ou installés avant le 1^{er} janvier 2018 peuvent être comptés dans les 80% de smart meter ; les compteurs acquis à partir du 1^{er} janvier 2019 sont a priori comptés dans les 20% d'ici leur certification par METAS. Il est fait exception des cas d'installations obligatoires, qui peuvent être comptés dans les 80% tant qu'aucun équipement satisfaisant l'OApEI n'est disponible.

Cette situation est une bonne illustration de la difficulté d'avancer très rapidement dans les processus de spécification et de certification.

Conséquences de la certification sur le marché

S'il est attendu que le processus s'améliore avec le temps, on peut considérer cette certification comme une barrière supplémentaire à l'entrée dans le monde du côté des fabricants d'équipement et de systèmes informatiques. Un acteur de l'IoT déclare avoir tenté de pénétrer ce marché régulé, avant d'y renoncer du fait de toutes ses spécificités (par ex. protocoles de communication métier DLMS-COSEM quand les standards qui se développent sur le marché IoT reposent sur le protocole MQTT, marché très éclaté et local avec plus de 600 EAE en Suisse) ainsi que des exigences en termes de certification.

La majorité des fabricants et acteurs IoT interrogés considèrent la certification comme un problème d'accès au marché suisse, avec comme conséquence des coûts plus élevés (jusqu'à 40% plus cher pour de faibles volumes) et moins d'accès aux innovations. Selon eux, il devrait y avoir un plus grand alignement avec les normes européennes.

Si un acteur ayant développé sa propre technologie souhaitait faire certifier sa technologie pour proposer un service régulé de comptage, il lui faudrait, hors frais de R&D pour adapter sa solution :

- Faire certifier METAS pour la sécurité des données sur l'ensemble de la chaîne, le coût total pourrait être de plusieurs centaines de milliers de CHF impliquant des ambitions de part de marché importante pour rentabiliser cet investissement.
- Faire certifier le dispositif de mesure CH-MID (examen type B) pour la mesure d'énergie active et réactive, avec un coût incrémental probable de plusieurs CHF par compteur ;

- Intégrer ses équipements à un lot de contrôle statistique pour qu'un échantillon soit démonté et vérifié par METAS tous les 5 ans, ou que l'ensemble soit démonté et vérifié tous les 10 ans, en sus de la vérification initiale (coût de ~2 CHF/compteur/an pour des groupements de GRD de plusieurs dizaines de milliers de compteurs).

4.1.6 Borne de recharge électrique et installations solaires photovoltaïques constituent une part croissante des points de mesure raccordés au réseau ; les compteurs embarqués dans ces installations doivent en général être doublés d'un compteur certifié pour la mesure régulée

Avec le développement de la mobilité électrique et de l'autoconsommation, on assiste à un raccordement croissant sur le réseau d'équipements, dont la mesure de la charge, si elle n'est pas obligatoire dans tous les cas⁶³, est du moins pertinente :

- On compte ~2'600 bornes de recharge électrique publiques installées en Suisse début 2020 selon les données Opendata.swiss ;
- Entre 2013 et 2018, plus de 60'000 nouvelles installations solaires photovoltaïques ont été raccordées au réseau.

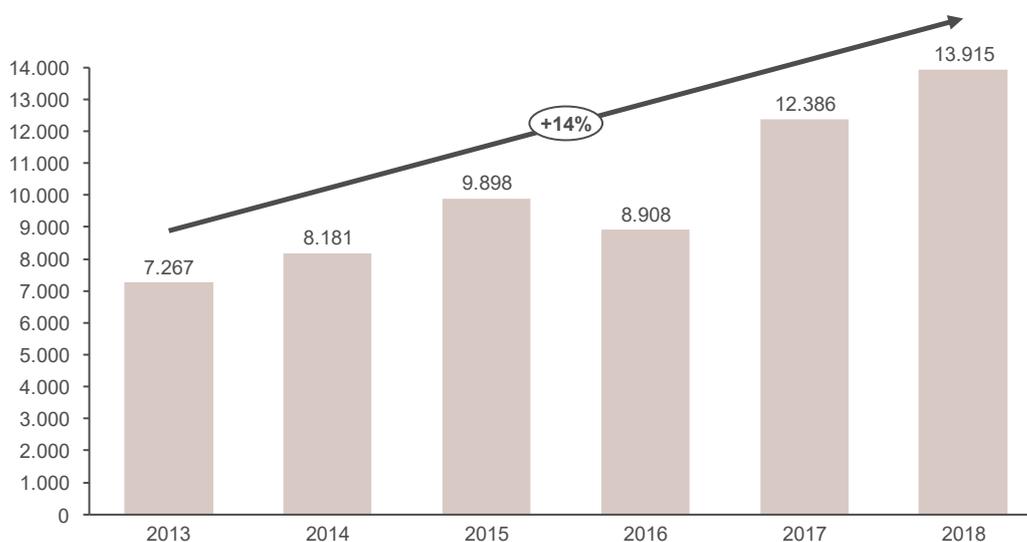


Figure 22 : Nombre de nouvelles installations PV raccordées au réseau chaque année – Données d'enquête de marché annuelle Swissolar

Ce qui rend pertinent le focus sur ces nouveaux équipements dans le cadre de cette étude est le fait qu'ils embarquent en général un compteur électrique (au niveau de l'onduleur pour

⁶³ La majorité sont des installations de moins de 30 kW qui ne sont pas obligées d'être équipées d'un compteur par le GRD et ne sont donc pas des points de mesure à part entière.

l'installation solaire). Cependant, si pour certaines bornes de recharge, la mesure est certifiée MID pour la mesure de l'énergie active, ces compteurs intégrés ne sont pas certifiés METAS (et donc utilisables pour facturer selon la réglementation actuelle). Le respect natif de la certification METAS pour la sécurité des données, nécessaire pour être intégrée à un système de mesure intelligent, est aujourd'hui improbable de la part de fabricants internationaux.

Le potentiel des compteurs embarqués ne peut être exploité (coût de la mise en place d'un nouveau système de comptage évité) ; cela nécessiterait de créer une dérogation (qui n'est pas à l'ordre du jour) dans les obligations de certification⁶⁴, et de gérer une problématique de compatibilité / efficacité industrielle dans la gestion d'un parc technologique très varié (cela est un vrai questionnement sur la sécurité et fiabilité des données).

4.1.7 Le nouveau projet de révision de la LApEI proposait une ouverture partielle du marché du comptage électrique pour les grands consommateurs et producteurs, avec un accueil très hétérogène

Fin 2018, l'OFEN a diffusé un projet de révision de la LApEI qui introduit une libéralisation partielle de la mesure de décompte dans les cas des gros consommateurs (consommation supérieure à 100 MWh) et producteurs (raccordement supérieur à 30 kVA). Nous reproduisons ci-dessous le cœur de l'article mis en consultation :

Art. 17b Responsabilité de la mesure

1 Les gestionnaires de réseau sont responsables, dans leur zone de desserte, de la mesure d'exploitation, de la désignation et de la gestion des points de mesure ainsi que de la mesure de décompte.

2 Les consommateurs finaux dont la consommation annuelle par site de consommation est égale ou supérieure à 100 MWh ainsi que les producteurs d'électricité et les exploitants de stockage dont la puissance de raccordement est supérieure à 30 kVA peuvent confier à un tiers de leur choix l'exploitation d'une station de mesure, les prestations de mesure ainsi que l'ensemble de la mesure de décompte. S'ils ne font pas usage de ce droit d'option, le gestionnaire de réseau de leur zone de desserte demeure responsable.

Les retours sur la consultation ont été très hétérogènes et clivés. Une majorité de répondants se positionne contre cette évolution soit parce qu'ils s'opposent à l'ouverture du marché (positionnement majoritaire des GRD), soit parce qu'au contraire ils plaident pour une ouverture totale du marché (positionnement de grands consommateurs).

⁶⁴ Une dérogation à l'OIMepe est prévue par OIMepe art.2 al.2 pour « les compteurs d'électricité utilisés par des clients de passage » ; cela concerne le compteur utilisé pour la mesure de décompte d'un client de la borne, mais pas le compteur qui assure la mesure de décompte de la borne en tant que client raccordé sur le réseau du GRD local (donc pose d'un compteur nécessaire à date pour cet usage)

4.2 Interopérabilité des éléments d'un système de mesure intelligent

L'interopérabilité définit la capacité des systèmes à communiquer entre eux. Etudier le niveau d'interopérabilité entre éléments du système de mesure intelligent revient à évaluer à quel point il est possible de reposer sur plusieurs fabricants plus qu'un seul pour l'entièreté du système.

Nous allons nous concentrer sur les interfaces entre éléments : quelles sont les interfaces existantes ? Quel est le niveau de standardisation ? Quelles sont leur capacité ?

Avant d'entrer dans le détail de chaque interface, nous présentons les notions de communication réseau et d'extension géographique des réseaux.

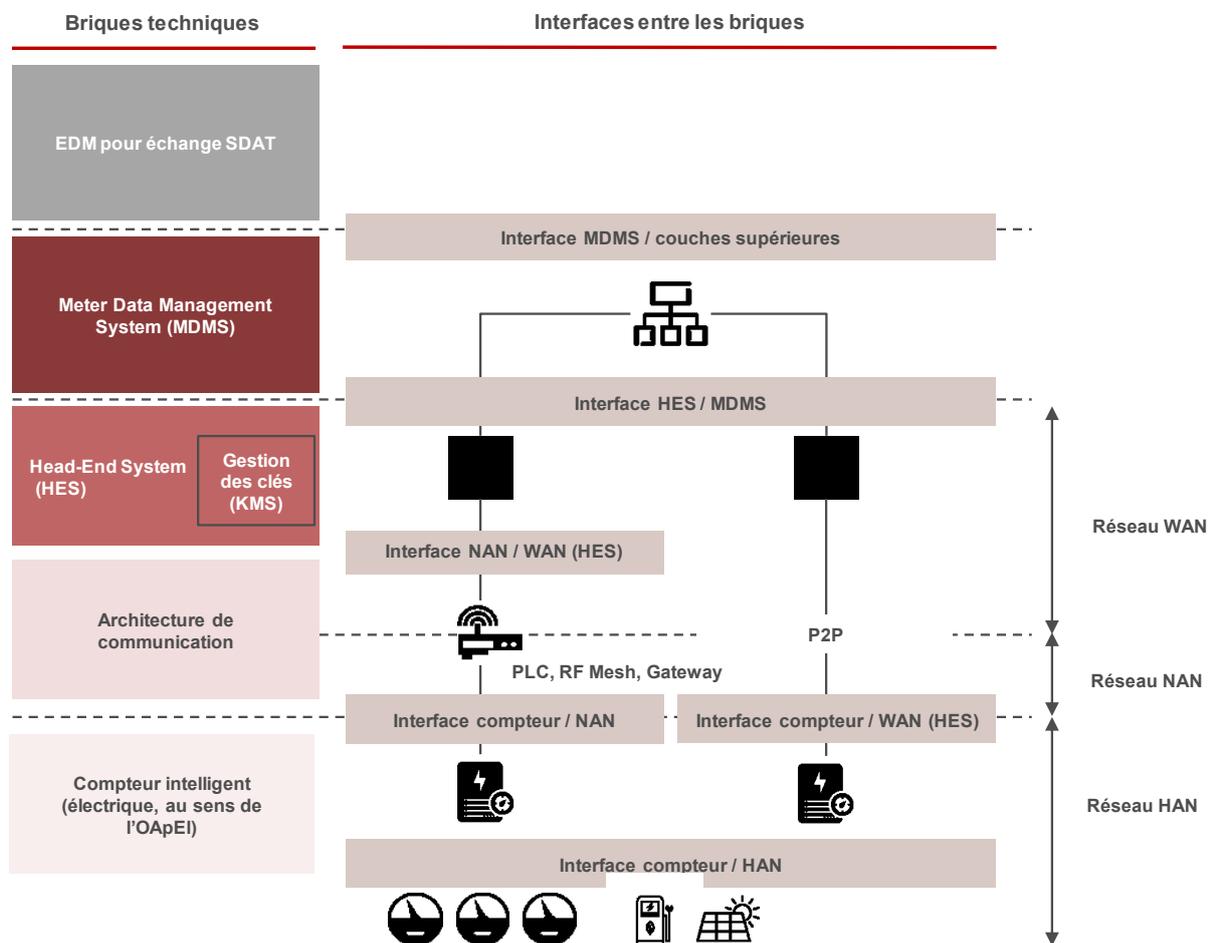


Figure 23 : Interfaces entre éléments des systèmes de mesure intelligents

4.2.1 Introduction aux éléments permettant d'évaluer l'interopérabilité

Introduction de concept sur la communication

En introduction à la communication, nous proposons d'utiliser des notions simplifiées de couches de communication⁶⁵ : une couche physique (on parlera de **vecteur physique**) permet l'envoi de paquets (on parlera de **protocole réseau**) qui encapsulent des messages compréhensibles pour des applications (on parlera de **protocole d'échange de données**). Par exemple, la communication Point-à-Point (P2P) par LTE Cat.M1 (version de la 4G faite pour la communication entre équipements) qui lie directement le compteur au système HES, envoie, encapsulé, dans des paquets IP des messages DLMS/COSEM, sur une onde de fréquence 800 MHz.

La couche physique va provoquer des limitations d'ordre physique dans la capacité de la communication : une onde radio de basse fréquence peut atteindre de plus grandes distances et pénétrer plus profondément dans des obstacles (par ex. atteindre un compteur dans une cave), mais elle offrira un débit d'information transmise plus faible. Le débit correspond au volume d'information transmis par unité de temps. Nous utiliserons comme unité le kbps (kilo bit par seconde) qui correspond aux milliers d'information binaire (1 ou 0) qui peuvent être transmises par seconde. Pour le Power Line Communication (PLC), l'information est transmise à l'aide d'ondes porteuses d'une fréquence mille à dix mille fois plus élevée que celle de l'électricité qui circule dans les câbles électriques (50 Hz) ; les câbles ne sont toutefois pas prévus pour supporter efficacement ce mode de fonctionnement, qui est sensible aux perturbations (bruit, perturbations électromagnétiques), et s'atténue rapidement (portée maximale de quelques centaines de mètres avec possibilité de réamplifier le signal).

Le protocole réseau permet de transporter et adresser au bon endroit les messages. Le protocole le plus commun est l'IP dans la version 6, IPv6. Dans l'énergie et l'IoT, c'est une version compressée de ce protocole (6LoWPAN, IPv6 compressed) qui est utilisée (qui est le protocole d'adressage réseau de référence au niveau mondial) sur des équipements sous contraintes de consommation d'énergie, de performance et de couches physiques à débit faible.

Le protocole d'échange des données va donner le format des messages qui sont transmis (syntaxe et sémantique). Dans le monde de l'énergie, un standard particulier s'est développé : le DLMS/COSEM. Le problème d'interopérabilité à ce niveau peut venir du fait que ce type de message, par ex. propriétaire, n'est pas compris par les applications standard (par ex. le DLMS/COSEM n'est pas supporté par les applications des autres industries que l'énergie). La plupart des applications capables de traiter la donnée travaillent sur formats de données plus haut niveau, comme des fichiers *json*. Un rôle majeur du HES est permettre la traduction des protocoles d'échange de données métier vers des protocoles d'échange plus haut niveau et inversement de communiquer au compteur des ordres venant d'application plus haut niveau.

Il est important de noter que derrière ces couches de communication, il y a également des standards d'organisation, d'interface et de gestion de cas d'usages spécifiques. Dans le cas du PLC, on peut noter par exemple le standard IDIS 2.0, qui vise à spécifier l'utilisation des couches de communication (G3-PLC, IPv6, DLMS/COSEM) dans le contexte de la mesure d'électricité (accès, authentification, cryptage).

Introduction des niveaux de réseau

⁶⁵ Le modèle détaillé de référence est le modèle OSI

Nous ferons la distinction entre les réseaux de communication de différentes portées :

- **réseau WAN** (Wide Area Network) permet communication avec des systèmes distants de quelques kilomètres ou à l'échelle mondiale. Les vecteurs physiques de ce réseau peuvent être câblés (fibre optique, câble coaxial) ou radio (LTE Cat.M1, LTE Cat.1, LTE 4G, 5G)
- **réseau NAN** (Neighbourhood Area Network) permet la communication à l'échelle d'un quartier (par ex. communication entre des compteurs d'un quartier et un concentrateur de données dans un poste de transformation. Les vecteurs de communication peuvent être des protocoles radio (RF mesh propriétaire, LoRa, Sigfox) ou filaires (PLC).
- **réseau HAN** (Home Area Network) correspond à un périmètre de communication limité à l'appartement, la villa ou l'immeuble. Il permet de connecter au compteur électrique (ou à une gateway locale) des compteurs d'autres fluides, des équipements (par ex. électroménager), des installations énergétiques (par ex. EMS, pompe à chaleur, batterie, borne de recharge, onduleur). Les vecteurs de communication physique sont des solutions radio courte portée comme le Wi-fi, Zigbee, Wireless M-BUS (dédié aux connexions entre compteurs) ou câblées comme M-BUS, RS485, RJ12.

Performances

Pour évaluer la pertinence d'une technologie de communication, cinq valeurs sont à prendre en compte :

- Le débit correspond à la quantité d'information qui peut être envoyée par unité de temps. Nous l'exprimons ici en kilobit par seconde (kbps). Un débit maximal de 0,1 kbps (par ex. PLC sur la bande de fréquence Cenelec A) implique que la transmission d'un message de 800 octets⁶⁶ prend au moins une minute, ce qui n'est pas compatible avec des usages demandant du pseudo temps réel.
- La latence correspond au temps de propagation de l'information sur ce vecteur physique. Le débit sur NB-IoT est élevé au regard d'autres moyens de communication IoT (60 kbps), mais avec une latence qui peut atteindre 1 à 10 secondes.
- La couverture sur le territoire par la technologie (taux de couverture en « extérieur ») ;
- Le pouvoir de pénétration du signal à l'intérieur des bâtiments pour les technologies radio (taux de couverture en « intérieur »). Les compteurs peuvent être localisés dans des caves, dans les colonnes montantes de bâtiments en béton, qui sont autant de situations où la communication pourrait échouer et nécessiter l'installation d'antennes déportées coûteuses. Pour la technologie PLC, des concepts aux conséquences comparables sont la perte d'intensité du signal et l'impact du bruit.
- La consommation énergétique.

Pour les notions de couverture nous nous reposerons sur les chiffres communiqués par Swisscom.

⁶⁶ Taille moyenne d'un message du compteur Linky en France, qui transmet par PLC une fois par jour la courbe de charge au pas 30 minutes.

Pour pouvoir communiquer en temps réel avec un compteur il faut que le message entier puisse être envoyé dans un temps faible et que le temps de propagation entre l'envoi et la réception le soit également. La notion de temps réel dans le secteur de l'énergie est assimilée à un temps de réponse de l'ordre de 10 secondes (et renvoie donc plutôt à du pseudo temps réel ; du *vrai* temps réel dans l'énergie est utilisé pour des applications critiques et permis par des systèmes industriels dédiés de type SCADA).

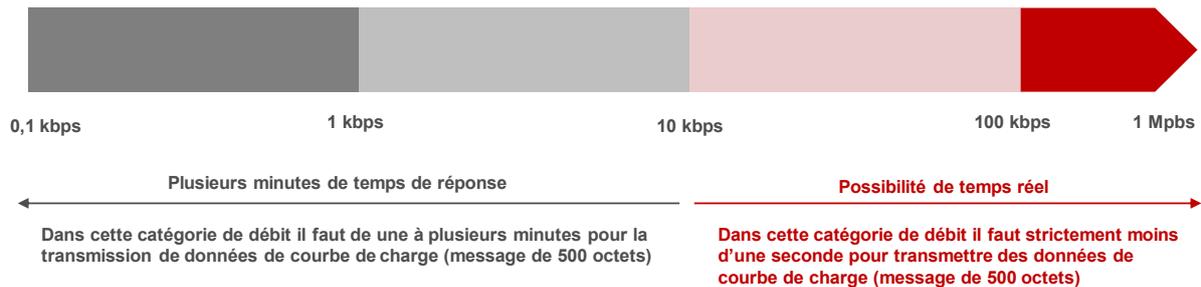


Figure 24 : Débits et compatibilité temps réel

4.2.2 Interface entre le compteur électrique et le réseau HAN

Remarques liminaires sur les compteurs électriques

Dans un compteur, il convient de distinguer deux parties : la partie métrologie électrique, qui réalise la mesure et la partie communication qui assure en fait plusieurs fonctions. La partie communication permet de fournir les données de mesure via une demande de lecture locale (écran d'affichage, port dédié câblé comme M-BUS ou sans fil Wireless M-BUS, Zigbee), se connecter à l'architecture de communication du système de mesure intelligent pour l'envoi à distance des mesures⁶⁷ (cette fonction peut être localisée dans un module dédié sur le compteur) et également communiquer avec des équipements tiers (comme des sous-compteurs multifluides, à l'aide de protocoles)

Les autres fluides ne faisant pas l'objet d'une obligation de déploiement, le statut du compteur d'électricité est particulier, car il est un point de connexion possible entre le réseau HAN et le réseau WAN. Plus précisément, cela peut s'effectuer directement au niveau du compteur s'il peut jouer le rôle de hub ou plus en amont sur l'équipement réseau comme la gateway⁶⁸. Des compteurs d'autres fluides peuvent se connecter à ce réseau pour réaliser du sous-comptage multifluide à travers le système de comptage mis en place pour l'électricité. Ce réseau peut également comprendre des équipements de

⁶⁷ Il y a deux modes possibles : soit le compteur est configuré en mode « push » de données sur un programme donné ou en mode « pull » : c'est un équipement d'une couche supérieure qui envoie une commande de lecture

⁶⁸ Modèle allemand : les compteurs gaz doivent désormais être équipés d'un port permettant la connexion à la SMGW, au même titre que le compteur d'électricité, sur M-Bus câblé ou wireless M-BUS. Le modèle anglais est similaire.

visualisation à destination du client final ou d'équipements de services qui utiliseraient les données de mesure.

Il n'y a à date aucune spécification claire sur tous ces usages connexes aux prestations d'exploitation de station de mesure et de prestation de mesure électrique. D'un point de vue technique, des ports de connexion entre équipements sont déjà couramment inclus dans les compteurs, mais sans garantie d'interopérabilité.

Il convient de noter que l'OApEI ne prévoit pas de contrainte quant à la capacité des compteurs à intégrer une télécommande musicale (coupure de charge sur un signal broadcast) ni de breaker. Si une fonctionnalité breaker est intégrée, elle doit être certifiée mais pas la fonction « télécommande ». Il n'y a de fait sur le marché par de standard sur ces points.

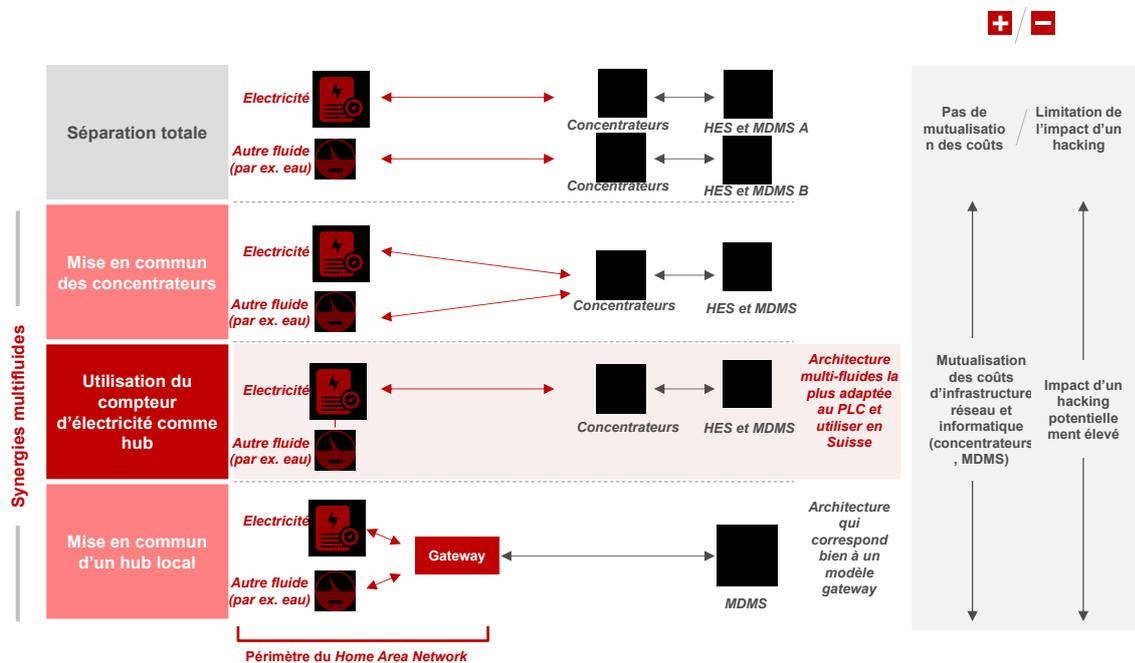


Figure 25 : Alternatives de gestion de la mesure multifluides

Dans les cas de clients industriels, le modèle de compteur peut différer du modèle ménage. On fait donc une distinction entre compteur ménage et industriel. Le comptage double-flux ne fait pas partie des obligations ; on ne constate toutefois pas de différence dans les modèles proposés par les fabricants pour les clients résidentiels consommateurs ou prosommateurs.

Il n'y a pas à date compteurs certifiés METAS pour la sécurité des données. Les fabricants qui proposeront des compteurs électriques électroniques au sens de l'OApEI figureront probablement à moyen terme dans la liste des compteurs déjà certifiés type B (CH-MID) par METAS, car les deux certifications devront se cumuler. Cette liste est limitée à une quinzaine de fabricants historiques. On note que parmi les modèles proposés par ces fabricants, il y a des divergences, notamment en termes de connectiques et de construction des compteurs (module de communication intégré ou non par exemple)

Conclusion sur le niveau d'interopérabilité actuel et tendances

L'étude des technologies nous permet de dresser plusieurs constats en termes d'interopérabilité :

- L'OApEI limite les ports obligatoires sur les compteurs à deux : un port pour la communication bidirectionnelle avec le reste du système de mesure intelligent (pas pour un usage HAN) et un port pour lecture locale des données⁶⁹. Il n'y a pas d'obligation de ports pour la connexion avec plusieurs compteurs d'autres fluides (par ex. pour un usage du compteur d'électricité en hub de communication), l'actionnement de commande. On observe par conséquent un manque de standardisation dans les compteurs proposés.
- Des tendances se dégagent tout de même avec la présence de port M-BUS câblé ou Wireless M-BUS (ces ports permettent des échanges de données en DLMS/COSEM) qui permettent la communication avec des équipements en amont comme une gateway ou en aval comme des sous-compteurs multifluides ou un Energy Management System utilisant les données du compteur. On note toutefois que l'interopérabilité au niveau des compteurs des autres fluides n'est pas garantie (problème de reconnaissance automatique notamment si le certificat de sécurité n'a pas été paramétré d'usine).
- Toutes les solutions qui consistent à réaliser une relève des mesures via les interfaces locales (par ex. « Dutch Port » RJ11/RJ45 selon IEC 62056-21 qui envoie une donnée lue toutes les secondes, sortie impulse disponible à l'intérieur des compteurs) sont envisageables uniquement dans le cadre du marché des services hors OApEI, car il n'est pas possible de mettre à jour le micrologiciel à distance au moyen d'un système de mesure relié au compteur sur un tel port. Il pourrait être possible de rendre certaines communications bidirectionnelles (par ex. RS485), mais sans certitude.

4.2.3 Interface entre le compteur et le réseau NAN et interface entre le NAN et le WAN (HES)

⁶⁹ Il est à ce sujet pas certain s'il faut prévoir une simple fonction d'affichage sur le compteur ou un port qui permet une lecture directe des données

Power Line Communication (PLC)		
	Cenelec A – PLAN (3 – 95 kHz)	G3-PLC
Principe		
Réseaux	<ul style="list-style-type: none"> Réseau NAN : les compteurs communiquent par PLC sur le réseau basse tension avec un concentrateur installé dans le poste de transformation Réseau WAN ; les concentrateurs sont connectés au HES par le réseau WAN via les vecteurs physiques fibre, CATV ou 4G (LTE Cat1 en général). 	
Maturité	<ul style="list-style-type: none"> Technologie bas-débit mise au point au début des années 2000 Equipe les premiers déploiements massifs de compteur 	<ul style="list-style-type: none"> Technologie de remplacement développé au début des années 2010 (bandes Cenelec A(3 à 95 kHz) ou FCC (155 à 487 kHz)) Equipe les nouveaux déploiements PLC, comme Linky en France (~35 millions de compteurs) et majoritaire en Suisse portée par des fabricants historiques comme Landis+Gyr
Interopérabilité	<ul style="list-style-type: none"> Couche physique : fréquence dans la bande 3 – 95 kHz Pas de protocoles d'échange sur des standards actuels, avec une grande difficulté d'interopérabilité sur une technologie qui n'est plus développée 	<ul style="list-style-type: none"> Couche physique : modulation OFDM sur 36 fréquences dans la bande Cenelec A et 72 fréquences sur la bande FCC (spécification G3-PLC, qui va du OFDM au 6loWPAN) pour le lien compteur – concentrateur ; fibre ou 4G LTE entre compteur et concentrateur Protocole réseau : IPv6 compressé Protocole échange : DLMS/COSEM Si le standard IDIS 2.0 est respecté, envisageable de connecter des compteurs de plusieurs fabricants à un concentrateur Concentrateur conçu comme une extension physique du HES : pas d'interopérabilité possible sur la chaîne concentrateur - HES
Performances	<ul style="list-style-type: none"> Débit par compteur : <0,01 kbit/s Distances limités (~100m) Faible fiabilité du signal (80%-90%) Ne permet pas du temps réel 	<ul style="list-style-type: none"> Débit par compteur : <ul style="list-style-type: none"> 0,01 – 0,1 kbit/s (Cenelec A) 0,1 – 1 kbit/s (Bande FCC) Distances limités (~300m) Très bonne fiabilité du signal (>95%) Ne permet pas du temps réel

Figure 26 : Synthèse des caractéristiques de la communication sur des technologies mesh PLC

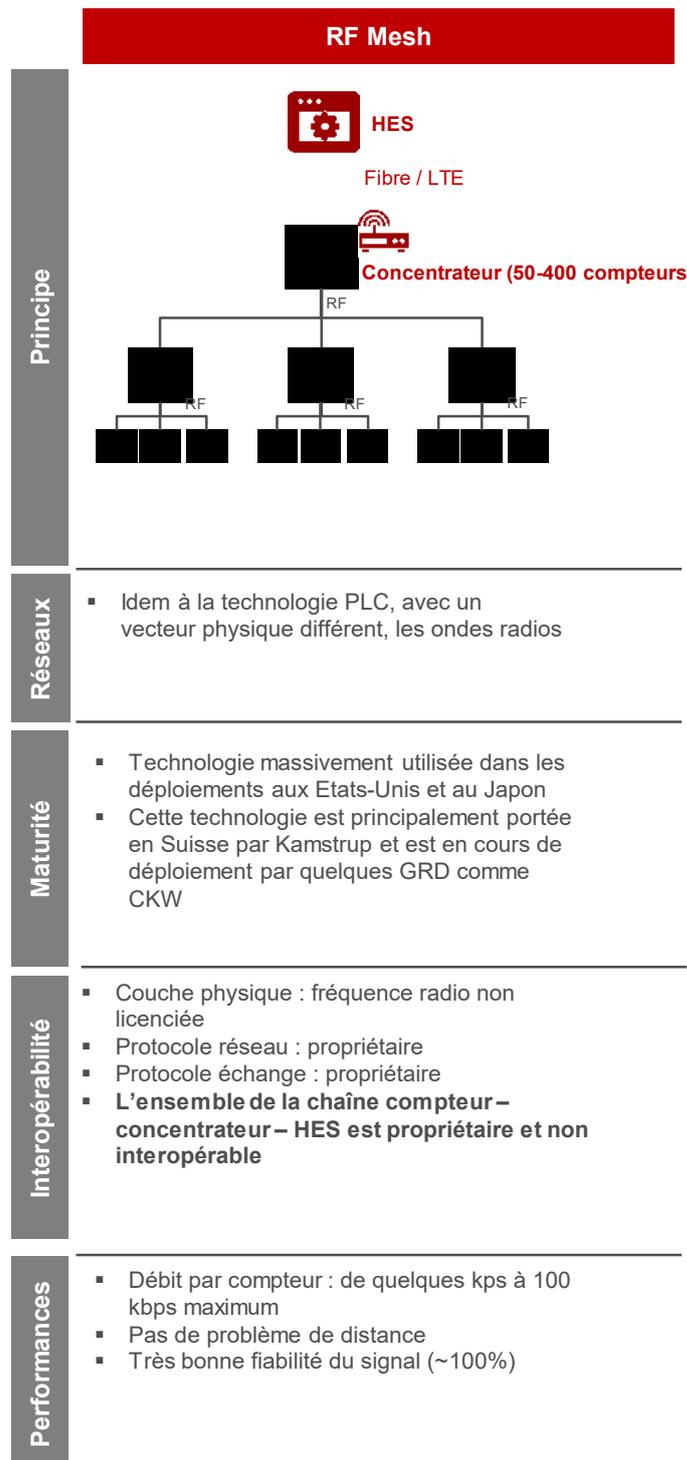


Figure 27 : Synthèse des caractéristiques de la communication sur des technologies RF Mesh

Il est à noter que l'on parle de technologies « mesh » pour le PLC et le RF, parce que tous les compteurs du maillage de compteurs connectés à un concentrateur ont la possibilité de transmettre et amplifier les signaux transmis.

Gateway	
Concentrateur as a gateway	
Gateway avec Edge Computing	
Principe	
Réseaux	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Réseau HAN : pas de réseau HAN nécessaire ▪ Réseau NAN : le compteur communique avec la gateway sur le réseau basse tension (PLC), sur une distance courte (immeuble) ▪ Réseau WAN : Le concentrateur PLC communique en P2P avec le HES, via fibre (ftth), CATV, 4G (généralement LTE Cat.M1)
Maturité	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilisation du développement de la FttH / FttB (Fiber-to-the-Home / Building) ▪ Architecture de rupture permettant d'exploiter les réseaux haut débit ▪ Coût du dispositif plus coûteux que du PLC, qui peut freiner son développement
Interopérabilité	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Couche physique : modulation OFDM sur 36 fréquences dans la bande Cenelec A et 72 fréquences sur la bande FCC (spécification G3-PLC, qui va du OFDM au 6loWPAN) pour le lien compteur – concentrateur ; fibre ou 4G LTE entre compteur et concentrateur ▪ Protocole réseau : IPv6 compressé ▪ Protocole échange : DLMS/COSEM ▪ Si le standard IDIS 2.0 est respecté, envisageable de connecter des compteurs de plusieurs fabricants à un concentrateur ▪ Concentrateur conçu comme une extension physique du HES : pas d'interopérabilité possible sur la chaîne concentrateur - HES
Performances	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Débit par compteur : <ul style="list-style-type: none"> - ~1 kbit/s (Cenelec A) - ~10 kbit/s (FCC) ▪ Pas de problème de distance ▪ Très bonne fiabilité du signal (~100%) ▪ Permet de se rapprocher du temps réel dans le cas de la bande FCC

Figure 28 : Synthèse des caractéristiques de la communication via une gateway

Conclusion sur le niveau d'interopérabilité actuel et tendances

L'étude des technologies nous permet de dresser plusieurs constats en termes d'interopérabilité :

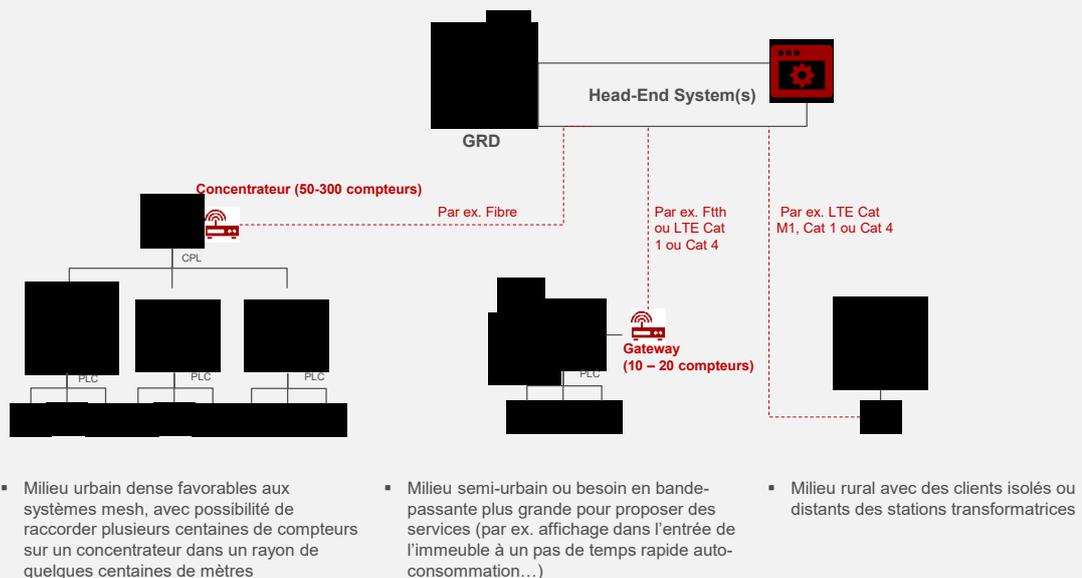
- Certains fabricants proposent des compteurs dont il est possible de changer le module de communication (pour communication avec le SMI). Aujourd'hui ce n'est pas un facteur d'interopérabilité (si ce n'est que cela permet de conserver la partie métrologique et changer simplement de module au moment du changement de prix). Dans le futur, on pourrait imaginer le développement d'un standard pour qu'un exploitant vienne insérer un module de communication de fabricant tiers pour insérer le compteur dans son système de mesure intelligent. Cela nécessiterait le développement d'une connexion standard au niveau du compteur. Un fabricant actif en Suisse estime que la tendance est toutefois à moins de modularité : les fabricants ont une pression pour diminuer les coûts et vont produire pour cela de plus en plus de modèles tout intégrés (jusqu'à la eSIM dans le cas P2P, une carte SIM fixe et paramétrable).
- Le recours à des protocoles spécifiques au métier de l'énergie (DLMS / COSEM) nécessite l'utilisation d'un système de tête de réseau (HES) capable de les convertir vers des protocoles d'échange de données plus standard comme du XML. Ce point verrouille l'utilisation de solutions des fabricants (par ex. HES Landis+Gyr) certifiés METAS, et donc l'accès direct aux données à des systèmes de traitement de plus haut niveau. Le monde de l'IoT se développe autour du protocole d'échange de données MQTT plutôt que DLMS / COSEM : les plateformes Big Data comme Microsoft Azure ou AWS proposent des briques fonctionnelles clé-en-main capables de communiquer sur du MQTT.
- La technologie RF Mesh est généralement propriétaire de bout en bout et exclut toute notion d'interopérabilité. Il n'est pas possible dans ce cas de lire un même compteur avec plusieurs concentrateurs – HES. Nous avons recensé un nombre restreint de cas où un concentrateur peut être lu par le HES d'un fabricant tiers ; un fabricant nous signale que cela se fait toujours sans que l'ensemble des fonctionnalités ne soient disponibles, en particulier en cas de mise à jour.
- La technologie PLC présente une possibilité d'interopérabilité, si le standard IDIS 2.0 est respecté, entre la liaison compteur – concentrateur, dans le sens où il est envisageable de raccorder un compteur d'un fabricant différent de celui du concentrateur (par ex. un compteur Landis+Gyr derrière un concentrateur Honeywell). L'effort à fournir est toutefois très significatif (un acteur du marché facture plusieurs centaines de milliers de francs pour intégrer un nouveau compteur). La liaison concentrateur – HES d'un même fabricant est en revanche, en général, impossible à casser, des systèmes étant intriqués entre les deux éléments, selon le fabricant B. Il n'est pas possible pour un compteur d'être lu par plusieurs concentrateurs.
- Il est possible de se dispenser de l'élément HES lorsqu'on installe une gateway dotée de capacité de Edge Computing pour entre autres réaliser de la conversion de format des données. La communication sur des standards proche de ceux d'internet permet d'envisager un

interfaçage simple avec un ensemble d'applications de plus haut niveau⁷⁰. Il faut toutefois dans ce cas prévoir un système de gestion des clés de sécurité dans le système de plus haut niveau.

- Le monde de l'IoT se développe autour du protocole d'échange de données MQTT : les plateformes Big Data comme Microsoft Azure ou AWS proposent des briques fonctionnelles clé-en-main capables de communiquer sur du MQTT.
- A terme, on peut imaginer que les compteurs parlent sur ce protocole, ce qui annulerait le besoin d'un HES. Ce n'est toutefois pas du tout la tendance observée sur le marché des compteurs intelligents au niveau européen.

Les déploiements de SMI combinent généralement plusieurs technologies de communication

Sur une zone de desserte de GRD, on peut rencontrer de multiples topologie réseau, avec des zones urbaines denses, des zones rurales isolées et tous les niveaux de densité intermédiaire. Chaque technologie de communication est plus ou moins adaptée à certains cas d'usage en termes d'efficacité économique et de performance. Il apparaît par exemple peu pertinent de déployer un concentrateur PLC capable de supporter plusieurs centaines de compteurs pour une habitation isolée.



⁷⁰ On trouvera plus d'information à ce sujet dans l'étude du cas allemand et de la communication en étoile (*Sternkommunikation*) qui prévoit que n'importe quel tiers autorisé (par le client et détenteur d'un certificat de sécurité émis par le BSI) attaque directement la gateway sur des protocoles applicatifs http avec des messages de type XML (*Smart Meter Gateway – SMGW*) pour récupérer des données validées sans passer par des systèmes centraux. On notera toutefois que ce système rencontre des difficultés (normalement résolues dans le futur avec les SMGW de 2^e génération via mise à jour logicielle) et la stratégie Mako 2020 prévoit comme solution transitoire une récupération des données derrière les systèmes du MSB

4.2.4 **Interface entre le compteur et le réseau WAN (HES)**

Point-à-Point (P2P) « low power »		
	LoRa	NB-IoT
Principe	<p>Fréquence sans licence du réseau LoRa</p> <p>Un module M2M par compteur... ...ou uniquement sur un compteur maître, les autres étant câblés dessus (par ex. M-BUS)</p>	<p>Fréquence 800 MWh (LTE 20) sous licence</p> <p>Un module M2M par compteur... ...ou uniquement sur un compteur maître, les autres étant câblés dessus (par ex. M-BUS)</p>
Réseaux	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Réseau HAN : possible si un seul compteur joue le rôle de Hub pour les autres compteurs électriques ▪ Réseau NAN : pas de réseau NAN ▪ Réseau WAN : le compteur communique par LoRa avec le système central, protocole très « basse énergie », pour objets sur batterie ▪ L'infrastructure de réseau LoRa (antennes, concentrateurs) est transparente pour le GRD, et gérée par l'opérateur de réseau 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Réseau HAN : possible si un seul compteur joue le rôle de Hub pour les autres compteurs électriques ▪ Réseau NAN : pas de réseau NAN ▪ Réseau WAN : le compteur communique directement sur un protocole « basse énergie » comme LoRa. Il s'agit d'une déclinaison du réseau LTE pour la connexion massive d'équipements IoT à faible besoin en bande-passante
Maturité	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilisation dans le comptage intelligent en Suisse à l'état de pilote ▪ Recommandé pour des cas d'usage plus IoT ▪ Swisscom (LPN) annonce une couverture du pays de 96% en extérieur et 84% en intérieur 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technologie de communication récente ▪ Tendance au développement par les fabricants de module dual NB-IoT / LTE (plus coûteux) ▪ Expérience de déploiement ▪ Augmentation récente de la couverture Swisscom à 99% en extérieur et 96% en intérieur
Interopérabilité	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Couche physique : Bande non licenciée entre 169 et 960 MHz / Réseau LPN Swisscom : 868 MHz ▪ Protocole réseau : LoRaWAN ▪ Protocole échange : DLMS/COSEM possible ▪ Interopérabilité possible du fait de l'utilisation de message DLMS / COSEM, derrière une plateforme capable de gérer la couche réseau LoRaWAN 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Couche physique : Bande LTE 800 MHz ▪ Protocole réseau : IPv6 ▪ Protocole échange : DLMS/COSEM ▪ Interopérabilité possible du fait de l'utilisation de message DLMS / COSEM
Performances	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Débit par compteur : 2 à 5 kbps (descendant), 0,3 à 5 kbps (montant) ▪ Conçu pour des très faibles besoins en bande-passante ▪ Ne permet pas d'envisager une communication temps réel 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Débit par compteur : 30 kbps (descendant) et 60 kbps (montant) ▪ Bonne pénétration du signal au sein des bâtiments ▪ Ne permet pas d'envisager une communication temps réel

Figure 29 : Synthèse des caractéristiques de la communication P2P sur les technologies low power [2]

Point-à-Point (P2P) LTE		
Principe	LTE Cat-M1	LTE Cat-1
Principe	<p style="color: red;">Bande licenciée LTE 800 MHz</p> <p style="color: red;">Un module M2M par compteur... ...ou uniquement sur un compteur maître, les autres étant câblés dessus (par ex. M-BUS)</p>	<p style="color: red;">Bandes licenciées LTE 800, 1'800 et 2'100 MHz</p> <p style="color: red;">Un module M2M par compteur... ...ou uniquement sur un compteur maître, les autres étant câblés dessus (par ex. M-BUS)</p>
Réseaux	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Réseau HAN : possible si un seul compteur joue le rôle de Hub pour les autres compteurs électriques ▪ Réseau NAN : pas de réseau NAN ▪ Réseau WAN : Les compteurs communiquent directement en P2P avec le HES, sur une ancienne version de la 4G qui convient bien aux applications IoT exigeantes en bande passante et latence 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Réseau HAN : possible si un seul compteur joue le rôle de Hub pour les autres compteurs électriques ▪ Réseau NAN : pas de réseau NAN ▪ Réseau WAN : Les compteurs communiquent directement en P2P avec le HES, sur une ancienne version de la 4G qui convient bien aux applications IoT exigeantes en bande passante (débit 10 fois plus élevé qu'en LTE Cat-M1) et latence
Maturité	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Déclinaison pour des applications IoT temps réel du réseau LTE ▪ Swisscom annonce une couverture du pays de 99.5% en extérieur mais 90.5% en intérieur 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technologie utilisée au début du développement de la 4G et adaptée aux applications objets connectés aujourd'hui (technologie utilisée dans les concentrateurs en général) ▪ Swisscom annonce une couverture du pays de 99.5% en extérieur mais 90.5% en intérieur
Interopérabilité	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Couche physique : Bande licenciée LTE 800 MHz Protocole réseau : IPv6 ▪ Protocole échange : DLMS/COSEM possible ▪ Interopérabilité possible du fait de l'utilisation de message DLMS / COSEM 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Couche physique : Bandes licenciées LTE 800 MHz, 1'800 MHz et 2'100 MHz ▪ Protocole réseau : IPv6 ▪ Protocole échange : DLMS/COSEM ▪ Interopérabilité possible du fait de l'utilisation de message DLMS / COSEM
Performances	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Débit par compteur : jusqu'à 1 Mbps (descendant et montant) ▪ Pénétration peu profonde dans les bâtiments, en particulier les sous-sols ▪ Compatible avec une communication temps réel 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Débit par compteur : 10 Mbps (descendant) et 5,2 Mbps (montant) ▪ Pénétration peu profonde dans les bâtiments, en particulier les sous-sols ▪ Compatible avec une communication temps réel

Figure 30 : Synthèse des caractéristiques de la communication P2P sur les technologies LTE [2]

Conclusion sur le niveau d'interopérabilité actuel et tendances

- La technologie P2P permet de s'affranchir de la contrainte forte de liaison propriétaire HES – concentrateur. Le protocole d'échange de données étant le DLMS / COSEM, un standard connu et maîtrisé par les acteurs historiques du secteur, il est possible d'intégrer des compteurs de plusieurs fabricants à un HES d'un fabricant donné. L'effort de développement et intégration à fournir est significatif. Il est à noter que la technologie P2P, n'est pas pour autant simple à manipuler (un HES est toujours nécessaire) et ne facilite pas pour autant l'arrivée de nouveaux entrants, fournisseurs de systèmes qui devront dans tous les cas être certifiés. Il est à noter qu'en P2P, un compteur peut être interrogé par plusieurs systèmes si les certificats de sécurité l'autorisent.⁷¹
- Un fabricant et un prestataire interrogés observent que la technologie PLC est en déclin au profit du P2P dans un contexte de baisse significative des coûts de communication qui devrait s'accroître. Plusieurs exemples supportent cette tendance : les déploiements principalement PLC de première génération de SMI en Suède ont fait place pour le déploiement de deuxième génération à une communication NB-IoT. La tendance est au développement de la eSim, ce que confirme le prestataire allemand.

4.2.5 Interface entre le HES et le MDMS

- Le marché HES – MDMS est jusque-là dominé par des solutions propriétaires et métiers, proposées par des fournisseurs historiques de solution (par ex. Robotron) et des fabricants (par ex. solution AIM de Landis+Gyr, VisionAir de Kamstrup) avec des fonctions de device management, application des règles de VEE, stockage des données et des fonctions supplémentaires comme la calcul sur courbe de charge. Certains produits nommés EDM sur le marché réalisent encore à date ces fonctions.
- Ces solutions intégraient également jusqu'alors le HES, sans possibilité de séparation HES – MDMS. On observe sur le marché suisse plusieurs solutions MDMS qui s'interfaçent à plusieurs HES, ce qui montre que les fournisseurs ont fait évoluer leur système pour séparer les deux. La séparation n'est toutefois pas effective et les fonctions relevant du HES et du MDMS varient d'un fabricant à l'autre. Les fabricants interrogés confirment que l'interface proposée par les HES suit la norme IEC 61968-9 – dont l'interprétation précise peut toutefois varier d'un fabricant à un autre. On estime l'effort pour intégrer cette interface à un MDMS de modéré à important.
- On observe une tendance nouvelle des GRD à porter des projets de développement de système de traitement des données sur des supports beaucoup plus standards comme les plateformes Big Data (par ex. Microsoft Azure, AWS, Cloudera). Cela implique de créer une logique métier à partir des briques existantes dans ces plateformes. Deux choses sont à tirer de cet exemple :

⁷¹ Il est à noter que le cas de la fibre directement connectée au compteur n'a pas été détaillée, mais est similaire au cas P2P radio.

certaines GRD sont portées d'une ambition forte de valorisation de la donnée (bien au-delà des capacités standards d'un MDMS « *traditionnel* ») et ont une volonté d'indépendance vis-à-vis des fournisseurs historiques. Cette volonté d'indépendance semble pouvoir être de plus en plus satisfaite dans le futur sur cette brique haut niveau, mais c'est l'interface vers les couches plus basses qui pose en revanche la limite de ce qui peut être fait indépendamment des fabricants.⁷²

4.2.6 Interface du MDMS aux couches de niveau supérieur (EDM, systèmes tiers, SI Facturation)

- L'interface vers les niveaux supérieurs au MDMS (EDM et en général SI Facturation type IS-E et SAP) présente des problématiques d'intégration classiques entre applications. Les échanges pouvant se faire par fichier (par ex. dépôt de XML ou json sur un serveur SFPT) ou par API (le système souhaitant accéder aux données transmet une requête, sur un format fourni par la documentation du système, pour accéder aux informations du MDMS). Il y a toutefois un effort d'intégration pour faire correspondre la logique entre deux applications.
- Encore au-dessus du MDMS, l'interface vers le marché par l'EDM se fait au moyen de fichiers XML. La logique métier est définie par SDAT, il ne semble pas y avoir d'obstacles majeurs pour le changement de fabricant / développement d'un EDM sous réserve d'un effort modéré à important.⁷³
- Le projet de révision de la LApEI évoque la possibilité de développer un datahub à l'échelle nationale. L'étude *Datahub Schweiz* de 2018 met en avant plusieurs modèles possibles : un hub de communication (qui agirait comme une extension des processus SDAT actuels), un datahub light (stockage au niveau national des données de base) et un datahub full (stockage des données de mesure en plus des données de base et traitement de ces données). Quel que soit le scénario retenu dans le futur, ces éléments ont vocation à apporter plus d'interopérabilité sur les couches supérieures des systèmes de mesure intelligents (EDM, voir MDMS dans le cas du datahub full).

4.3 Déploiements en Suisse

Depuis la publication de la révision de la LApEI, plusieurs GRD se sont engagés dans des projets de déploiement de SMI sans attendre que du matériel certifié ne soit disponible sur le marché. Les services

⁷² Ces systèmes n'ont pas la capacité clé-en-main de jouer le rôle de HES. Les efforts de redéveloppement d'une solution capable de communiquer avec les compteurs sur des protocoles très spécifiques comme le DLMS COSEM, et certifiée METAS, sont généralement jugés trop élevés pour se passer d'une solution HES d'un fabricant. Le cas non régulé, non soumis à la certification METAS, pourrait toutefois donner lieu à des développements en propre de solution type « poller de données ».

⁷³ Pour l'échange de données avec le marché au sens strict, nous excluons ici toutes les fonctions liées au traitement des données et à la gestion de portefeuille

énergétiques n’ont pas attendu les SMI pour se développer avec des offres, qui même si elles peuvent utiliser le compteur en place, remontent les données par un système de mesure parallèle au régulateur.

4.3.1 Les projets de déploiement des GRD sont largement engagés, avec plus d’un million de compteurs installés ou commandés ; deux tendances émergent avec des partis pris technologiques divergeant entre application stricte de l’OApEI et ambition de développement de services autour de cette opportunité de digitalisation

Les entretiens avec les acteurs du marché et un recensement des projets publiés par les GRD permet d’estimer à plus de 1 à 1,5 millions de compteurs d’électricité dans le cas des SMI commandés, en cours de déploiement ou déployés.

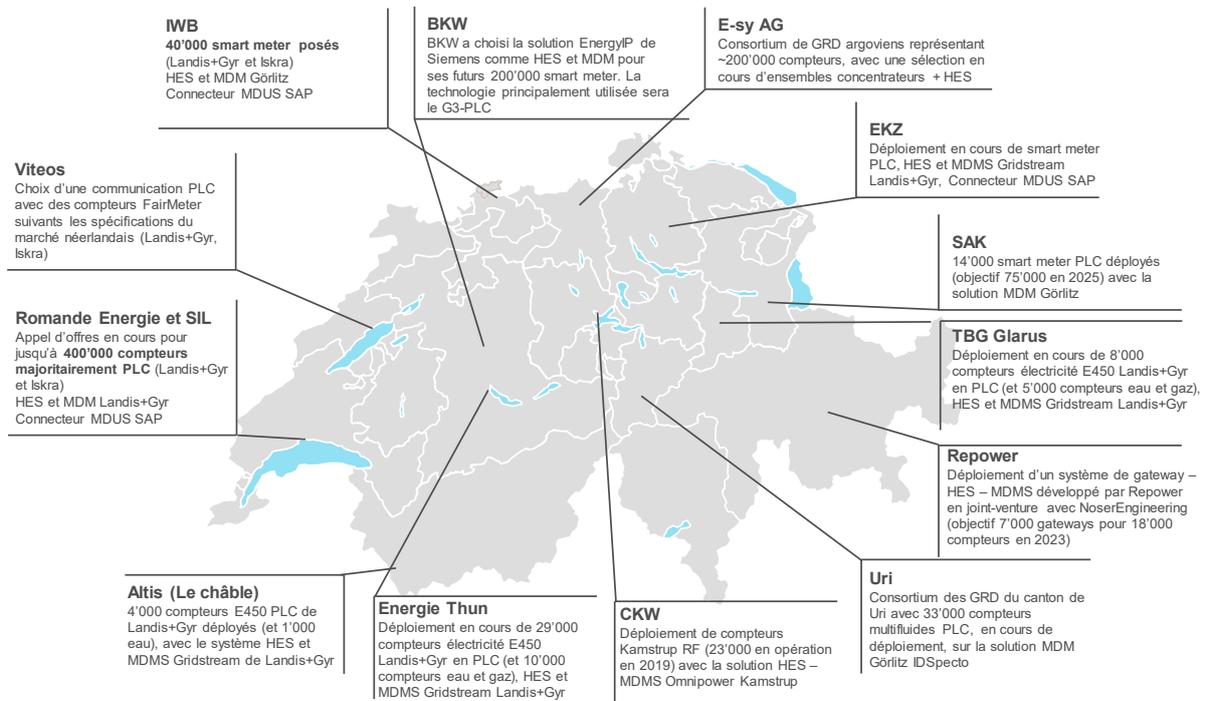


Figure 31 : Sélection de projets de systèmes de mesure intelligents en Suisse (source : communications publiques)

On note que la plupart des projets de déploiement ont choisi la technologie de communication PLC. Cette part dépasse les 50%. La technologie RF Mesh équiperait ~300'000 SMI actuellement en Suisse.

La Suisse présente la particularité, que les GRD ont une activité multifluides qui les conduit naturellement à réaliser des synergies dans les infrastructures de comptage au moment du déploiement. Plusieurs options technologiques sont possibles selon que le compteur électrique soit celui qui joue le

rôle de Hub de communication ou non. Avec le modèle PLC, on observe comme cas d'usage le plus fréquente le positionnement du compteur électrique en hub de communication, auquel sont raccordés les compteurs d'autres fluides (eau, gaz, chaleur).

4.3.2 Un marché des services aux GRD s'est développé autour des prestations de déploiement initial des SMI et de prestation de mesure

Les GRD sont responsables du déploiement sur 80% de leurs points de mesure de SMI. Si chaque GRD pourrait théoriquement porter son propre projet (et donc 600 projets indépendants de SMI cohabiteraient), trois tendances viennent pondérer cela et augmenter les économies d'échelle : les GRD se regroupent pour développer ou acheter une solution de SMI (par ex. E-sy regroupe en Argovie ~200'000 compteurs), les plus grands GRD qui ont développé leur propre solution la proposent aux GRD de taille plus modeste (par ex. CKW, BKW), des prestataires de services tiers proposent également leurs solutions aux GRD (par ex. Esolva AG).

Ces groupements et services s'étendent sur toute ou partie des SMI, avec pour cœur les systèmes centraux, et options les achats groupés d'équipement et déploiement sur terrain.

Un marché des services B2B s'est ainsi développé autour des SMI (rendu possible par l'OApEI al.2), **sans ouverture du marché**, avec une dynamique de consolidation pour atteindre des économies d'échelle.

4.3.3 Des chaînes de comptage parallèles aux systèmes régulés sont mis en place pour proposer des services

Sur le marché ouvert des services énergétiques, on observe le développement de services qui ne passent pas par le système de mesure régulé, même lorsque le compteur régulé est utilisé comme instrument de mesure.

Prestation de mesure au sein des RCP

Les mesures internes au RCP (hors compteur production si installation de production de plus de 30 kVA) ne sont pas soumises à l'OApEI, mais seulement à l'OIMes et OIMepe. En conséquence, la mesure interne peut être vu comme un marché ouvert, la liberté de choix revenant au propriétaire foncier.

Depuis son introduction au 1^{er} janvier 2018, on observe qu'en plus des GRD de nouveaux entrants sur le marché du comptage se sont développés – notamment : Climkit (désormais filiale de Groupe E), Smart Energy Link (Filiale de Energie360°), Engytec (joint-venture BKW – smart-me) ou affirmés comme eSmart (indépendant). Ce développement est porté par de grands énergéticiens du marché suisse.

Ces exploitants et prestataires de mesure proposent des technologies que l'on peut qualifier de plus agiles que les systèmes de mesure régulés en place (utilisation du cloud, moins de solutions propriétaires, remontée de données de mesure en pseudo temps réel).

On note que la distinction sur la chaîne de valeur entre relève de données, établissement de décompte, qui demande une expertise technique (eSmart, smart-me au sein de Engytec) et la facturation (régies, BKW au sein d'Engytec).

Un prestataire interrogé rencontre des difficultés à mettre en œuvre ses solutions dans le cas des rénovations du fait de coûts qualifiés de « prohibitifs » pratiqués par les GRD pour la dépose de leur compteur. Il pointe également que les GRD n'autorisent en majorité pas l'accès au compteur comme équipement de mesure (par ex. via le port impulse) ce qui oblige à la pose d'un compteur supplémentaire en aval. Ces problèmes d'interaction ne sont pas forcément liés à la position particulière des GRD et pourraient se retrouver dans un marché libre ; cela plaide pour une définition plus fine et nationale de conditions-cadres pour la pose / dépose en cas de changement d'exploitant et prestataire de mesure.

Prestation de visualisation

CKW propose une offre de visualisation temps réel de la consommation à ses clients finaux en supplément de l'installation d'un SMI. Les données de mesure sont celles fournies par le compteur du SMI de CKW (compteur Kamstrup RF Mesh en majorité), sur lequel un module smart-me est mis en place (port client) pour communiquer avec le cloud smart-me sur la connexion WAN du client (ou du module en supplément). Les données ne sont donc pas remontées par le même canal que le régulé (WAN directement et pas RF Mesh), sans que les éléments de cette chaîne n'ait besoin d'être certifiés.

Demand Side Management

Tiko est une joint-venture de Repower et Swisscm créée en 2012 (~30 employés en 2019) ; elle est la première société en Suisse à créer une centrale virtuelle intégrant des capacités d'effacement de petits clients à travers un système de pilotage au pas seconde des charges de type PAC. Tiko gère une centrale virtuelle qui permet de valoriser la flexibilité sur les trois réserves SDL (seul mécanisme qui permet aujourd'hui en Suisse une valorisation de la flexibilité).

Les temps de réponse des charges pour être qualifié pour la réserve primaire demande des temps de réponse d'un ordre de grandeur inférieur à la seconde. Tiko a développé pour cela ses propres équipements (K-box pour le contrôle de charge et M-Box qui fournit la communication WAN via une carte SIM ; les deux boîtiers sont reliés en PLC) et ne se repose pas sur les équipements du GRD local.

5 Enseignements des marchés du comptage électrique libéralisés en Europe (Allemagne, Pays-Bas, Royaume-Uni)

5.1 Etude du cas Allemand

5.1.1 Enseignements du cas allemand

- Le marché allemand du comptage s'est ouvert pour tous les points de mesure en 2008, après que le recours à un tiers approuvé par le GRD eu été autorisé en 2005. Deux rôles ont été créés : l'opérateur de point de mesure (MSB) et le prestataire de mesure (MDL). Depuis 2016 et la *Messstellenbetrieb Gesetz* (MSbG) ces deux rôles sont indissociables (fusionnés dans l'appellation MSB). Cette loi introduit également le concept de système de mesure intelligent qui repose un ensemble compteur moderne (mME) – smart meter gateway (SMGW) avec pour objectif le développement de l'interopérabilité et de l'innovation. Il convient de souligner que le déploiement obligatoire de systèmes de mesure intelligents ne concerne que 20% des points de mesure (5 millions sur +50 millions de points de mesure). Cette responsabilité repose sur le GRD qui est le responsable de base des points de mesure qui n'ont pas exercé leur liberté de choix.
- Après 10 ans d'ouverture, moins de 1% des points de mesure (~300'000 en 2018) ont exercé leur droit de passage à un autre prestataire de mesure. On compte ~50 prestataires indépendants, c'est-à-dire qui ne sont ni fournisseurs d'énergie ni GRD sur ~150 entreprises actives sur ce marché en concurrence, qui reste donc largement dominé par les prestataires de base (~ 900 MSB/GRD qui contrôlent 99% des points de mesure).
- Aujourd'hui, un changement de MSB en Allemagne se traduit presque systématiquement par un changement de compteur pour des raisons d'efficacité de gestion d'un parc technologique uniforme (il est trop peu probable de tomber sur un équipement en place strictement compatible). L'industrie anticipe une dynamique similaire à moyen terme même avec la SMGW. Le potentiel de mutualisation du nombre de SMGW (théoriquement jusqu'à ~18 compteurs) est également limité, car il n'est pas possible à date d'avoir des clients de MSB différents sur une même SMGW. Le cadre réglementaire évolue en 2021 pour tenter de limiter ce risque et permettre au propriétaire de choisir à l'échelle d'un immeuble (alors que par défaut le choix appartient aux locataires) un prestataire unique sous certaines conditions, dont la relève d'un fluide en plus de l'électricité.
- L'effet sur les coûts de la libéralisation est peu lisible car la libéralisation survient en 2008 au même moment que la régulation incitative sur les GRD et les chiffres varient fortement selon les études (de -0,9% entre 2009 et 2014 [3] à -20% sur la même période [4]). Les entretiens réalisés soulignent qu'il est extrêmement complexe de mesurer l'impact de la libéralisation sur les prix pratiqués par les GRD et il n'existe pas d'étude de référence concluante sur le sujet. Depuis 2016, on observe différentes tendances selon la typologie client, qui bénéficient ou non

des plafonds de prix – *Preisobergrenze* – imposés par la BNetzA aux responsables de base (gMSB) (plafonds qui disparaissent lorsque le client exerce son choix) :

- Pour les petits consommateurs (<100 MWh/an), les offres des responsables de base ou prestataires en concurrence tangentent les plafonds de prix, sans qu'un réel avantage ne puisse être mesuré ;
 - Pour les petits producteurs (<100 kVA), pour lesquels des plafonds de prix s'appliquent aussi, des groupements d'achat commun ont vu le jour pour commander en gros des prestations de mesure auprès de prestataires sur le marché libre. Les réductions théoriquement atteignables par rapport aux plafonds de prix sont de ~40% (cas de l'agrégation de plusieurs milliers de clients) ;
 - Pour les grands consommateurs (>100 MWh/an) et producteurs (> 100 kW), il n'y a pas de plafonds de prix et les baisses de prix évoqués par les wMSB vont de 10% à 40% par rapport au gMSB.
- L'introduction de plafonds de prix marque la fin de la régulation sur les coûts auxquels étaient soumis les GRD sur le sujet du comptage : les prix doivent être inférieurs à la limite, mais sans corrélation avec les coûts, ce qui ouvre la possibilité pour le GRD de réaliser une marge sur cette activité.
 - Les effets de la libéralisation sur l'innovation sont aujourd'hui encore incertains, dans le contexte du projet de SMGW. Les autorités allemandes avec le développement du modèle de SMGW se sont engagées dans une voie très ambitieuse de promotion d'innovations (*smart meter, smart grids, smart mobility, smart home, smart services*) dans le contexte de l'*Energiewende* sur des standards de sécurité des données élevés. L'industrie perçoit toutefois l'idée de rendre ces services via la SMGW comme une entrave (standards de sécurité trop élevés pour ce type de solution, source de coûts et capacités bridées) et une source d'incertitude (il a fallu quatre ans pour certifier les trois premiers modèles qui ne sont pas encore capable de réaliser toutes les fonctionnalités voulues). Le risque est actuellement que les solutions innovantes continuent à se développer sur des solutions propriétaires qui contournent la SMGW.

5.1.2 Le marché des MSB / MDL est ouvert en Allemagne depuis 2005 et s'inscrit aujourd'hui dans le déploiement de systèmes de mesure intelligents (IMS)

Le cadre légal allemand de la mesure électrique a évolué peu à peu depuis ses premières bases en 2005 jusqu'à sa construction finale en 2016 autour des *systèmes de mesure intelligents*

En Allemagne, la libéralisation du secteur du comptage et de la mesure pour l'énergie (électricité et gaz) a débuté en 2005 et a vu sa structure évoluer régulièrement qu'il s'agisse des personnes concernées (locataires, propriétaires), des conditions d'ouverture et d'accès au marché, des relations contractuelles, des exigences techniques, etc. jusqu'à aboutir à une intégration de l'organisation industrielle du marché du comptage dans la loi de 2016 relative à la mise en place de compteurs intelligents.

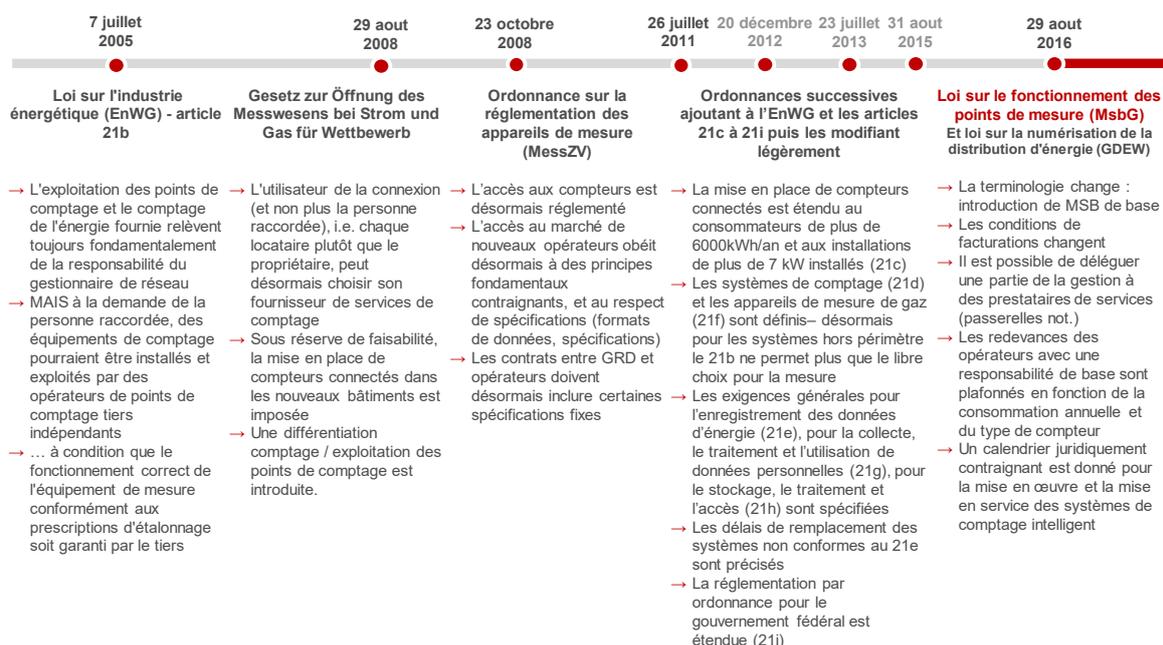


Figure 32: Historique du cadre légal de la libéralisation du comptage pour l'énergie en Allemagne – les dates indiquées sont les dates de publication et non les dates d'entrée en vigueur du texte (au plus tard 10 jours après). [5]

Depuis le 1^{er} septembre 2016, la loi sur le fonctionnement des points de mesure (MsbG) remplace les ordonnances et articles de lois précédents. Cette nouvelle loi de 2016 régit le mode d'exploitation, les coûts et les exigences de sécurité de ces systèmes, ainsi que le délai dans lequel les anciens systèmes doivent être progressivement remplacés par les nouveaux systèmes intelligents.

Par ailleurs, cette nouvelle loi change légèrement les terminologies. **Depuis 2016, l'exploitation des points de mesure n'est plus de la responsabilité unique et inconditionnelle du gestionnaire de réseau, mais de l'exploitant du point de mesure responsable de base ou du tiers mandaté.** Si l'exploitation des points de mesure est assurée par le gestionnaire de réseau, il l'effectue en tant que gestionnaire de point de comptage fondamentalement responsable (de base) et non plus en tant que gestionnaire de réseau, puisqu'il ne s'agit pas d'une tâche d'exploitation de réseau. Il n'est plus fait de différence entre le comptage et l'exploitation des points de comptage. La MsbG réattribue aussi en partie les tâches (le contrôle de plausibilité et la création de valeur de substitution sont désormais du ressort de l'exploitant du point de mesure et non plus du GRD). L'exploitant du point de mesure (qui peut être ou non celui du réseau) reçoit une redevance de mesure pour l'exploitation du système de mesure. Elle peut être facturée soit directement par l'opérateur (dans le cas de systèmes de mesure modernes ou intelligents), soit, si cela a été convenu, par le fournisseur d'énergie du client (comme c'est le cas pour les systèmes de mesure conventionnels).

La loi prévoit des **plafonds de prix progressifs** (Preisobergrenze – POG) pour les redevances dans le cas des opérateurs de points de comptage ayant une responsabilité de base, fixés selon les catégories de consommation annuelle d'électricité ou de puissance installée, et selon la technologie de compteur. Ces plafonds de prix incluent plusieurs services standards, mais des services supplémentaires hors plafond peuvent être proposés. **Les opérateurs de points de mesure concurrentiels ne sont pas**

liés par ces plafonds : en exerçant sa liberté de choix, le client abandonne son droit à des prix plafonnés.

Depuis 2016, l'exploitation et la prestation de mesure des points de comptage sont indissociables et à la charge d'un MSB – de base ou tiers désigné – qui peut déléguer certaines tâches (notamment administration de la SMGW) à des prestataires de services

Ainsi les services standards inclus dans les plafonds de prix regroupent des obligations relevant de l'exploitation comme de la mesure : installation et mise en service des compteurs, configuration, administration, surveillance et maintenance de la Smart Meter Gateway (SMGW), contrôle de crédibilité des données et création de valeurs de substitution, transmission des données historiques de consommation, fourniture d'informations sur les fonctions des systèmes de comptage intelligents, ... Les entreprises sont libres de décider si elles veulent effectuer ces tâches elles-mêmes ou si elles veulent en transférer une partie à un prestataire de services. La question de l'externalisation du service se pose notamment pour l'administration et la mise en place de la SMGW, qui requièrent des certifications. Les droits et obligations de chacun des acteurs du marché sont clairement définis :

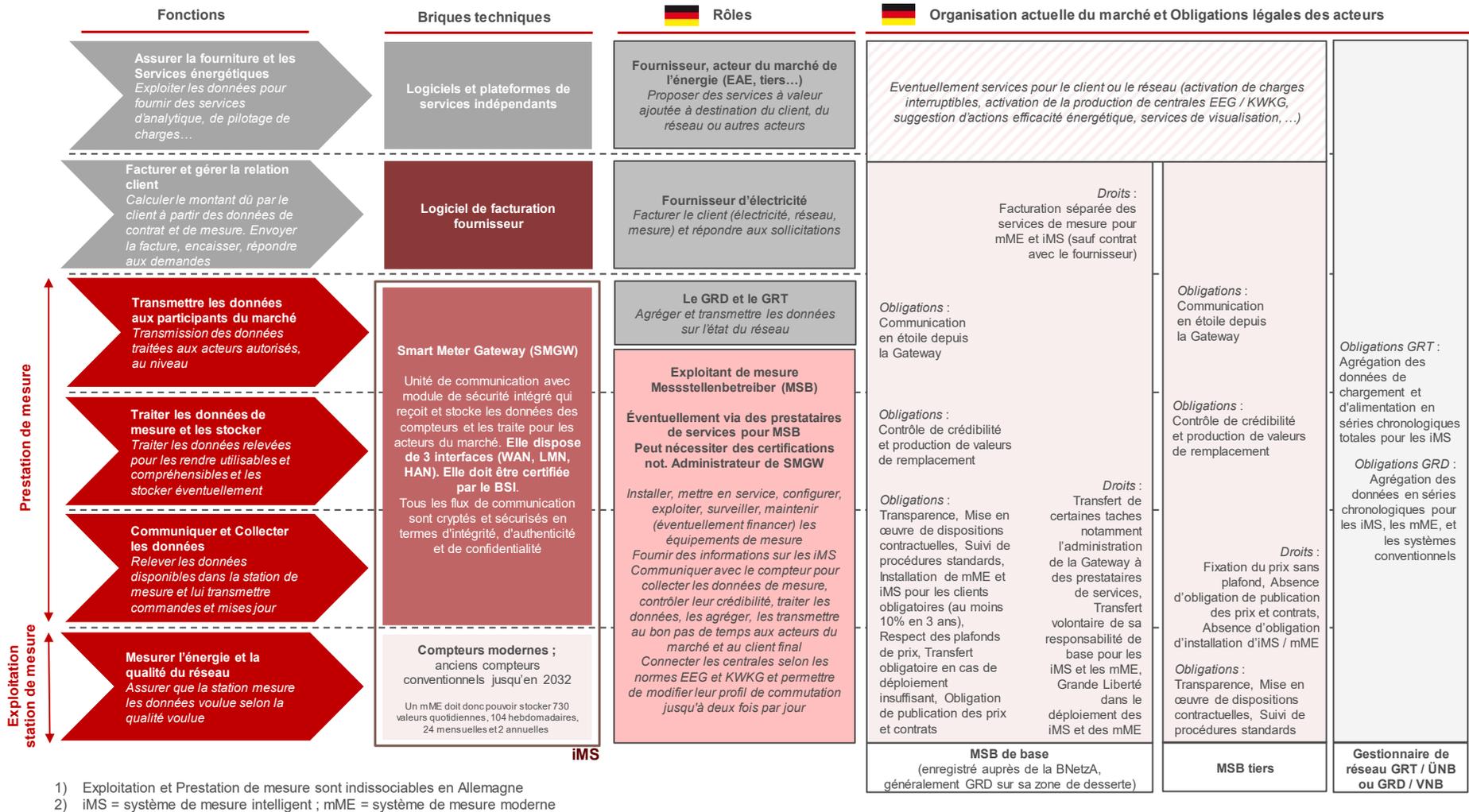


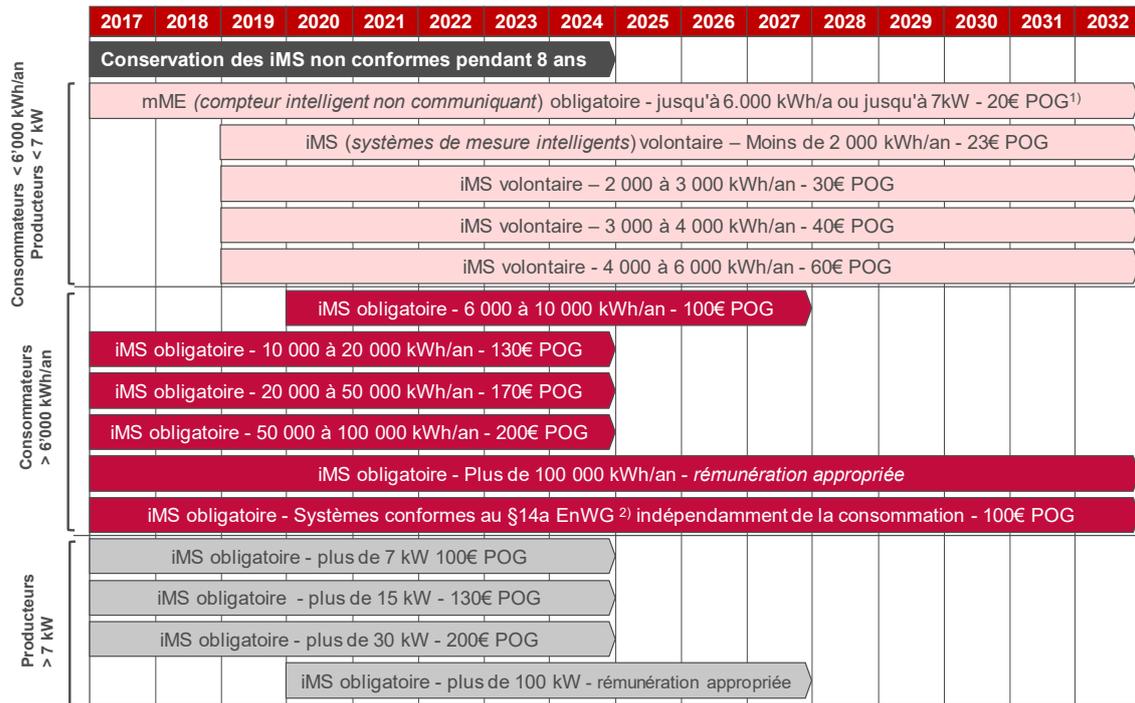
Figure 33 : Cadre légal et organisation du marché allemand en Février 2020 [6]

Ce cadre n'est pas restreint à l'électricité mais les obligations de mise en place de technologies intelligentes diffèrent pour les autres fluides (gaz) et sont en cours de législation. Ainsi, **pour le gaz, tout nouveau compteur doit pouvoir être connecté à la SMGW et la responsabilité en revient au MSB.**

Les propriétaires et les locataires doivent parfois se plier à des mises en place obligatoires de systèmes intelligents ou modernes, mais disposent sous conditions d'un droit de choix de leur MSB

La loi allemande différencie trois parties prenantes côté client : l'utilisateur de la connexion (*Anschlussnutzer* – le locataire) ; l'abonné (*Anschlussnehmer* – le propriétaire) et l'opérateur d'installation de production (*Anlagenbetreiber* – utilisateur de connexion qui peut aussi sous conditions être son propre MSB).

L'utilisateur de la connexion bénéficie de la possibilité de choisir un tiers comme MSB en lieu et place du MSB de base de sa zone. Il est toutefois tenu de tolérer l'installation de compteur moderne (mME) ou (iMS) par son MSB en cas d'installation obligatoire ou en cas d'installation facultative à l'initiative de son MSB de base (s'il n'a pas désigné de tiers). L'installation sera notifiée trois mois en avance. Le calendrier d'installation obligatoire est reproduit ci-dessous.



1) Preiobergrenze : Limite de prix qui peut être facturé au client final selon sa typologie de production / consommation dans la loi MsBG
 2) L'article 14a de l'EnWG fait référence aux équipements basse tension à consommation contrôlable faisant l'objet d'un accord d'utilisation du réseau, et disposant donc d'un point de mesure séparé. Cela concerne notamment les véhicules électriques

Figure 34: Processus de déploiement et de plafonnement des prix des iMS et des mME pour les différentes tranches de consommateurs et de producteurs – plafonds (POG) TTC - consommation annuelle ou puissance installée [7]

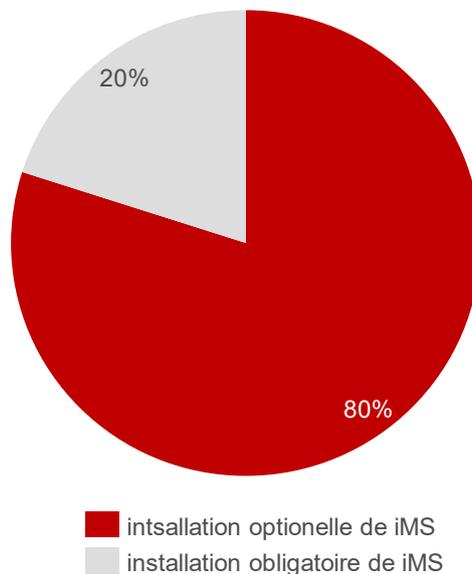


Figure 35: les points de mesure concernés ou non par le Smart Meter Roll-out obligatoire

Début 2018, sur les 20% de point de mesure concernés par l'obligation de déploiement de iMS, moins de 1% (53'000) étaient déjà équipés de mME et aucun de systèmes intelligents

(première SMGW certifiée à fin 2018). Sur les 80% avec installation sur la base du volontariat, là encore moins de 1% (441'000) avaient déjà des mME. [8]

L'abonné de la connexion est également tenu de tolérer l'installation de mME ou iMS dans les cas cités ci-dessus mais bénéficie d'une liberté de choix plus restreinte : il a la possibilité de sélectionner un MSB tiers sous certaines conditions sans le consentement de l'utilisateur de la connexion. Les conditions préalables sont l'existence de systèmes de comptage intelligents pour tous les points de comptage du bien immobilier, la connexion à la SMGW d'au moins un autre fluide (gaz, chauffage urbain, chauffage), et l'absence de coûts supplémentaires. Si l'intéressé exerce ce droit de sélection, les contrats existants pour l'exploitation des points de comptage peuvent être résiliés sans indemnité après la moitié de la durée, mais au plus tôt après cinq ans. Les opérateurs de points de comptage concernés ont la possibilité de soumettre leur propre offre groupée avant que l'abonné n'exerce ce droit.

Dans tous les cas, l'intervention d'un MSB tiers nécessite la conclusion **d'un contrat-cadre (Rahmenvertrag) entre MSB et GRD de la zone selon le contrat type publié par la BNetzA en 2017**. Les entretiens avec des wMSB confirment que cette uniformisation des contrats-cadres a diminué la barrière administrative à l'entrée. Par ailleurs, un contrat de mesure est conclu entre le MSB et le client, qui doit contenir la durée, les délais de préavis et les frais. Seuls les MSB de base sont tenus de publier leurs frais et contrats. La BNetzA conseille toutefois pour les ménages et les mME des **contrats de deux ans renouvelables** avec préavis de trois mois – plus n'est pas possible d'après la loi sur la concurrence et la protection des consommateurs.

Les systèmes de mesure intelligent (iMS) sont désormais au cœur du marché libéralisé avec pour vocation le développement de l'interopérabilité et de l'innovation

Au centre du nouvel écosystème de comptage inauguré par les évolutions légales de 2016 se trouve le système de mesure intelligent (iMS), composé d'un ou plusieurs appareils de mesure modernes (mME), qui sont intégrés dans un réseau de communication via la *Smart Meter Gateway* (SMGW).

La SMGW a vocation à fonctionner comme le centre d'un réseau de communication en étoile (*Sternkommunikation*), qui permet à des tiers autorisés par le client final (ou autorisés de fait le GRD) d'accéder aux données validées de mesure électrique (à un pas de temps et une fréquence adaptée selon le contrat entre le client final et le client privé, sans obligation de descendre au-dessous de 15 minutes⁷⁴). Pour faciliter l'interopérabilité, la SMGW communique avec des systèmes distants sur le protocole réseau IP, avec une couche supérieure http / DLMS COSEM.

⁷⁴ On note à ce sujet des positions contradictoires entre la BNetzA, la BSI et le PTB : si dans les premières spécifications la SMGW doit pouvoir transmettre des données toutes les 5 minutes, la certification ne valide aujourd'hui qu'une transmission au pas 15 minutes et par défaut le fournisseur n'a accès qu'à des données agrégées quotidiennement.

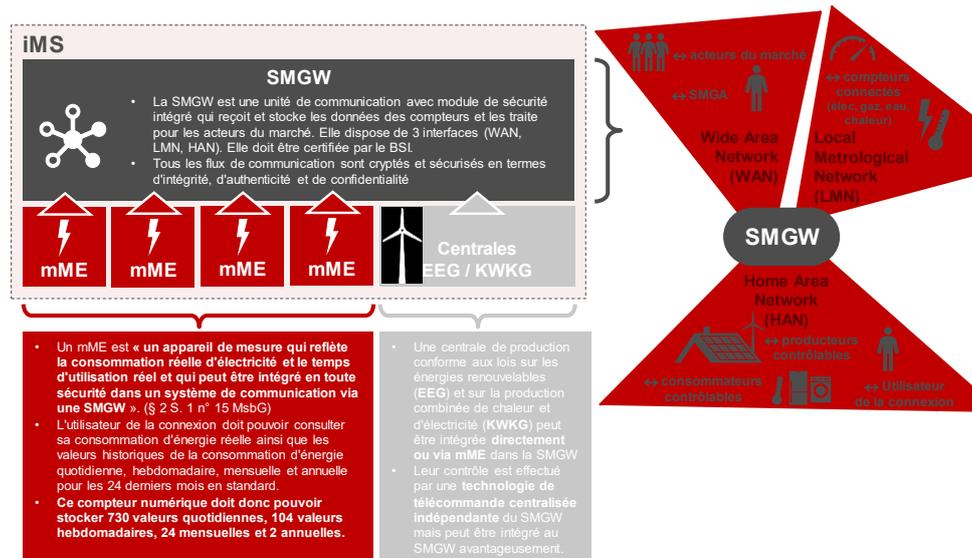


Figure 36: un iMS est constitué d'un ou plusieurs mME (et éventuellement de centrales de production dont les données d'alimentation seraient directement transférées) intégrés dans une SMGW [9] [5]

Plus précisément, une SMGW possède trois interfaces pour permettre une communication en étoile (*Sternkommunikation*) :

- LMN (Local Metrological Network - communications avec un ou plusieurs compteurs numériques dans la maison - le plus souvent par radio ou par câble) ;
- HAN (Home Area Network - communications avec les producteurs et consommateurs d'énergie contrôlables - le plus souvent par câble M-BUS ou Wireless M-BUS) ;
- WAN (Wide Area Network - permet à l'administrateur de la SMGW d'accéder au dispositif et permet d'échanger des données avec la compagnie d'électricité ou d'autres parties externes spécifiées⁷⁵. Le protocole de cryptage TLS (Transport Layer Security) est utilisé pour toutes les connexions établies via ces interfaces.

Le niveau d'exigence en termes de certification des iMS est très élevé en Allemagne. La certification concerne une série d'éléments constitutifs du système de mesure intelligent ainsi que certains rôles d'utilisateur (tiers utilisant la SMGW pour du pilotage, administrateur de la gateway), avec pour objectif de garantir un très haut niveau de sécurité sur une infrastructure énergétique considérée comme critique [10] :

- La SMGW – la Smart Meter Gateway et son module de sécurité ;
- Le SM-PKI (Smart Metering Public Key Infrastructure) – infrastructure de gestion des clés, chaque participant devra disposer d'un certificat émis par des autorités approuvées par le BSI pour communiquer avec la SMGW, mais également communiquer entre acteurs (par ex. tiers et SMGWA) si des données de la SMGW sont échangées ;

⁷⁵ En allemand, le terme Externe Marketeinnehmer (EMT) est utilisé. Une séparation est faite entre EMT actifs, qui envoient des commandes à la SMGW, et les EMT passifs qui n'accèdent à la SMGW qu'en lecture. Des profils intermédiaires sont possibles et gérés par le SMGA.

- Le module de communication du compteur avec le port LMN de la gateway. Au 03.02.2020, la spécification de ce module n'a pas été publiée par le BSI.
- L'administration de la SMGW : rôle de SMGW-administrator. La certification pour le rôle d'administrateur fait état début 2020 de 39 entreprises certifiées.
- Les tiers dits *actifs* qui accèdent à la SMGW pour doivent être certifiés ISO 27001 (ou équivalent) pour être autorisé à utiliser le canal TLS qui permet de réaliser du pilotage via la SMGW (ce n'est pas nécessaire pour les tiers passifs qui ne collectent que des données en lecture).

L'obligation de déploiement des iMS prend effet au 17.02.2020, soit quatre ans après la mise en œuvre de la loi, avec la certification par le BSI de trois SMGW de fabricants différents (PPC, Sagemcom Dr. Neuhaus, KG), conformément au §33 MsBG.

Aujourd'hui, un changement de MSB en Allemagne se traduit presque systématiquement par un changement de compteur ; les wMSB anticipent une dynamique similaire à moyen terme même avec la SMGW

Les wMSB interrogés soulignent que pour une exploitation efficace de points de mesure à travers l'Allemagne, l'uniformité du parc technologique de compteurs sous gestion est cruciale. Statistiquement, il est de plus jugé trop improbable de se retrouver face à un compteur compatible pour gérer une intégration au cas par cas d'un équipement existant. Les wMSB remplacent donc de manière systématique les équipements chez leurs nouveaux clients⁷⁶.

Le sentiment de l'industrie par rapport à la SMGW est que par-delà la volonté d'interopérabilité, elle ne sera jamais garantie au point que toutes les fonctionnalités soient conservées quand on change de prestataire de mesure (l'incapacité des SMGW de la première génération à mettre en œuvre la communication en étoile vient étayer ce point).

Le niveau de concurrence apparaît encore faible sur le marché allemand, avec des offres essentiellement à destination des entreprises ou des autres MSB ; moins de 1% des points de mesure ont exercé leur droit d'accès à un MSB tiers (wMSB)

Dans les réseaux de distribution, les wMSB sont actifs dans 293'000 points de comptage fin 2017 contre 239'000 fin 2016, ce qui correspond à une part de moins d'un pour cent du nombre total de points de comptage dans ces réseaux. Très peu de gMSB ont perdu plus de 1% du marché de base.

⁷⁶ A l'exception des équipements de mesure au niveau MT, qui sont particulièrement robustes et nécessiteraient une coupure de courant pour être remplacés

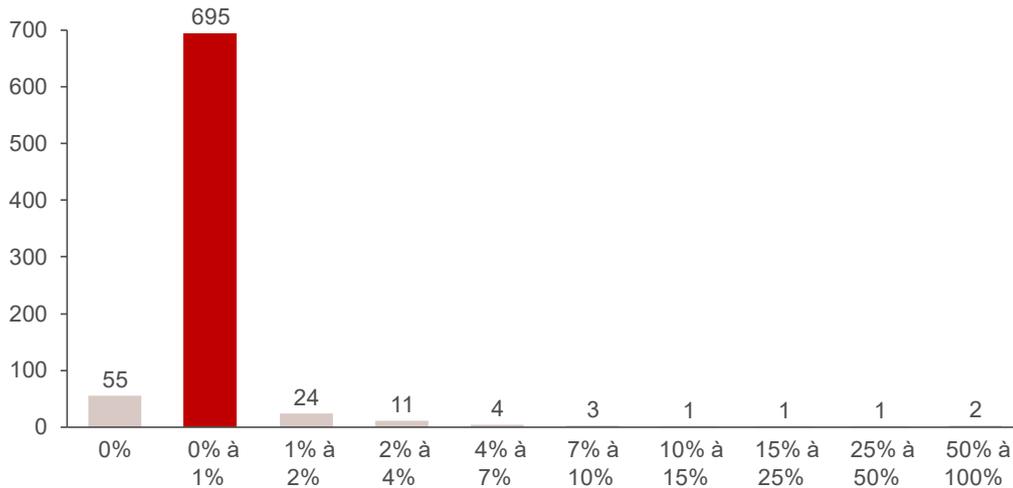


Figure 37 : Répartition des GRD par part de marché en tant que gMSB perdues au profit de wMSB [8]

A fin 2017, la majorité (90%) des MSB enregistrés sur le marché restent des gMSB. Les wMSB ont plutôt tendance à être aussi fournisseur (40%) ou wMSB uniquement (35%) que aussi GRD (25%).

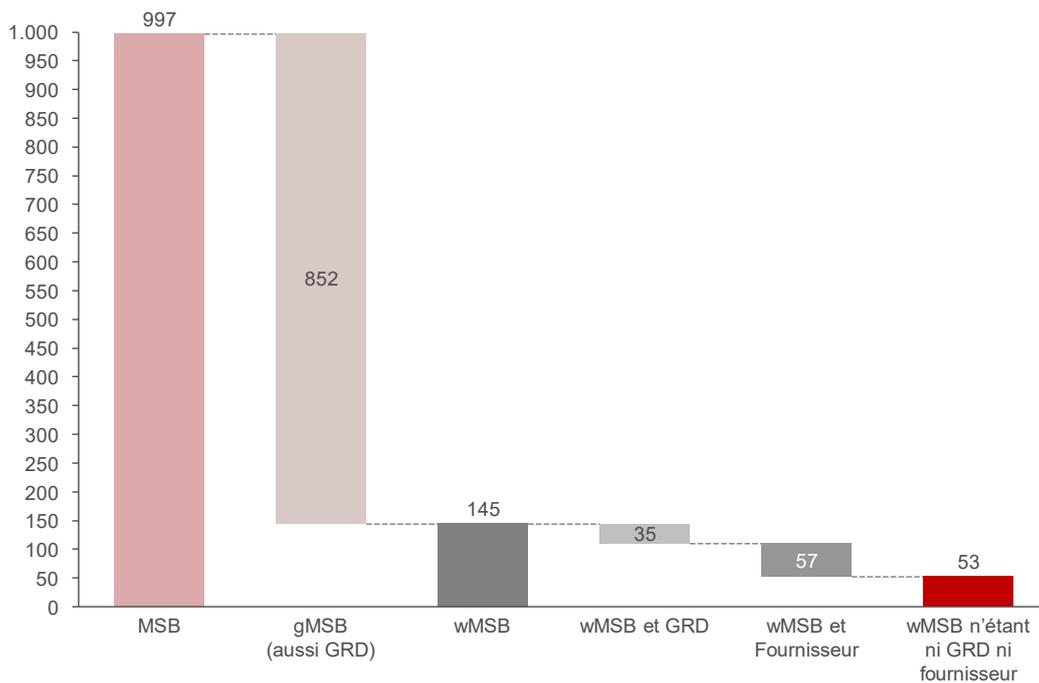


Figure 38: Typologie des MSB, sur le marché des systèmes conventionnels (99% du marché total), à fin 2017 [8]

Les offres sur le marché concernent essentiellement des clients industriels capables de commander de grands volumes de points de mesure intelligents, ou les producteurs intelligents sensibles à des offres avantageuses incluant des services supplémentaires notamment de

contrôle à distance. Il existe aussi de nombreuses offres de prestations de services pour MSB, notamment de SMGWA.

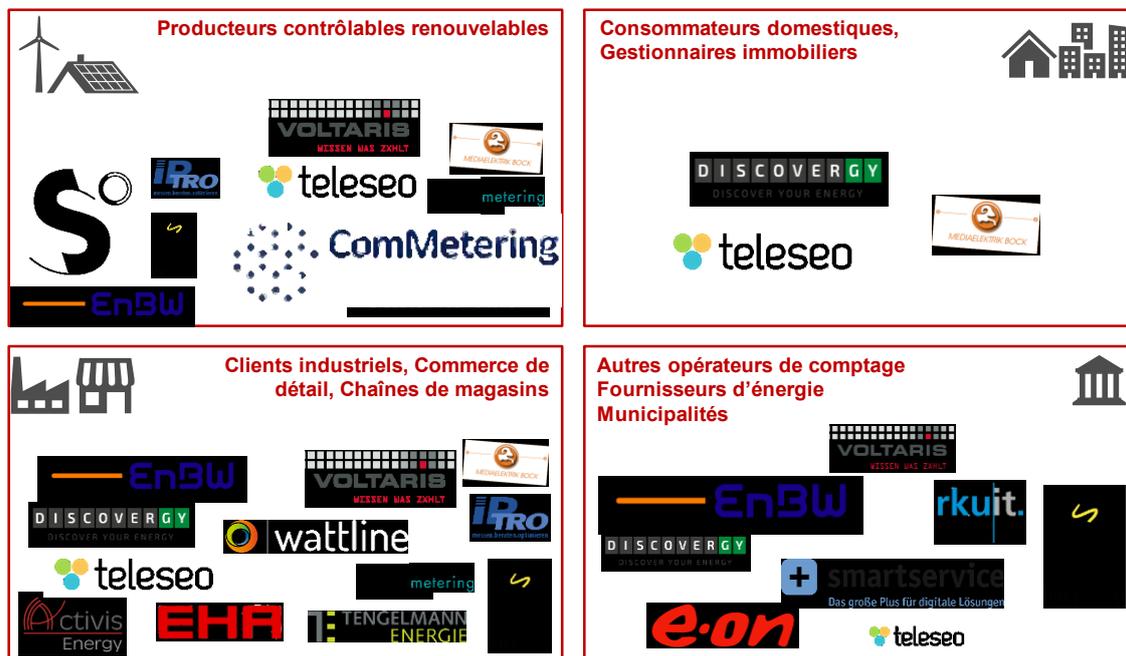


Figure 39: positionnement par quadrant de consommateur (Ménages, Industrie, Producteurs, MSB et autres acteurs de l'énergie) des offres d'une sélection d'acteurs wMSB

Il faut toutefois noter que les points de mesure concernés par l'installation de systèmes de mesure intelligents représentent une minorité du marché, et comptent essentiellement des clients de types producteurs ou clients industriels. En effet, début 2018, sur les 50 millions de points de mesure allemands, seuls 20% étaient concernés par l'installation obligatoire d'IMS : 5 millions de points répondaient au critère « consommation annuelle de plus de 6 000 kWh » ou au critère « appareil à consommation contrôlable » et 5 millions répondaient au critère « puissance installée de plus de 7 kW »

Les effets de la libéralisation sur les prix sont contrastés, avec un potentiel de gain importants pour les grands clients mais quasi nul pour les clients résidentiels par rapport aux plafonds de prix

Les prix moyens des services standards déclarés à la BNetzA pour l'exploitation des points de comptage sont très proches des plafonds de prix fixés par la loi (inférieurs en moyenne de 8% pour les IMS – variable selon la tranche de consommateur / producteur). Pour les mME, les consommateurs finaux sont facturés en moyenne 19,74 euros par an pour un plafond de 20€.

Ces plafonds ont été construits comme des majorants des prix moyens des services standards déclarés à la BNetzA en 2016.

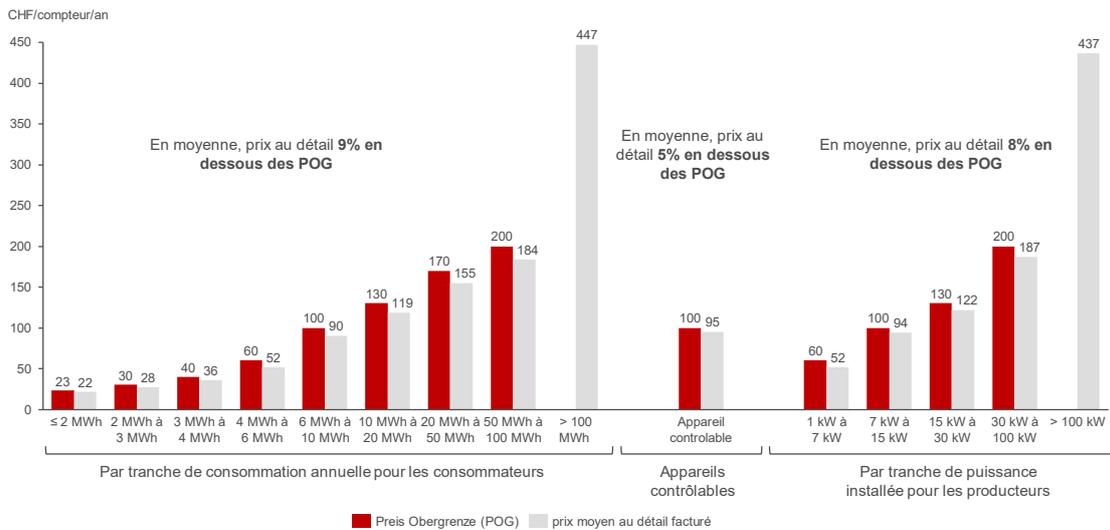
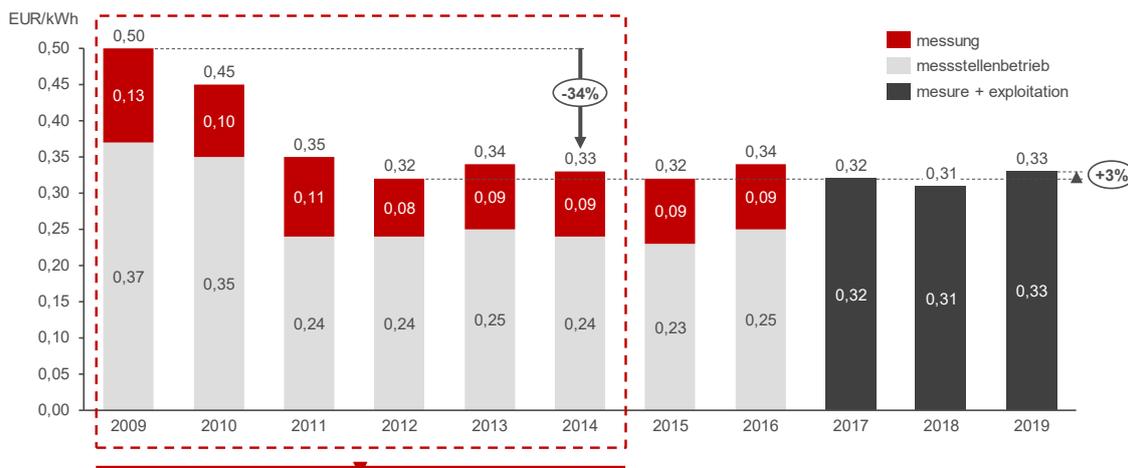


Figure 40: prix moyen au détail sur l'ensemble des déclarations de MSB à la BNetzA pour les services standards IMS, par tranche de consommateur / producteur [EUR / an]

Les entretiens avec deux wMSB confirment une différenciation des effets de la libéralisation sur les prix selon la typologie client. Pour des grands on peut atteindre des baisses de 10 à 40%⁷⁷ par rapport au prix du gMSB initial. Pour les clients résidentiels, la tendance est à proposer des prix alignés sur la limite de prix – sur ce segment, les wMSB se différencient par une offre de service, comme de la visualisation plus poussée.

Si l'on observe les effets de la libéralisation sur les coûts du comptage depuis 2008, il est difficile de tirer une conclusion. Les chiffres publiés par la BNetzA dans ses rapports annuels [4] mettent en avant une baisse significative les premières années. Une étude évalue en réalité la baisse de 2009 à 2014 à 0,9% à l'échelle nationale [3]

⁷⁷ Le marché allemand se caractérise par un marché très éclaté et décentralisé (~900 GRD), avec des écarts de prix locaux pour des services équivalents très significatifs.



On constate une baisse de 34% des frais de mesure entre 2009 et 2014 ; les prix sont stables depuis. Il est toutefois difficile d'affirmer que cette baisse est une conséquence de la libéralisation :

- **2009 – Libéralisation** : le marché du comptage est ouvert à la concurrence
- **2009 – Entrée en vigueur de l'ARegV** : l'Anreizregulierungsverordnung (ARegV – oct. 2007) transforme la réglementation encadrant les redevances de réseau (y compris la mesure) d'un système Cost-Plus en une redevance incitative avec compte de régulation
 - Chaque GRD se voit attribuer un plafond de recettes annuel, qui s'apparente à un budget connu pour l'exécution des tâches de GRD. Le GRD est ainsi incité à accroître la productivité et à réduire les coûts pour augmenter les bénéfices réalisables (différence entre les recettes fixes et les coûts réels) ou réduire les pertes éventuelles. Les coûts ainsi réduits seront utilisés pour déterminer le prochain plafond de recette, ce qui rend cette incitation dynamique
 - Le régulateur n'a ainsi plus à fournir de réglementation détaillée sur la réduction des coûts comme pour un système Cost-Plus. Les asymétries d'informations Régulateur / GRD perdent en importance.
 - Un compte de régulation est mis en place pour que toute augmentation ou diminution du nombre d'utilisateurs de comptage (changement de MSB / MDL) reste neutre en terme de coûts pour le GRD.
 - Toutefois si le total des frais de réseau est contrôlé par des plafonds de recettes, les frais individuels (i.e. la répartition entre postes de frais) ne sont pas contrôlés.
 - Le BNE a noté que certains GRD ont baissé leurs redevances de mesure et exploitation (situation concurrentielle) mais augmenté leurs redevances de facturation. Pour les ménages, on note toutefois, en plus de la baisse constatée pour les frais de comptage de 2009 à 2012, une baisse continue des frais de réseaux totaux de 2007 à 2011.

Figure 41 : Evolution des frais de comptage en ct/kWh pour les clients consommant de 2'500 à 5'000 kWh/an [4] [11]

Le projet de SMGW porté par les autorités allemandes est un parti pris ambitieux pour développer les innovations dans le contexte de l'Energiewende sur des standards de sécurité des données élevés ; le succès de cette ambition est pour le moins incertain à date

Le contexte du comptage en Allemagne est marqué par l'adoption en 2016 une loi sur la digitalisation du système énergétique (GDEW) qui comprenait une modification profonde de la loi sur le comptage (MSBG). Ce projet met une ambition extrêmement forte sur le développement, non pas seulement d'un système de mesure intelligent pour l'électricité, mais la création d'une plateforme pour faire émerger de nouveaux modèles d'affaires dans les domaines suivants : Smart Metering (et submetering), Smart Grid, Smart Mobility, Smart Home, Autres services intelligents à valeur ajoutée (par ex. e-health) [10] .

Le cœur de cette plateforme est la SMGW, un équipement qui fait un lien bidirectionnel entre le compteur et l'ensemble des acteurs de marché. Bien plus qu'un simple switch réseau, elle intègre

des capacités de Edge Computing, pour mettre à disposition des acteurs du marché les données validées et un accès pour commander les équipements du HAN.

Les premiers retours d'expérience sur la mise en œuvre du projet allemand de plateforme de service via la SMGW sont plutôt défavorables :

- Les spécifications pour les services au-delà du comptage n'en sont qu'au stade des discussions. Devant la lourdeur du processus, on constate au moins un fabricant qui a décidé d'abandonner la certification de sa SMGW [12].
- Le concept de communication en étoile (*Sternkommunikation*) ne devrait pas être mis en œuvre avant 2025 avec la deuxième génération de SMGW [12]. Aujourd'hui les données validées ne sont accessibles que par les systèmes centraux des MSB (plus précisément des SMGA) [13].
- Des solutions se sont développées en parallèle de la chaîne de comptage électrique régulée sur l'ensemble des services énergétiques, en particulier du côté des entreprises qui avaient déjà entrepris des efforts de R&D dans les domaines du sous-comptage. Dans un contexte incertain, il est difficile pour les entreprises de se positionner. Un exemple concret est celui de la confusion autour du pas de temps que les solutions doivent pouvoir supporter : un compteur mMe doit pouvoir enregistrer des données au pas 15 minutes, la SMGW doit pouvoir en enregistrer au pas 5 minutes mais pour le premier lot de SMGW certifié, le maximum demandé est de 15 minutes (l'usage d'un pas de temps inférieur n'est pas encore « inclus » dans la certification et donc utilisable pour la certification [12]) alors que la plupart des wMSB proposent actuellement des systèmes de relève au pas seconde.
- Lorsqu'ils s'inscrivent dans le cadre régulé, les fournisseurs peuvent toutefois exploiter des degrés de liberté dans les spécifications pour développer des solutions propriétaires de part et d'autre de la SMGW ne garantissant pas par ex. qu'une unité de contrôle (*steuerinheit* – non spécifiée par la BSI à date) raccordée à la SMGW soit accessible à des tiers [14].
- Un des objectifs de la MSBG est d'inciter les gMSB (qui sont les GRD) à développer des services innovants. Les 2/3 d'entre eux ne souhaitent à date pas se positionner sur un sujet plus large que la mesure électrique [15].

On peut anticiper que dans le futur co-existeront des solutions non-régulées et des solutions passant par la SMGW. Le succès de la SMGW, encore incertain, dépendra largement de la capacité à imposer rapidement des standards sur des services importants (comme le pilotage des bornes de recharge électrique) que les industriels pourront transformer en solutions techniques pour le marché. Les études commanditées [14] par la BSI pointent également toutes vers deux limitations sérieuses au développement des innovations :

- Il y a un manque d'intérêt et de connaissance à date des clients finaux pour les services énergétiques qui pourraient se construire autour du déploiement des iMSys. Dans tous les cas, la base de clients potentiels est pour l'heure faible du fait de la grande progressivité du déploiement ;

- Les conditions cadres ne permettent pas de rentabilité des modèles d'affaires innovants, ce qui est particulièrement marqué sur la flexibilité.

5.2 Etude du cas néerlandais

5.2.1 Enseignements du cas néerlandais

- En 2000, les Pays-Bas ont ouvert le marché de l'exploitation et de la prestation de mesure pour tous les clients, après l'ouverture de la fourniture en 1998. Il était jusqu'alors de la responsabilité des GRD, soumis à une régulation des coûts.
- Le retour d'expérience dressé en 2004 [16] met en avant l'échec de l'ouverture pour les petits clients, suivi de la décision de réguler à nouveau le segment des petits clients (raccordement inférieur à 3*80A), avec un plafond de prix annuel fixé par le régulateur pour l'électricité et le gaz⁷⁸. Entre 2000 et 2003, les prix pour le consommateur final a augmenté de 57% en trois ans, presque aucun client n'a changé de fournisseur et il n'y a pas eu de nouvel entrant sur le marché. Les raisons sous-jacentes avancées sont le manque d'intérêt du client pour un sujet qui ne représente qu'une petite fraction de la facture d'électricité, le coût supplémentaire d'installation au changement, des barrières à l'entrée élevées⁷⁹.
- Le segment des grands consommateurs (raccordement > 3*80A) demeure ouvert, avec la responsabilité de la mesure portée par le client final. L'exploitation et la prestation de mesure sont toutefois soumis à une certification par le gestionnaire de réseau de transport, TenneT. Onze entreprises certifiées sont en compétition [17], dont six sont affiliées aux GRD néerlandais.
- Le gouvernement néerlandais a décidé en 2014 d'imposer un déploiement de systèmes de mesure intelligents à grande échelle (~5 millions de compteurs électriques). Le compteur intelligent a été spécifié au niveau national par le groupement des distributeurs d'électricité et de gaz⁸⁰ (DSMR⁸¹) qui se distingue par la présence obligatoire de quatre ports sur le compteur : le port « P0 » pour la maintenance (souvent port optique), le port

⁷⁸ Le tarif est fixé pour 2019 à 29,27 EUR HT, quelle que soit la technologie de compteur

⁷⁹ Une régulation des prix peut permettre d'éviter cela (voir partie sur les recommandations dans le cadre d'une ouverture)

⁸⁰ *Netbeheer Nederland*. La structure du marché néerlandais diffère fondamentalement de celle du marché suisse du fait de sa concentration entre sept GRD gérant les réseaux de distribution du gaz et de l'électricité (notamment Enexis, Liander, Stedin).

⁸¹ *Dutch Smart Meter Requirements*

« P1 » pour la mise à disposition unidirectionnelle des données en local⁸² (port de type RJ12), le port « P2 » qui permet la connexion de compteurs d'autres fluides (principalement gaz, type MBUS) et enfin le port « P3 » qui permet de communiquer les données au pas 15 minutes enregistrées par le compteur vers la plateforme nationale de collecte des données (anciennement PLC, désormais plutôt P2P LTE) [18]. Les GRD ont en effet créé une plateforme nationale, EDSN⁸³, qui assure un rôle similaire au HES pour tous les compteurs intelligents néerlandais, sur demande : lorsqu'il est interrogé, EDSN va collecter auprès du compteur la courbe de charge et la stocker en cache quelques jours le temps qu'elles soient récupérées (la mise à disposition des données n'est pas garantie en moins de 24 heures après la requête) [19].

- Les caractéristiques du déploiement du comptage montrent une volonté de mise à disposition des données, à des fins d'applications innovantes. Des tiers autorisés par le client final ou par la loi peuvent accéder par deux canaux aux données :
 - via le port local P1 (mesures disponibles toutes les 10 secondes) pour des services d'affichage temps réel et gestion de l'énergie. Le consentement du client et l'installation d'un équipement additionnel en local sont nécessaires pour exploiter ce port ;
 - via le système centrale EDSN (mesures au pas 15 minutes au plus, avec un délais d'attente de 24 heures). Cet accès nécessite une certification par l'EDSN, en particulier sur l'aspect de la sécurité des données⁸⁴.
- Avec le consentement du client, un acteur (GRD, fournisseur, tiers) peut demander à l'EDSN de lire à la granularité la plus fine permise les données du compteur. Sans le consentement, le fournisseur peut lire au plus des données agrégées tous les deux mois⁸⁵. Le GRD dispose de droits d'accès aux données étendu (granularité plus fine et plus fréquemment) dans certaines conditions :
 - Si nécessaire pour l'exploitation du réseau (par ex. données de qualité du réseau) ;
 - Pour des expérimentations et services innovants, à condition d'agrégées les données (anonymisation).
- Les principales innovations sont centrées autour de l'affichage de la consommation, sans pilotage, avec moins de 4% des clients équipés d'un compteur intelligent bien informés

⁸² Ce port permet de transmettre les données de mesure de consommation d'électricité, de gaz, de tarif et de statut de l'équipement, au pas 10 secondes.

⁸³ Energie Data Services Nederland

⁸⁴ Les prestataires de service tiers autorisés par l'EDSN à envoyer des requêtes pour des données de compteur sont désignés par l'acronyme ODA (Onafhankelijke dienstenaanbieder)

⁸⁵ Les fournisseurs sont obligés de communiquer tous les deux mois à leurs clients équipés de compteur intelligent, à titre indicatif, l'état de la consommation et le coût associé (Verbruiks- en Indicatieve Kostenoverzicht – VKO).

et intéressés par ce type d'application⁸⁶ [20]. En 2014, l'industrie (services énergétiques et GRD) a décidé de créer un site internet⁸⁷ servant de place de marché des services énergétiques à destination des clients finaux. Il présente les produits (avec peu ou pas de fonctionnalités autre que l'affichage de consommation sur application, internet, équipement mural) leur prix et des avis de consommateur. On compte aujourd'hui ~40 acteurs présents sur cette plateforme dont un quart d'énergéticiens.

5.3 Etude du cas anglais

5.3.1 Enseignements du cas anglais

- L'ouverture du marché de la fourniture (progressive entre 1990 et 1999) s'est accompagnée de l'ouverture du marché du comptage (exploitation du point de mesure et prestation de mesure), dont la responsabilité de base a été transférée du GRD au fournisseur d'électricité. Les petits clients (avec un raccordement inférieur à 100 kVA) sont libres de choisir leur fournisseur, mais pas directement les exploitant et prestataire de mesure. L'intensité de la compétition dépend ainsi de la pression mis par les fournisseurs sur les services de comptage (le lancement d'appel d'offres par les fournisseurs a permis à la compétition B2B de se créer⁸⁸ – les données d'évolution des prix ne sont toutefois pas disponibles). L'objectif principal du régulateur était le développement des solutions de comptage innovantes (compteurs intelligents).
- Tout au long de l'évolution du marché du comptage, le régulateur anglais (l'Ofgem) s'est montré proactif avec la prise de mesures réglementaires fortes pour assurer l'efficacité du marché. L'ouverture s'est ainsi accompagnée d'un contrôle des prix imposé sur l'exploitation des points de mesure et sur la prestation de mesure aux GRD anciennement en position de monopole et des enquêtes sur le comportement concurrentiel de National Grid et EDF Energy [21]. L'Ofgem plafonne actuellement les prix de la fourniture de 11 millions de clients finaux (*Default Tariff Cap*), incluant les frais de déploiement et d'opération des compteurs intelligents qui peuvent être répercutés sur le client final –

⁸⁶ En 2018, parmi les clients équipés d'un compteur intelligent (5,2 millions de compteurs fin 2018), ~34% disposent d'une visualisation via EDSN et ~4% des clients via un équipement additionnel relié au port P1. Ces taux sont en contraste avec le fait que seulement 4% des clients s'estiment avoir reçu une offre et être au courant des possibilités de visualisation de la consommation.

⁸⁷ www.energieverbruiksmanagers.nl/

⁸⁸ En 2006, après 6 ans d'ouverture du marché, 20% des points de mesure renouvelés/neufs sont en des mains d'acteurs en compétition (pas ancien monopole) et 1% des points de mesure au total

avec une réactualisation tous les six mois pour tenir compte des effets d'échelle à mesure que le déploiement avance.

- L'objectif d'encouragement au développement des solutions de comptage innovant est plutôt un échec et c'est le gouvernement qui a dû imposer en 2009 [22] le déploiement de compteurs intelligents à horizon fin 2020 pour l'électricité (~ 28 millions de compteur) et le gaz (~24 millions de compteur) avec des obligations d'accessibilité des données à différents acteurs du marché. Ces systèmes de mesure intelligent doivent permettre de relever au pas 30 minutes la consommation du client final⁸⁹ et les mettre à disposition de fournisseurs de services énergétiques autorisés par le client. Les compteurs d'électricité et de gaz ont été spécifiés au niveau national (SMETS⁹⁰), un hub de communication auxquels se connectent localement les deux compteurs est fourni par la Data Communication Compagny (DCC) qui fournit également l'accès distant au compteur à un niveau national (comparable à un HES national). Un tel système permet de garantir l'interopérabilité et faciliter le changement de fournisseur (qui s'accompagne généralement d'un changement d'exploitant de point de mesure). Toutefois, dans le cas de la première génération de compteurs intelligents (SMETS1) des pertes de fonctionnalités ont été constatées dans 50% des cas au changement de fournisseur.
- Si le taux de pénétration des services innovants est considéré comme faible « *levels of innovation are relatively modest at present* » (que le gouvernement tente de stimuler notamment par des compétitions⁹¹), le développement de l'innovation passe désormais par la mise à disposition des données à travers différents canaux [23] :
 - Accès via la plateforme d'accès aux compteurs intelligents pour un pas le plus fin accessible de 30 minutes. Cet accès nécessite de respecter des accords⁹² jugés comme trop lourds par des acteurs de taille limitée ;
 - Accès via le port local unidirectionnel du compteur (sur protocole radio *Zigbee*⁹³ – qui nourrit également le dispositif d'affichage obligatoire) qui fournit les données de consommation au pas 10 secondes⁹⁴ – une fois un dispositif appairé, il peut transmettre ces données sur un réseau WAN au fournisseur de service.
- Les gestionnaires de réseau de distribution peuvent accéder à des données plus fines que l'agrégation mensuelle si le client donne son autorisation ou s'ils proposent un plan pour utiliser les données de manière anonyme, approuvé par l'Ofgem. Western Power

⁸⁹ « *opt-in* » pour le client résidentiel et « *opt-out* » pour les clients professionnels

⁹⁰ Smart Meter Equipment Technical Specification (first generation SMETS1; second generation SMETS2)

⁹¹ Le BEIS (Department for Business, Energy & Industrial Strategy) a investi £8.8m dans une compétition « Smart Energy Management Innovation » pour les clients non-résidentiels

⁹² Smart Energy Code (SEC), accord multipartite que doivent respecter tous ceux qui souhaitent accéder aux services de la Data Communications Company

⁹³ Protocole dédié à des réseaux HAN – Home Area Network

⁹⁴ Les données mises à disposition sont celles de consommation d'électricité, gaz, informations sur les tarifs du client et statut de l'équipement

Distribution⁹⁵ a présenté un tel plan à l'Ofgem et utilise des données agrégées au niveau de la sous-station, au pas 30 minutes, récoltées une fois par mois auprès du DCC, pour améliorer l'exploitation de son réseau [24].

6 Modèles de libéralisation de l'exploitation et prestation de mesure de décompte pour la Suisse

Au-delà de la conception de marché, il y a dans l'ouverture de l'exploitation et la prestation de mesure électrique une réalité et un défi technique que nous plaçons en premier dans notre réflexion. Nous présentons des modèles et les conditions pour leur mise en œuvre. Les éléments fondamentaux de conception de marché seront soulevés ainsi que les questions plus précises de régulation pour assurer l'efficacité de ce marché.

L'analyse coûts – bénéfices viendra ensuite quantifier l'impact économique de chaque modèle à l'échelle suisse.

Un des objectifs principaux recherchés à travers l'ouverture est le développement d'innovations pertinentes dans le cadre de la Stratégie Énergétique 2050. Nous proposons de passer en revue les innovations potentielles que l'on voit se développer, leur maturité commerciale et le rôle possible du comptage.

Caveat lector : Les modalités d'échange de données entre acteurs relèvent du sujet connexe de datahub qui est hors périmètre de cette étude. L'existence d'un datahub national favorise le développement des modèles ci-dessous, mais sa forme exacte n'influence pas les conclusions.

6.1 Modèles pour la libéralisation du comptage en Suisse

6.1.1 Plusieurs modèles d'organisation sont possibles selon où se place dans le SMI le point de d'interface entre éléments standards et éléments singuliers des acteurs

Nous appelons point d'interface entre éléments standards et singuliers du système de mesure intelligent le point qui permet de délimiter ce qui dépend strictement de la liberté de choix

⁹⁵ GRD des régions de Midlands, South West et South Wales, ~7,7 millions de clients finaux

technique du prestataire (MSB ou MDL) et ce qui est imposé par le régulateur pour favoriser l'interopérabilité (par ex. s'il est placé au niveau du compteur, cela signifie qu'il doit être possible de changer de prestataire sans changer le compteur). Nous détaillons dans cette partie plusieurs modèles d'évolution par rapport au Statu Quo, où le point d'interface est placé à différents niveaux.

- **Modèle 1** : Ouverture du marché de l'exploitation et de la prestation de mesure sans spécification supplémentaire ; l'échange des données de base et de mesure est réalisé au niveau d'un datahub
- **Modèle 2** : Ouverture du marché de l'exploitation et de la prestation de mesure avec la spécification un compteur P2P
- **Modèle 3** : Ouverture du marché de l'exploitation et de la prestation de mesure avec la spécification d'une gateway avec Edge Computing (modèle technique allemand)
- **Modèle 4** : Ouverture du rôle de l'exploitation de la station de mesure (MSB selon spécification MDL qui reste le GRD) et Statu Quo sur la prestation de mesure

Pour chaque modèle nous dressons un ensemble des coûts / bénéfices attendus. Les bénéfices généraux de la libéralisation seront eux détaillés lors de l'analyse CBA.

Modèle 1 – Ouverture du marché de l'exploitation et de la prestation de mesure sans spécification supplémentaire ; l'échange des données de mesure est réalisé au niveau d'un datahub national

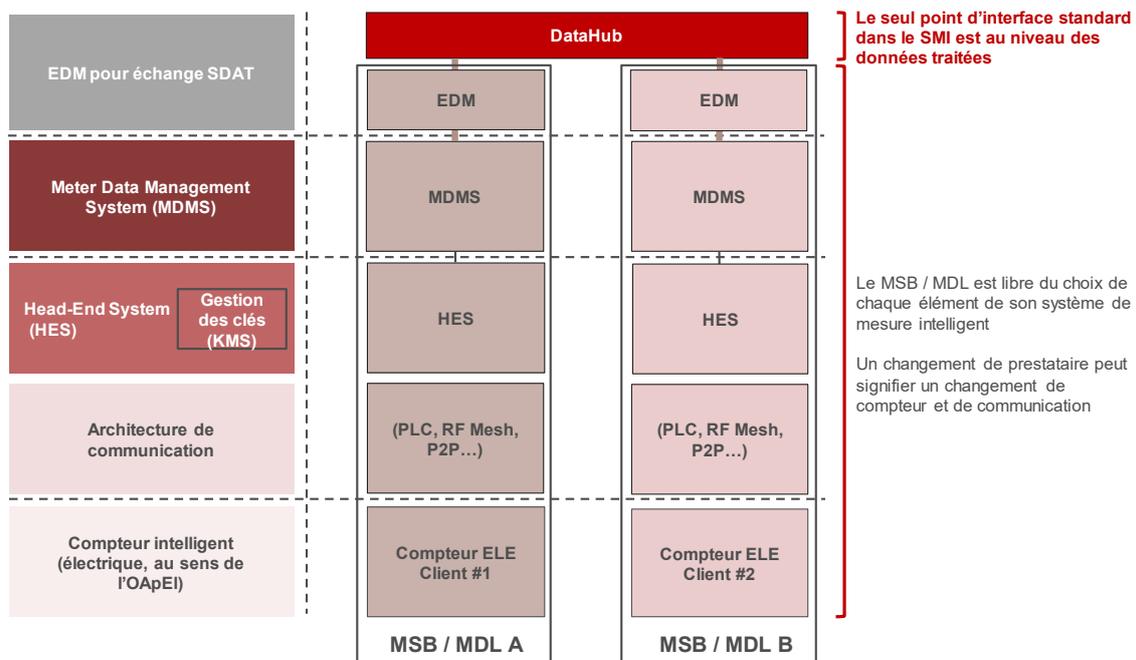


Figure 42 : Schéma de principe du modèle 1 - Ouverture sans spécifications supplémentaires

Principe du modèle

L'étude de l'interopérabilité dans les systèmes de mesure intelligent met en avant le manque d'interopérabilité dans les couches basses (compteur au HES). L'interface la plus simple entre MDL se situe donc au niveau des données traitées, qui peuvent être échangées avec les acteurs autorisés du marché, par exemple via le datahub national s'il se mettait en place.

Les MSB / MDL⁹⁶ sont libres de choisir leur propre système de mesure intelligent sans contraintes supplémentaires par rapport au statu quo. On peut dans ce cas s'attendre à ce qu'un changement de MSB / MDL entraîne un changement complet du SMI qui permet de relever la consommation du client final : changement de compteur relié aux systèmes centraux du niveau MSB / MDL avec sa propre architecture de communication.

Principales conséquences du modèle

Ce modèle interroge sur le niveau de coûts échoués qu'il pourrait entraîner (quantifié lors de l'analyse coûts-bénéfices). La réflexion est à différencier selon les technologies de communication.

Dans le cas d'une communication initiale en RF Mesh ou PLC, on peut s'attendre à un remplacement du compteur et un changement de mode de communication (de mesh à P2P si le MSB/MDL n'a pas une grande densité locale de client) :

- L'étude de l'interopérabilité montre qu'il est possible d'intégrer un concentrateur à un HES tiers, bien que cela ne permette pas de garantir l'accès à toutes les fonctionnalités et peut générer un coût de licence de plusieurs dizaines de milliers de francs. Il n'est pas possible en revanche pour un tiers de venir se connecter au niveau du concentrateur déjà en place : un concentrateur ne supporte qu'un canal régulé et n'a pas la capacité d'autoriser des accès à des sous-groupes de compteurs qui lui sont raccordés.
- Une solution pour ne pas avoir à remplacer le compteur serait de changer le module de communication du compteur si sa conception initiale est modulaire (pas de garantie à ce niveau, et une tendance contraire, à la fabrication de compteurs intégrés) pour un module P2P (provenant du même fabricant) supportant par ex. le NB-IoT. Une solution alternative pourrait être l'utilisation d'un port local du compteur (par ex. M-BUS, port « P1 » avec RJ, RS485). Cette solution n'est toutefois pas possible en l'état car ils sont bridés pour une communication unidirectionnelle qui ne permet pas la mise à jour de firmware demandée par l'OApEI. Nous notons également que la présence et l'uniformité de ces ports n'est pas garantie selon les fabricants et les modèles
- Les coûts échoués dans un tel cas sont la dépose du compteur, l'installation et le coût du nouvel équipement, ainsi qu'une part de l'amortissement du concentrateur. Du fait des

⁹⁶ On prend ici l'exemple de rôle unifié MSB / MDL sur le nouveau modèle allemand, mais comme noté dans les questions fondamentales

caractéristiques des réseaux mesh⁹⁷, il est possible d'atteindre un seuil où la densité est trop faible et son utilisation est remise en cause pour les compteurs restants au MSB/MDL initial, avec pour conséquence d'importants coûts échoués.

Dans le cas d'une communication initiale en P2P : Il est envisageable de conserver le compteur avec un changement de prestataire avec un changement de carte SIM (si le compteur n'est pas équipé de eSIM).

- Les compteurs communicants en P2P (fibre, radio), utilisent en général le protocole DLMS/COSEM au niveau applicatif, sur une couche réseau IP. Cela favorise l'interopérabilité et, sous condition d'efforts d'intégration, permet l'intégration de ces compteurs à un HES tiers.
- Dans le cas des technologies requérant une carte SIM, il peut être nécessaire de la changer avec le prestataire antérieur.
- Dans le cas d'une connexion P2P fibre, il est plus difficile de prévoir les coûts échoués : tout dépend la volonté de l'ancien et du nouveau à partager l'usage de la fibre.
- Dans tous les cas, il faut prévoir un transfert des certificats de sécurité entre MSB/MDL initial et le nouveau.
- Même si l'interopérabilité est plus accessible en P2P qu'en réseau mesh, le nouveau prestataire pourrait décider :
 - L'effort d'intégration de nouveaux fabricants et de gestion industrielle d'un parc de compteur hétérogène pour un faible nombre de clients n'est pas rationnel économiquement comparé au changement d'équipement.
 - Les MSB en concurrence en Allemagne tendent à remplacer le compteur dans tous les cas pour garantir l'efficacité de leur processus (en maintenant une uniformité entre tous les points gérés). Il est à noter que cela est favorisé par un coût de la main d'œuvre plus faible.

Ce modèle renforce l'enjeu de mise en œuvre d'un système performant d'échange des données de base et de mesure entre participants du marché. Au changement de prestataire, le nouveau MSB/MDL pourrait par ex. recevoir par ce biais les détails sur l'installation technique précédente lorsque le client fait sa demande de changement.

Modèle 2 – Ouverture du marché de l'exploitation et de la prestation de mesure avec la spécification un compteur P2P

⁹⁸ Nous ne formulons pas d'hypothèse d'augmentation de coûts de compteur dans l'analyse CBA, considérant qu'ils resteront dans la fourchette de coûts considérée.

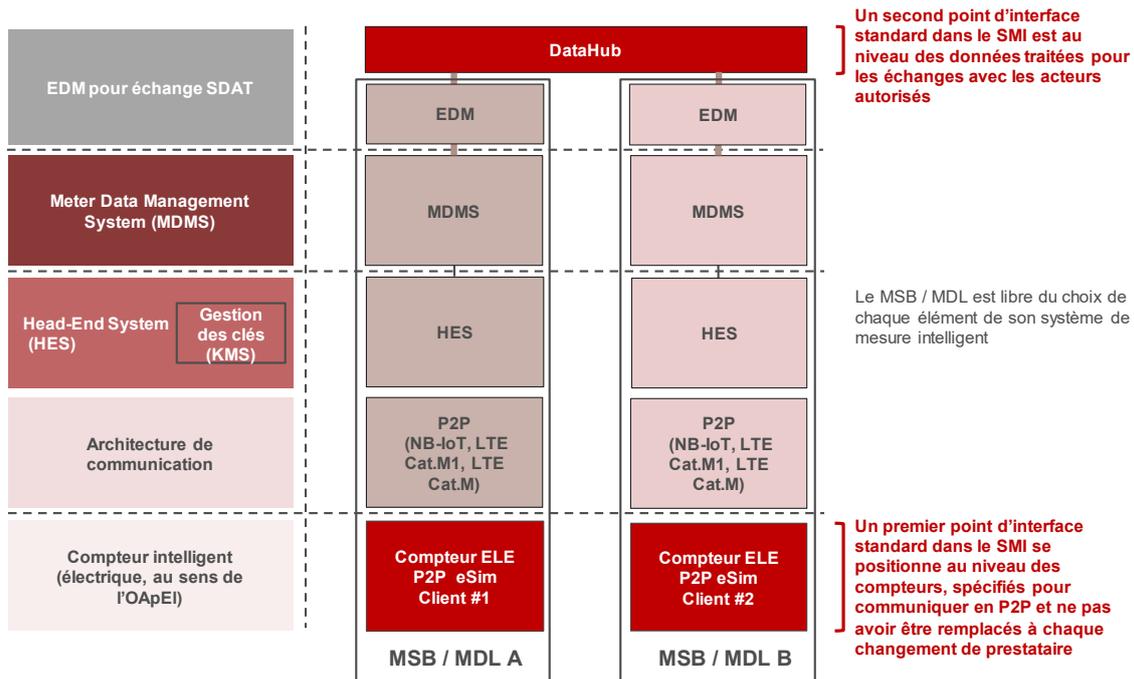


Figure 43 : Schéma de principe du modèle 2 - Ouverture avec spécification compteur P2P

Note : ce modèle n'est pas celui engagé dans le déploiement actuel par la branche.

Principe du modèle

La motivation de ce modèle est d'éviter les coûts échoués engendrés par le remplacement des équipements à chaque changement de MSB/MDL. Les conditions d'interopérabilité ne sont pas réunies au niveau du compteur pour les déploiements déjà réalisés, ce qui impose de passer par une nouvelle spécification.

La technologie qui se dessine comme la plus favorable pour un marché ouvert où les coûts échoués sont limités est la technologie de communication P2P radio avec une eSIM (NB-IoT, LTE Cat.M1 ou LTE Cat.1) pour la couche physique, pour la couche réseau supérieure l'IPv6 et comme protocole d'échange des données le DLMS/COSEM. Il est en effet possible dans ce cas d'intégrer directement un compteur à un nouveau HES par paramétrage à distance de l'eSIM et cette technologie ne présente pas les risques de diminution de la densité des technologies mesh (coût de changement entre de tels compteurs limités aux frais administratifs).

Conséquences du modèle

Plusieurs nouveaux coûts pourraient être engendrés par ce modèle :

- Des efforts de spécification sont à entreprendre par le législateur et la branche, tenant compte que le marché suisse est vu comme trop petit et fragmenté pour les fabricants pour bénéficier du développement de solutions singulières à un coût raisonnable. Tous les fabricants interrogés soulignent la nécessité de se rapprocher des normes

européennes sur ces systèmes. Si ce n'est pas le cas, un tel développement pourrait conduire à des augmentations de coûts⁹⁸.

- Les HES devront être adaptés au standard du compteur (efforts moins importants que pour l'intégration d'une solution propriétaire, l'ensemble reposant sur un protocole réseau IP et des échanges en DLMS/COSEM, qui sont déjà des standards du marché).
- Les nouveaux compteurs selon la spécification devront passer par la certification METAS pour la sécurité (qui aura évolué ou non).
- Selon le moment où paraît la spécification et l'obligation de déployer ce compteur, des coûts de projets échoués des GRD pourraient apparaître (évolution à prévoir dans l'approvisionnement et le plan de déploiement). Cette question de la temporalité est soulevée dans les questions fondamentales de conception de l'ouverture.

Du côté des bénéficiaires, ce modèle devrait faire diminuer les coûts échoués, avec une proportion de compteurs qui doivent être changés à chaque changement de MSB/MDL qui diminue à mesure que la part des compteurs P2P augmente.

Modèle 3 – Ouverture du marché de l'exploitation et de la prestation de mesure avec la spécification d'une gateway avec Edge Computing (modèle technique allemand)

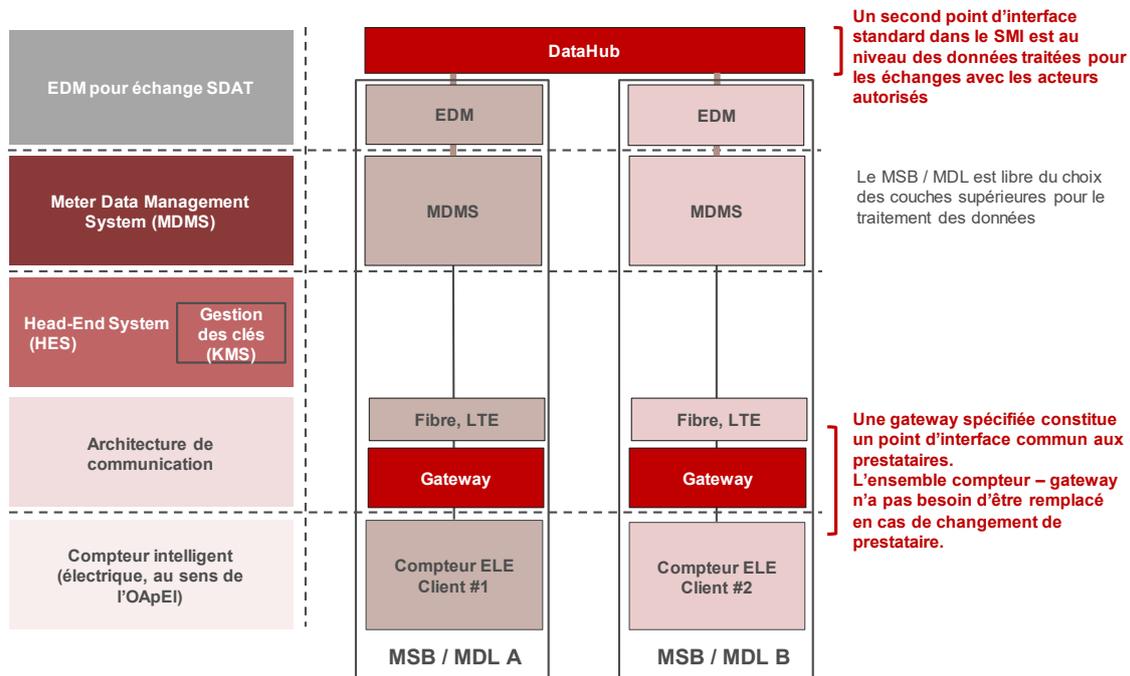


Figure 44 : Schéma de principe du modèle 3 - Ouverture avec spécification de gateway

⁹⁸ Nous ne formulons pas d'hypothèse d'augmentation de coûts de compteur dans l'analyse CBA, considérant qu'ils resteront dans la fourchette de coûts considérée.

Note : ce modèle n'est pas celui engagé dans le déploiement actuel par la branche.

Principe du modèle

Ce modèle poursuit l'objectif de limiter les coûts échoués générés par le changement des équipements à chaque changement de MSB/MDL. Le point d'interface n'est toutefois plus placé au niveau du compteur, mais au niveau d'une gateway, avec des capacités d'*edge computing*⁹⁹, sur le modèle allemand de Smart Meter Gateway (SMGW), avec éventuellement une reprise des standards. Ce dispositif n'existe pas sur le marché suisse et serait à spécifier de sorte que l'ensemble compteur – gateway ne soit pas désinstallé lors du changement de MSB/MDL. Les échanges de données de base et de mesure se font entre acteurs du marché grâce à un système de type datahub national.

Conséquences du modèle

Des coûts similaires au modèle 2 sont attendus dans ce modèle :

- Les efforts de spécification à fournir par le régulateur sont conséquents, à moins que les standards allemands ne soient repris (plus de quatre années de travail du BSI, toujours en cours). Il est toutefois à noter qu'à date, ces standards sont jugés trop complexes, ce qui conduit des fabricants à stopper le processus de certification (seulement trois SMGW sur le marché en février 2020).
- Les coûts de ce type de système sans mutualisation sur plusieurs compteurs sont particulièrement élevés¹⁰⁰.
- Les éléments compteurs (qui devront pouvoir communiquer avec la gateway de manière bidirectionnelle, ce qui n'est pas garanti à date) et gateway seront à certifier par METAS.
- Selon le niveau d'avancement des projets de déploiement des GRD, des coûts échoués de projet pourraient survenir.

On peut attendre deux bénéfices propres à ce modèle :

- Ce modèle permet de faire diminuer les coûts échoués lorsque son taux de pénétration augmente, car un changement de prestataire n'implique pas de changement de l'équipement.
- Ce modèle permet d'imaginer des synergies renforcées entre le développement de services innovants (par ex. Smart Home), et une convergence de l'industrie dans ses standards pour utiliser pleinement les capacités de la gateway. C'est l'ambition du modèle allemand, dont le succès n'est aujourd'hui pas certain.

⁹⁹ Cela permet de placer les fonctionnalités de conversion des fonctions haut niveau en protocoles bas niveau utilisés par les compteurs, au niveau de la gateway plutôt que d'utiliser un HES. Les règles de VEE pourraient être implémentées à ce niveau.

¹⁰⁰ Dans une villa, une seule gateway est déployée ; la mutualisation au sein d'un immeuble n'est pas possible si tous les habitants choisissent un MSB/MDL différent.

Modèle 4 – Ouverture du rôle de l'exploitation de la station de mesure (MSB) et Statu Quo sur la prestation de mesure

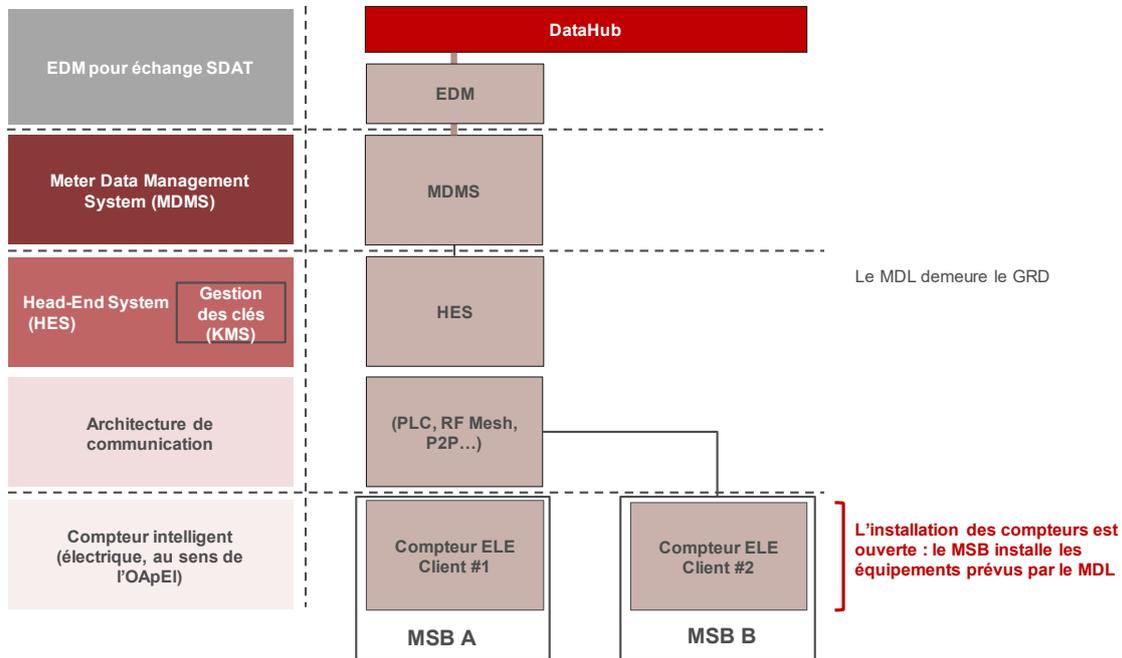


Figure 45 : Schéma de principe du modèle 4 – ouverture du rôle de MSB

Principe du modèle

Ce modèle maintient un statu quo sur le marché de la prestation de la mesure, mais ouvre le rôle de MSB, compris ici comme en charge de l'installation, la maintenance et l'entretien¹⁰¹ des compteurs. Cela signifie qu'un installateur électricien pourrait intervenir sur les compteurs sur lesquels sur les GRD peuvent intervenir actuellement – il devrait cependant respecter les spécifications du GRD local.¹⁰²

Conséquences du modèle

Les bénéfices attendus sont uniquement au niveau des coûts de pose / dépose et interventions sur compteur qui pourraient diminuer avec l'apparition d'une pression concurrentielle aujourd'hui

¹⁰¹ Une option possible est d'intégrer à ce rôle l'investissement dans l'équipement, avec une rémunération issue de la location au MDL. Par ex. dans le modèle anglais le MAS (Meter Asset Manager) est propriétaire des compteurs et peut coïncider (mais pas obligatoirement) avec le Meter Operator (correspondant approximativement au MSB)

¹⁰² On note toutefois que les compteurs dans ce modèle restent propriété des GRD. Cela pose question sur le droit du client final à choisir un MSB pour installer du matériel ne lui appartenant pas.

inexistante. On peut anticiper des développements très locaux de la concurrence, fortement conditionnés par les spécifications imposés par les GRD.

6.1.2 Plusieurs options fondamentales de conception de l'ouverture du marché présentent (temporalité, segments ouverts, responsabilité de base, encadrement de prix) ainsi que les mesures réglementaires à prendre pour garantir l'efficacité d'un tel marché

Une série de questions fondamentales se posent pour définir l'ouverture du marché du comptage. A partir des enseignements du benchmark, nous proposons des éléments de discussion en réponse.

- Comment inscrire dans le temps l'ouverture du marché ?
- Les rôles de MSB et MDL doivent-ils être séparés ?
- Sur quelle typologie de client ouvrir le marché ?
- Comment maintenir l'objectif de déploiement de 80% de systèmes de mesure intelligents d'ici 2027 ?
- Est-ce possible de conserver le compteur lors du changement d'opérateur de point de mesure (MSB) ou de prestataire de service de mesure (MDL) ?
- Quelle influence a la libéralisation sur la certification ?
- Quelles mesures réglementaires pour garantir une ouverture efficace du marché ?
- Quel paysage concurrentiel peut être attendu à l'ouverture du marché ?
- Comment s'assurer que les besoins du GRD sont couverts ?
- Comment traiter les relèves multifluides ?

Comment inscrire dans le temps l'ouverture du marché ?

- Le fait qu'un déploiement ait déjà été engagé sans standard implique qu'une ouverture avant l'amortissement technique des matériels générera des coûts échoués dans l'analyse CBA (analyse coût-bénéfice).
- Le plus pertinent économiquement si des actions devaient être engagées, serait de le faire **en anticipation de la deuxième génération du déploiement plutôt qu'avec un objectif d'entrée en vigueur dès la première**, face au risque de blocage du déploiement, délais, coûts échoués et obsolescence technologique.

- Toute action d'ouverture avec ou sans définition d'une nouvelle spécification durant la première phase de déploiement présente un risque significatif de blocage du déploiement¹⁰³, en réaction à un contexte réglementaire incertain.
- Plus l'année 2027 se rapproche, plus le pourcentage du déploiement réalisé augmente : l'analyse d'interopérabilité (absence d'interopérabilité sans spécification supplémentaire qui implique le changement de compteur au changement de prestataire) et l'analyse CBA pointent un risque croissant de coûts échoués significatifs.
- Si un modèle avec spécification est retenu, il faut anticiper un délai de plusieurs années entre le début des travaux de définition de la spécification et les premières certifications (en Allemagne, quatre années se sont écoulées entre l'entrée en vigueur de la loi et les premières certifications).
- Les standards de comptage, et plus généralement le marché de l'IoT, sont en pleine évolution : des standards plus affirmés pourraient émerger à l'échelle internationale sur les protocoles de communication de l'internet des objets et les formats de données. Les fabricants pointent que les technologies sont en pleine évolution au niveau européen¹⁰⁴, notamment avec l'avènement du P2P (baisse des coûts télécoms, arrivée de la 5G) et l'arrivée de compteurs avec eSIM¹⁰⁵. Prévoir un standard avant la confirmation des tendances industrielles fait peser un risque que les choix technologiques soient obsolètes au moment de leur entrée sur le marché (situation de la SMGW en Allemagne selon les participants du marché).

Les rôles de MSB et MDL doivent-ils être séparés ?

- Pour le client final, la séparation des rôles de MSB et MDL impliquerait le choix de deux prestataires, ce qui apparaît complexe au vu du faible intérêt sur le sujet dans les pays du benchmark.
- L'analyse de la valeur des maillons exploitation de la mesure (investissement dans le compteur et installation) et prestation de mesure, montre que créer un marché séparé de MDL fait peu de sens économiquement.
- Dans les faits, les exemples anglais et allemand montrent que, sans séparation légale des rôles, un marché B2B sur les prestations attendues d'un MSB se développe. Il existe déjà en Suisse pour les GRD : sur la chaîne de comptage complète ou uniquement des maillons comme le MDL.

¹⁰³ Certains GRD se sont opposés à l'obligation de déploiement de 80% ; on peut anticiper une réaction hostile si le cadre légal du comptage subissait de profonde modification en plein déploiement

¹⁰⁴ Certains fabricants vont jusqu'à proclamer la mort prochaine du PLC (aujourd'hui +70% des déploiements), au profit du P2P NB-IoT, comme le montre l'exemple suédois dont la deuxième vague de déploiement fait la transition du PLC au NB-IoT.

¹⁰⁵ Carte SIM fixe embarquée dans le compteur et qui n'a pas besoin d'être remplacée au changement d'opérateur (paramétrable à distance)

Sur quelle typologie de client ouvrir le marché ?

- Nous distinguons quatre types de clients :
 - **Les petits consommateurs** (< 100 MWh/an). Sur ce segment seule l'Allemagne a un marché totalement ouvert ; les Pays-Bas sont notamment revenus sur l'ouverture face à l'envolée des prix. Le retour d'expérience est un manque d'intérêt pour un sujet complexe qui ne pèse que quelques pourcents de la facture d'électricité.
 - **Les grands consommateurs** (> 100 MWh/an). Ce segment est ouvert (avec des limites légèrement différentes) dans les pays du benchmark, avec principalement des clients multisites qui en ont bénéficié. On peut s'attendre à un changement de prestataire historique de l'ordre de 10% si on se base sur le retour d'expérience de l'ouverture du marché de la fourniture en 2008 (d'autant que les coûts du comptage télérelevé pour les clients élus étaient élevés).
 - **Les petits producteurs** (incluant les prosommateurs, < 30 kVA). Ce segment est plus sensible que celui des simples consommateurs aux questions énergétiques, mais la dynamique est difficile à anticiper. Il présente l'avantage d'une forte dynamique de croissance et donc d'une réduction des coûts échoués car les installations sont neuves et non équipés.
 - **Les grands producteurs** (> 30 kVA). Ces clients ont des enjeux de rentabilité sur leurs installations plus importants en général. Le coût du comptage télérelevé élevé (~600 CHF/an en moyenne), qui leur était obligatoirement facturé jusqu'en 2018, a pu être perçu comme dommageable. On peut anticiper une plus grande sensibilité au prix sur ce segment.
- L'analyse CBA vient quantifier l'impact de la libéralisation sur chacun de ces segments.

Comment maintenir l'objectif de déploiement de 80% de systèmes de mesure intelligents d'ici 2027 ?

- Dans un contexte d'ouverture du marché, cette responsabilité peut continuer à être portée par les GRD, en tant que responsables de base de l'exploitation et de la prestation de mesure (modèle allemand). Il faut cependant prévoir une rémunération régulée de ces acteurs pour porter cette activité.
- Il n'est pas envisageable de faire porter cette responsabilité à des acteurs compétitifs entrant dans ce marché, ne serait-ce que parce qu'ils n'ont pas de base client.

Est-ce possible de conserver le compteur lors du changement d'opérateur de point de mesure (MSB) ou de prestataire de service de mesure (MDL) ?

- Le changement de MSB sans changement de compteur est antinomique, car l'activité même du MSB est d'opérer le point de mesure c'est-à-dire principalement fournir le matériel et en assurer l'installation. La question se concentre donc sur la possibilité de changer de MDL (qui assure la communication, collecte, traitement et transmission des données aux autres parties prenantes) : nous rappelons que dans ce cas, même si le

MDL joue un rôle clé par rapport aux données, il ne représente qu'une part limitée de la valeur économique du système de mesure.

- La grande majorité (plus de 80%) des compteurs déployés ou en cours de déploiement reposent sur des technologies de communication type PLC ou RF Mesh avec concentrateur. Dans ces cas, différentes solutions pourraient être considérées, mais elles sont complexes et très spécifiques au type de compteurs déployé.
- Le concentrateur actuel ne pouvant être lu par plusieurs HES, le déploiement d'un concentrateur additionnel (PLC ou RF Mesh) par le MDL pour créer un nouveau canal de communication avec le compteur serait nécessaire. Cependant cela apparaît techniquement complexe car sources de perturbations pour le réseau *Mesh* existant et coûteux. Enfin une dernière complexité existe au niveau de la standardisation de la communication entre le concentrateur et HES qui existe en partie mais est loin d'être complète entre tous les HES et compteurs. En résumé, cette solution n'apparaît pas déployable industriellement.
 - Le changement de module de communication du compteur pour un autre module du même fabricant, mais sur une technologie Point-à-Point (P2P), serait envisageable sur la plupart des modèles disponibles en Suisse. Le coût est toutefois du même ordre de grandeur que le prix d'un compteur (~75 CHF/module hors installation). Il est par ailleurs à noter que si le nombre de compteurs reliés au concentrateur PLC ou RF initialement installé par le GRD devient trop faible, le fonctionnement de celui-ci peut être remis en cause in fine (affaiblissement du « mesh »).
 - Les compteurs disposent généralement d'un ou plusieurs ports standards (P1, RS-485, M-BUS) qui pourraient permettre une connexion d'un module de communication tiers. Ces ports ne sont cependant hors exception pas configurés pour assurer une communication bidirectionnelle, nécessaire pour satisfaire à l'OApEI et à la certification METAS (ex : mise à jour du micrologiciel) : il faudrait prévoir des adaptations au cas par cas des compteurs.
 - Lorsqu'un compteur communique en Point à Point (P2P), il est possible de changer la carte SIM sur le compteur afin de la connecter à un nouveau prestataire de service de comptage. On note là aussi une complexité au niveau de la standardisation de la communication avec le HES : la standardisation grâce au protocole DLMS-COSEM est plus poussée que pour le *PLC / RF-Mesh*, mais n'est là aussi pas complète entre tous les HES et compteurs.
- En résumé, le changement de prestataire de service de comptage (MDL) sans changement de compteur devra, compte-tenu des déploiements actuels, être géré au cas par cas par le MDL alternatif et impliquera dans la majorité des situations des coûts non négligeables pour mettre en œuvre un canal de communication alternatif et HES compatible. Il est à noter également la difficulté d'entretenir un parc de compteurs aux technologies et fabricants divers, qui pourrait pousser le MDL, dans un souci d'efficacité de ses processus, à remplacer systématiquement les compteurs, même en cas de compatibilité.

Quelle influence a la libéralisation sur la certification ?

- Le fondement actuel de la certification METAS pour la sécurité des données est favorable à une ouverture, avec une certification par élément du système de mesure intelligent et pas du système de bout en bout : cela permet d'envisager des combinaisons d'éléments de différents fabricants et l'intégration au système d'un prestataire d'éléments d'un autre prestataire sans re-certification (par ex. compteur).
- Le comptage est aujourd'hui de la responsabilité des GRD. Ces acteurs ont une expertise reconnue et un actionariat public qui permet sans certification de les considérer comme capable de gérer une infrastructure critique. Dans un contexte d'ouverture, il faudrait s'assurer que les nouveaux entrants disposent de la même solidité ; cela peut passer par un processus de certification dédiée pour l'usage de systèmes de mesure intelligents (par ex. comme les administrateurs de SMGW en Allemagne) ou la présentation d'une certification standard (par ex. ISO 9001, ISO 27001).

Quelles mesures réglementaires pour garantir une ouverture efficace du marché ?

- Le retour d'expérience dans les pays du benchmark et les entretiens avec des acteurs du marché suisse pointe le besoin d'une régulation fine pour ouvrir le marché efficacement, à travers une régulation des prix, l'imposition de conditions-cadres pour la relation ancien / nouveau prestataires, la mise à disposition des données, la responsabilité de dernier recours.

Régulation des prix

- Les plafonds de prix peuvent être mis en œuvre dans les catégories où le maintien d'une responsabilité de base sans encadrement pourrait avoir un effet négatif sur les prix. Cela permet notamment de protéger les typologies de client (principalement petits clients) sans intérêt pour le sujet du comptage (élasticité prix très proche de zéro) face à un marché où les prix ne sont plus soumis au cost+.
- Les Pays-Bas sont un exemple de cette dérive avec une hausse des prix pour la mesure d'électricité de +57% en trois ans pour les clients résidentiels. L'expérience date de 2003 et on pourrait s'attendre à une évolution de l'intérêt des clients résidentiels dans un contexte de prise d'importance de l'efficacité énergétique. Toutefois, les études en Allemagne et les entretiens confirment le peu d'intérêt pour le sujet comptage des ménages. En conséquence, la BNetzA en Allemagne fixe des plafonds de prix (*preisobergrenze*) applicables pour les clients consommant moins de 100 MWh/an ; ils tombent lorsque le client exerce sa liberté de choix. Ces prix ont été calculés comme un majorant des moyennes nationales 2016 de coûts du comptage.
- Si un plafond de prix était appliqué, son niveau serait crucial pour déterminer l'impact sur le système. Certains GRD pourraient par exemple augmenter le prix qu'ils font payer jusqu'au plafond si leurs coûts sont en-dessous (décorrélation du prix et des coûts contrairement au modèle « cost+ » actuel).

Conditions cadres sur la mise à disposition de l'équipement

- Des retours d'expérience du cas allemand et du cas des RCP en Suisse met en avant le besoin de la définition de conditions-cadres dans un contexte d'ouverture du marché pour l'efficacité et la fluidité de la relation ancien et nouveau prestataires.
 - Sans collaboration sur la pose / dépose des compteurs, le coût est très élevé : pour des raisons d'efficacité économique, il devrait être possible pour le même électricien de poser le nouveau compteur et déposer l'ancien (en Allemagne, le nouveau MSB démonte le compteur pour le compte du GRD ; la dépose est gratuite pour le client final)
 - Pour limiter les coûts échoués, il pourrait être pertinent de prévoir une obligation de proposition à la revente du matériel (inscrit dans la loi en Allemagne, prévu par des accords de branche au Royaume-Uni), incluant l'ensemble des éléments indispensables à l'exploitation (notamment certificats de sécurité, fichiers de configuration)
 - Pour faciliter les changements de prestataire, un ensemble de données devraient être échangées automatiquement (principalement données techniques sur la station de mesure comme la version, le fabricant, l'emplacement...)

Encadrement de la durée des contrats

- La question de la durée des contrats autorisés entre un client et son prestataire doit trouver le compromis entre ne pas entraver la liberté de choix du consommateur et permettre un minimum de sécurisation des investissements. L'encadrement ou non des durées peut varier selon la typologie client : le modèle allemand propose des contrats de 2 ans (renouvelable) maximum aux clients résidentiels pour respecter la loi de protection des consommateurs, et une durée libre (classiquement huit ans) pour les grands consommateurs.

Mise à disposition des données

- La mise à disposition des données est primordiale pour l'organisation du système électrique (groupe-bilan...), mais aussi pour le développement de l'innovation. A ce titre, le prestataire de mesure devrait mettre à disposition des acteurs du marché autorisés les données de mesure, avec des contraintes de qualité et délais¹⁰⁶. L'exploitant de mesure devrait permettre un accès local aux données du compteur (ouverture d'un port local), avec des contraintes de délais et de coût qui ne soient pas prohibitifs pour la mise en place d'une solution innovante locale¹⁰⁷ (ce qui permet la réalisation d'une synergie sur l'équipement de mesure qui n'a pas à être installé en double).

¹⁰⁶ Certains clients multisites ont fait part de leur mécontentement sur les difficultés voire l'impossibilité d'accéder à leurs propres données à des fins d'optimisation énergétique, alors qu'ils sont télérelevés

¹⁰⁷ Des acteurs de l'IoT ont fait part de leur grande difficulté à accéder aux compteurs des GRD pour utiliser les données de mesure à des fins de domotique (discussions durant jusqu'à six mois, parfois refus complet d'accès au compteur)

- Que le marché soit libéralisé ou non, cet accès aux données est essentiel : dans un marché libéralisé un prestataire de comptage tiers pourrait être lié à un acteur de l'installation photovoltaïque distinct d'une solution de Smart Home que le client voudrait déployer

Responsable de derniers recours

- En cas de défaillance¹⁰⁸ de l'opérateur / prestataire de service de mesure, le GRD pourrait être désigné comme le responsable de dernier recours. Si c'est le GRD qui est défaillant dans sa responsabilité de base, un appel d'offres (modèle allemand si un GRD ne respecte pas les objectifs de déploiement de systèmes de mesure intelligents). Le GRD pourrait aussi être chargé de réaliser des contrôles en cas de litige.
- Ce service devrait faire l'objet d'une rémunération adaptée.

La réalisation de services locaux pour le GRD

- Les GRD peuvent utiliser l'infrastructure de comptage pour réaliser différents services : utilisation du compteur comme *gateway* locale pour les compteurs multi-fluides, utilisation du compteur pour des fonctionnalités de prépaiement (blocage de la consommation au-delà d'un certain niveau), utilisation du compteur pour couper l'alimentation à distance (breaker), utilisation du compteur pour relayer des ordres d'activation (de type télécommande musicale pour les chauffe-eaux), remontée d'information sur la qualité du réseau, etc.
- Ces fonctionnalités relèvent des missions du GRD et il pourrait être nécessaire de prévoir que ces services soient réalisés de manière standard : prévoir un fonctionnement du compteur électrique comme hub pour remonter l'information ; fonctionnalités standards de programmation du compteur depuis le data-hub.
- Il est à noter que ces points relèvent d'une complexité procédurale non négligeable pour pouvoir fonctionner (à la fois du côté GRD et du côté régulateur s'il y a la volonté de réguler ces sujets).

Quel paysage concurrentiel peut être attendu à l'ouverture du marché ?

- Les clients qui font l'effort de changer de prestataire de mesure le feront probablement pour obtenir un prix plus bas. On peut de fait anticiper que les acteurs qui agissent de manière concurrentielle sont ceux qui bénéficient déjà des effets d'échelle (principal facteur d'influence du coût) les plus importants, à savoir les grands GRD. Ils pourraient de plus bénéficier de leur stratégie de développement dans la technique du bâtiment sur toute la Suisse pour opérer nationalement.
- Le retour d'expérience allemand montre plutôt un échec du développement de nouveaux entrants au profit des énergéticiens, sauf sur des marchés de niche (notamment clients multisites).

¹⁰⁸ La notion de défaillance peut prendre plusieurs formes : défaillance de la qualité, défaut de paiement de l'entreprise... Il conviendra de la préciser.

Comment s'assurer que les besoins du GRD sont couverts ?

- L'ouverture du marché fait perdre au GRD la position de monopole sur l'activité de mesure. Il y a de fait une perte de marge de manœuvre des GRD au profit du monde marché¹⁰⁹. Cela ne remet toutefois pas en cause les droits du GRD pour l'exploitation sûre et efficace du réseau électrique.
- La régulation dans le contexte d'ouverture peut tenir compte du caractère particulier et important du rôle du GRD pour le système électrique et fournir un cadre favorable au développement des innovations. Au Royaume-Uni, le régulateur a par exemple voulu favoriser l'innovation réseau en permettant aux GRD, qui proposent un plan d'anonymisation¹¹⁰, l'accès à des données plus précises que le pas mensuel autorisé par défaut pour l'ensemble de son réseau (de même aux Pays-Bas).

Comment traiter les relèves multifluides ?

- Le déploiement des SMI (système de mesure intelligents) fait apparaître des synergies sur le comptage des fluides : l'infrastructure mise en place pour l'électricité pourrait avec un effort incrémental faible permettre de relever les autres fluides à distance (chaleur, gaz, eau).
- Il n'y a pas en Suisse de régulation comparable à celle de l'électricité pour les mesures des autres fluides (eau, chaleur, gaz) et le sous-comptage électrique. Si ces synergies sont bien exploitées en Suisse, du fait de la nature multifluides des GRD, il n'est pas simple en l'état de protéger plus avant ces investissements dans le cas d'un marché libre¹¹¹. Une mesure similaire à l'Allemagne pourrait être envisageable¹¹² : à partir de 2021 la liberté de choix du locataire est limitée si le propriétaire a mis en place une solution multifluides.

6.2 Analyse coût-bénéfice

6.2.1 Les principes de l'analyse coût-bénéfice (CBA) reposent sur une approche standard

¹⁰⁹ Cela a déjà été amorcée avec la LApEI qui spécifie bien que le client est propriétaire de sa flexibilité, qui ne peut être utilisée par défaut et sans compensation par le GRD

¹¹⁰ Cela consiste notamment à agréger les données à une maille géographique qui ne permet pas d'identifier le client, par ex. au niveau d'un poste de transformation

¹¹¹ Cela relève en effet du droit privé (possibilité pour les MSB/MDL de proposer des offres attractives au client, mais sans garantie de ne pas devoir démonter les installations en place)

¹¹² Il convient toutefois de noter que cette contrainte est possible car le gaz notamment est couvert par une loi similaire à celle de l'électricité en termes de comptage (les compteurs gaz doivent désormais être compatibles avec la SMGW). C'est la même situation au Royaume-Uni, où la nouvelle génération de module de communication du DCC est conçue pour se connecter aux compteurs électrique et gaz.

L'analyse coût bénéfice se concentre sur les coûts ou bénéfices pour l'ensemble des acteurs (autrement dit la collectivité) et non pas sur un acteur spécifique (GRD, client, etc.). L'analyse coûts-bénéfices se construit en différentiel d'une situation sans ouverture.

Coûts quantifiés dans le modèle

L'ancien prestataire conserve des coûts :

- **Coûts échoués du compteur** – Les compteurs du GRD ne sont pas encore amortis car remplacés avant leur fin de vie, ce qui génère un coût échoué ;
- **Coût de désinstallation** – Le GRD doit démonter son compteur pour que le nouveau prestataire mette le sien à la place ;
- **Coûts échoués de concentrateur** – Dans le cas de technologie avec concentrateur, l'investissement et les coûts de communication (concentrateur – système central) sont amortis sur moins de compteurs ;
- **Coûts échoués de systèmes centraux** – Les systèmes centraux (HES – MDMS – EDM) de l'ancien prestataire ont une part de frais fixe (par ex. frais intégration) qui sont amortis sur moins de compteurs.
- **Coûts d'opportunité sur l'effet d'échelle** – Dans le cas du neuf (uniquement), si la nouvelle installation est gérée par un tiers, le GRD perd un potentiel d'amortissement de ses coûts fixes de systèmes centraux sur une installation supplémentaire. Nous ne comptons pas le potentiel de densification d'un réseau PLC.

Le nouveau prestataire génère de nouveaux coûts pour le système :

- **Coût d'achat et pose du compteur** – Le nouveau prestataire doit acheter et installer le nouvel équipement (compteur) pour son nouveau client.
- **Coûts de communication** – Le nouveau prestataire doit payer des frais de communication compteur – systèmes centraux en plus.
- **Coûts marginaux pour les systèmes centraux** – Le nouveau prestataire a déjà investi dans des systèmes centraux et n'a comme coût marginal à chaque nouveau client d'éventuels frais de licence (tarification du fournisseur au point de mesure), et frais d'intégration de l'équipement à ses systèmes

Coûts non quantifiés dans le modèle

En plus des coûts quantifiables liés au changement de compteur, des coûts connexes sont à mettre en lumière, avec un impact très négatif pour le système.

- **Coûts d'adaptation des processus et des systèmes SI des GRD** (notamment intégration massive de données en provenance de prestataires tiers / communication

avec le *datahub*) – l'ordre de grandeur probable est d'au minimum plusieurs dizaines de milliers de francs par GRD ;

- **Coûts commerciaux**, et de manière générale les coûts de frottement liés aux interactions entre concurrents sur un marché libéralisé (échange des données entre prestataires, coûts de l'*on-boarding*...) – les ordres de grandeurs d'acquisition client dans l'industrie de l'énergie sont de la centaine à plusieurs centaines de francs par client ;
- **Coûts de désoptimisation multifluides** – de nombreux GRD ont une activité multifluides et ont profité du déploiement de compteurs intelligents électrique pour relever à distance d'autres fluides. En cas de changement de prestataire / imposition d'un standard, les synergies risquent d'être perdues et des coûts échoués significatifs générés.

Bénéfices quantifiés

On suppose que le **client final change pour un prestataire dont les prix (et les coûts) sont plus faibles**, ce qui génère des bénéfices pour le système :

- Bénéfice d'efficacité pour l'achat et la pose du nouveau compteur
- Bénéfice sur des frais de communication réduits
- Bénéfice sur les frais de systèmes centraux réduits

Ce bénéfice est pris en compte pour l'existant, mais aussi dans le cas d'une nouvelle construction / installation de production.

Un des effets qui peut être attendu de la libéralisation est une **pression générale sur les coûts de la mesure en Suisse**. L'idée sous-jacente est que les GRD se sentent menacer par la libéralisation et pour ne pas perdre de part de marché améliorent l'efficacité de leurs processus et investissements.

Un troisième bénéfice peut être attendu au niveau des **synergies sur les services innovants**. Le potentiel principal réside dans l'évitement de l'installation d'un autre compteur pour réaliser un service innovant. Dans le cas le plus favorable, les données sont remontées par la même chaîne de communication pour le régulateur et les services innovants : des synergies sur les coûts. Le taux de pénétration chez les clients finaux d'applications pouvant être jugées innovantes en lien avec le compteur est faible à l'échelle suisse et européenne¹¹³. Nous retenons ici une hypothèse très favorable d'une pénétration des innovations chez 10% des clients.

¹¹³ A titre d'illustration, Tiko qui réalise de la gestion de la demande représente 6'500 clients

Précisions sur le modèle

- L'ensemble des paramètres utilisés dans le modèle sont détaillés en Annexe.
- Le modèle repose dans une optique d'analyse de sensibilité sur un ensemble de variables scénarisées, également détaillées en Annexe. Les plus significatives sont le taux de pénétration des innovations, les synergies sur les innovations, le taux de client qui changent, l'efficacité globale sur les prix liés à la pression concurrentielle. Des analyses de sensibilité sont ainsi proposées au-delà des scénarios de référence.
- Le modèle est dynamique dans le temps et la date d'ouverture du marché peut être modifiée pour identifier les variations de l'impact. Le modèle comptabilise les coûts / bénéfiques sur une fenêtre de dix ans à partir de l'ouverture de du marché, avec une évolution dynamique du mix technologique et des variables scénarisées. Les résultats financiers sont actualisés sur cette fenêtre.
- Tous les paramètres et variables sont différenciés selon quatre types de clients :
 - Petit consommateur (< 100 MWh/an)
 - Grand consommateur (> 100 MWh/an)
 - Petit producteur / prosummateur (installation de production < 30 kVA)
 - Grand producteur (installation de production > 30 kVA)
- Le modèle tient compte d'un taux de croissance annuel du nombre de nouvelles installations solaire par catégorie de puissance. Le nombre de point de mesure des catégories de consommateur est en revanche supposé fixe.
- Début 2020, on estime que 1 à 1,5 millions de compteurs intelligents sont installés ou en cours d'installation en Suisse. On estime que la vague de déploiement atteint son maximum entre 2020 et 2025, pour atteindre fin 2025 la réalisation de l'objectif de déploiement (y compris achat ferme de compteurs non encore posés) de 80% de systèmes de mesures intelligents (~4,5 millions de compteurs).

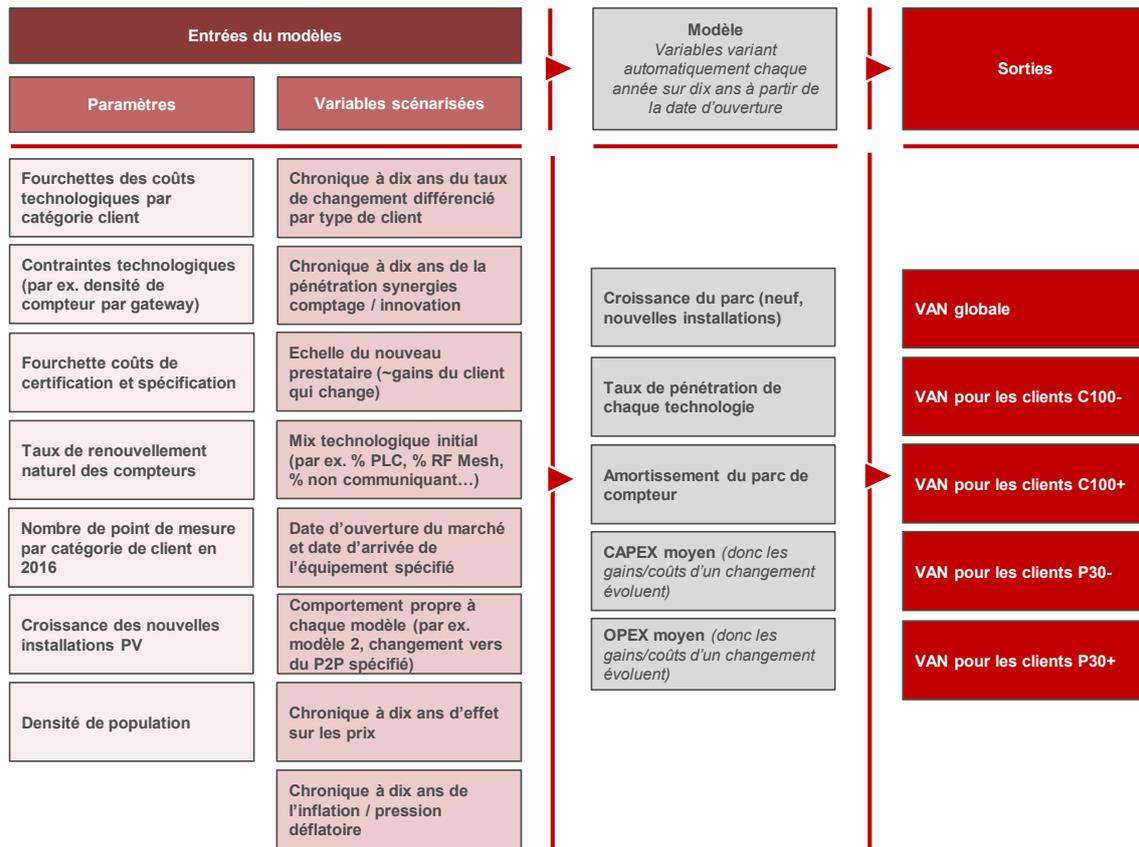


Figure 46 : Approche méthodologique de construction du modèle pour l'analyse CBA

Intégration de la pression liée à l'ouverture du marché sur les prix pratiqués par les GRD

Un effet notable sur les prix des GRD apparaît incertain :

- Les benchmarks européens montre qu'il est extrêmement complexe d'estimer l'impact de l'ouverture du marché sur les prix pratiqués par les GRD ;
- L'étude mandatée par l'OFEN, WIK de 2015 [25] conclue qu'une ouverture avec moins de 2% de pénétration de la concurrence n'entraîne pas de pression sur les coûts. Or les benchmarks soulignent que les parts de marché des acteurs alternatifs restent modestes (0,6% en Allemagne) ;
- Les clients en RCP représentent début 2020 près de ~0,1% à ~0,5% des points de mesure suisses (soit un taux comparable à l'effet de l'ouverture sur le marché allemand après dix ans) sans qu'il ne soit noté d'influence sur les prix des GRD.

Nous ne considérons de fait dans le modèle pas de pression globale sur les coûts dans le modèle. Les taux de pénétration de la concurrence dans le marché pour la construction des résultats MIN et MAX de référence font l'hypothèse de 1% de pénétration sur en dix ans en moyenne¹¹⁴.

¹¹⁴ Cela veut dire qu'aucune inefficacité, qui pourrait exister actuellement, n'est réduite grâce à concurrence

Une analyse de sensibilité est réalisée plus bas sur ce point.

6.2.2 Illustration du raisonnement de la construction des résultats

CAVEAT – Nous présentons ici la logique sur laquelle fonctionne le modèle, sur un cas statique, simple d'un client équipé d'un compteur PLC, qui quitte un GRD aux coûts hauts, pour un nouveau prestataire qui présente des coûts avantageux. Les chiffres utilisés pour construire nos recommandations sont eux basés sur les résultats d'un modèle dynamique et sont présentés dans la partie suivante.

Quantification des gains pour le client qui exerce sa liberté de choix

L'hypothèse fondamentale du modèle est qu'un client exercera sa liberté de choix pour un nouveau prestataire, si des conditions de prix plus avantageuses se présentent.

Les deux cas extrêmes calculés dans le modèle ont été construits sur le niveau d'avantage pour le client final :

- **Cas MIN** (le plus favorable à l'ouverture) : Le client passe d'un acteur qui a sous gestion 50'000 compteurs (GRD, groupement de GRD) vers un acteur qui a +200'000 compteurs sous gestion, avec sa propre solution¹¹⁵, et les effets d'échelle qui accompagnent ce volume ;
- **Cas MAX** (le plus défavorable à l'ouverture) : Le client passe d'un acteur qui a sous gestion 50'000 compteurs (GRD, groupement de GRD) vers un acteur qui a 100'000 compteurs sous gestion, avec une solution en SaaS¹¹⁶ pour ses systèmes centraux.

Pour cette raison, **nous considérons les résultats comme donnant une vision optimiste de l'ouverture**, d'autant que des coûts connexes ne sont pas quantifiés.

Dans le modèle dynamique, il est pris un MIN et un MAX sur les coûts de départ en plus (pour par ex. retranscrire le fait qu'un client pourrait à terme changer d'un prestataire de 100'000 compteurs à un prestataire plus efficace avec sous gestion +200'000 compteurs).

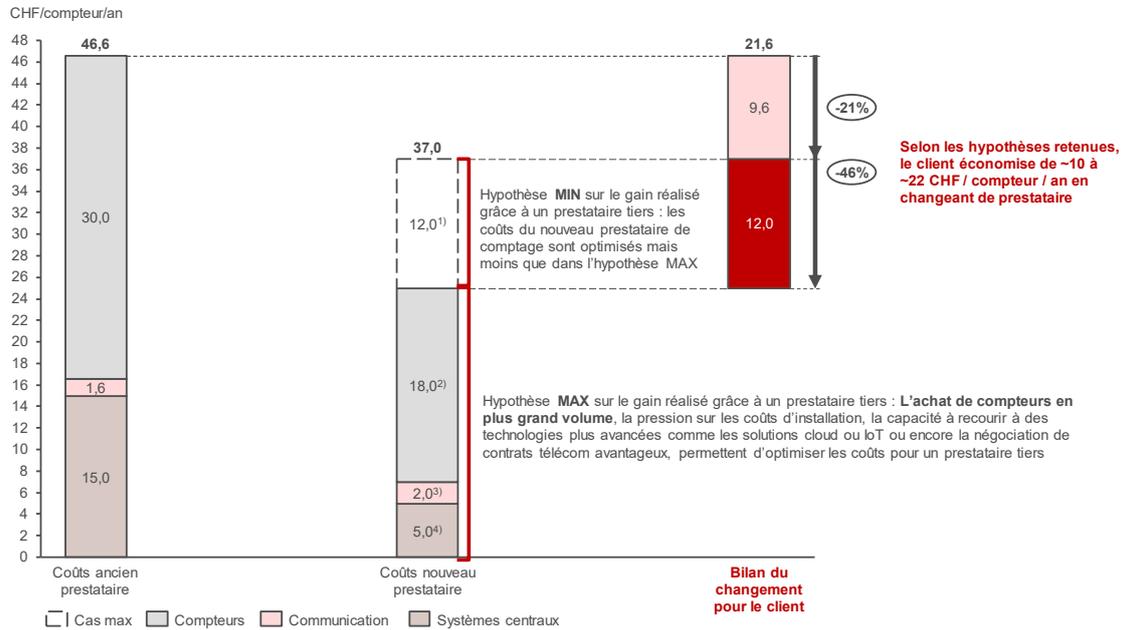
Situation vue du client final

Vu du client final, celui-ci peut réaliser des gains lorsqu'il change de prestataire – sinon il n'engagerait pas le changement. Les gains varient entre ~50% dans le cas favorable (MIN) et ~20% dans le cas moins favorable (MAX). Il est à noter que cette fourchette de baisse correspond bien aux observations (situation vue du client) en Allemagne où pour les grands clients de telles

¹¹⁵ La part en licence est limitée au minimum ; le coût incrémental d'un nouveau client est très faible alors

¹¹⁶ Software-as-a-Service : dans cette configuration, plus de 50% des coûts du prestataire pour les systèmes centraux sont des coûts de licence (5 à 6 CHF/compteur/an de licence en général, auxquels s'ajoutent des frais fixes d'exploitation, de projet et d'intégration SI)

économies sont atteintes – cela n'est pas constaté pour les petits clients : notre hypothèse est ici plus favorable que les résultats constatés sur les benchmarks.

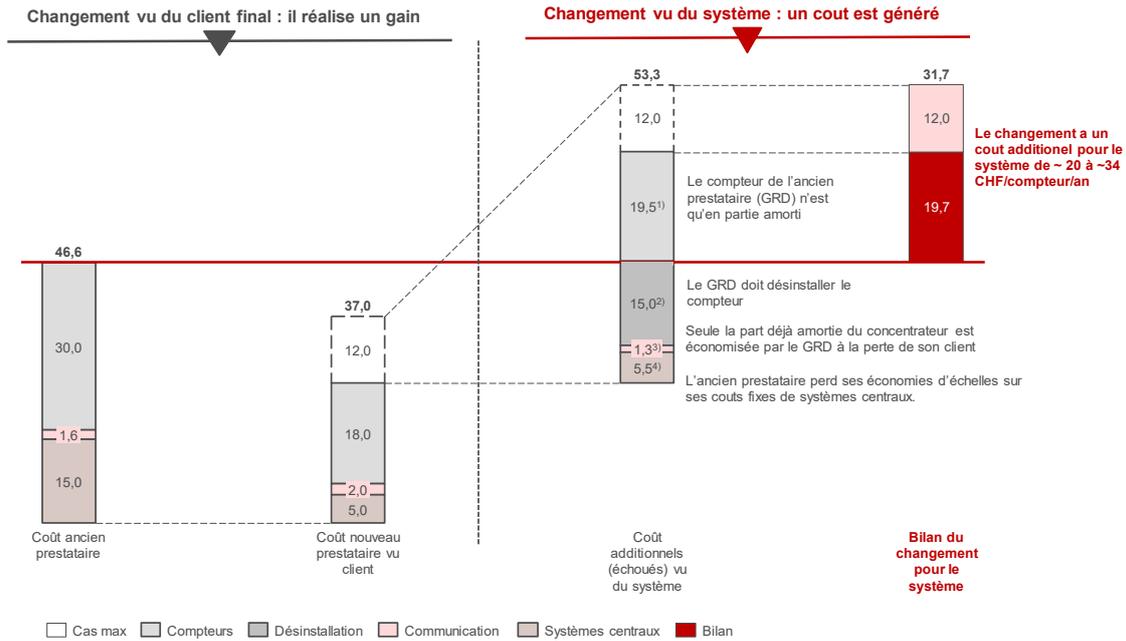


- 1) L'ancien prestataire a moins d'effets d'échelle (100'000 compteurs sous gestion) sur l'achat et pose compteur (+7), les coûts télécoms (+2) et sur les systèmes centraux (+3)
- 2) Le nouveau prestataire réalise des achats à plus grande échelle et obtient un coût d'achat de 100 CHF. Il offre des coûts d'installation réduits au minimum de l'étude ECOPLAN, soit 80 CHF, du fait du lissage de charge pour les équipes d'installation.
- 3) Le nouveau prestataire dispose de coûts de télécom très bas de 2 CHF / compteur /an (par ex. NB-IoT) liés à ce nouveau compteur géré.
- 4) Le nouveau prestataire a des coûts de licence de 3 CHF/compteur/an et amorti ses coûts fixes à raison de 2 CHF/compteur/an grâce à des effets d'échelle (+200'000 compteurs sous gestion)

Figure 47 : Effet du changement de prestataire vu du client dans le cas d'une transition d'un compteur PLC à un compteur P2P pour un client résidentiel – Données simplifiées et statiques pour illustration [CHF/Compteur/an]

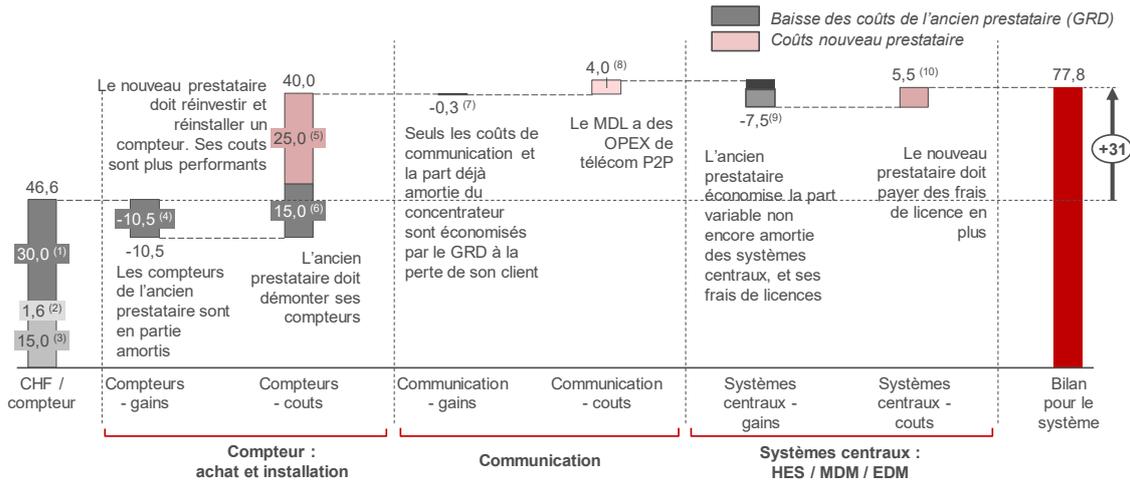
Situation vue du système économique

Il faut toutefois être attentif au fait que vu du système, le changement génère un coût. Si on prend le cas d'un client dont le compteur communique en PLC (+70% des cas), qui change vers un prestataire qui met en place une solution en P2P, le coût incrémental pour le système est de ~30 CHF/compteur/an.



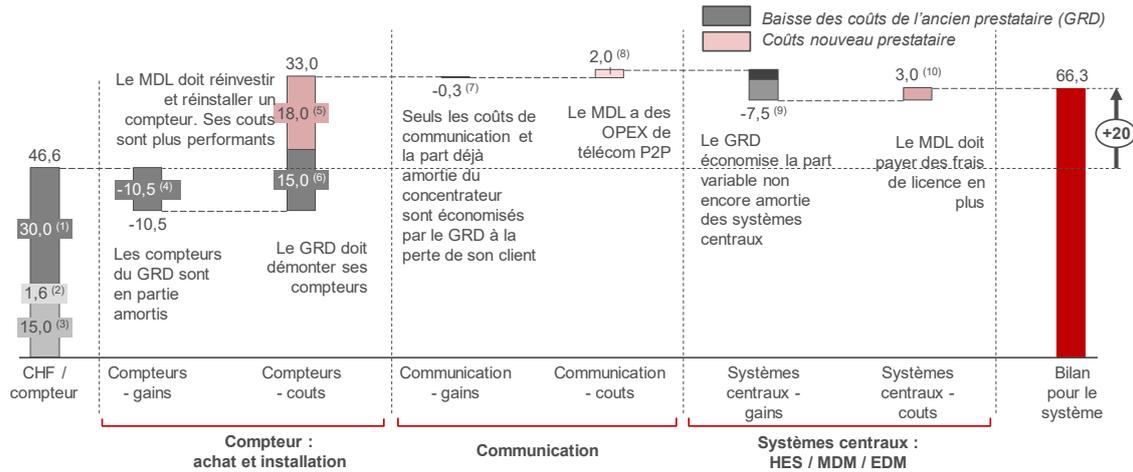
- 1) Etant donné le renouvellement forcé du parc de compteurs, l'ancien prestataire n'a amorti en moyenne que 3 / 10 ses compteurs et ne les réutilisera que dans 10% des cas : il perd 7 / 10 de 30 CHF/compteur/an – 10% de 15 CHF/compteur/an
- 2) Il doit aussi désinstaller son compteur et les coûts de désinstallation peuvent atteindre 150 CHF/compteur pour le GRD, amortis sur 10 ans
- 3) L'ancien prestataire a un coût d'achat et installation de son concentrateur PLC de 1 CHF/compteur/an qui n'a été amorti que pendant 3 années sur 10 pour ce client : il perd 0,7 CHF/compteur/ an. Il perd également ses économies d'échelle sur ses frais d'exploitation de concentrateur (0,6 CHF/compteur/an) pour les coûts télécoms.
- 4) L'ancien prestataire perd ses économies d'échelles sur ses couts fixes de systèmes centraux, de l'ordre de 5 CHF/compteur/an (~le tiers de ses coûts complets). Ses coûts d'investissement initiaux (~le tiers de ses coûts complets) sont à demi-vie, il perd donc -2,5 CHF/ en perdant ce client. Les coûts de frais fixes facturés au client ont déjà été investis par le nouveau prestataire (-2 CHF/compteur/an)

Figure 48 : Effet du changement de prestataire vu du système dans le cas d'une transition d'un compteur PLC à un compteur P2P pour un client résidentiel, dans le cadre d'une ouverture de marché en 2024 – Données simplifiées et statiques pour illustration [CHF/compteur/an]



- 1) Le coût d'achat d'un compteur intelligent est de 150 CHF et son installation de 150 CHF, soit 30 CHF/compteur/an avec un amortissement en dix ans (l'ElCom autorise un amortissement entre 10 et 15 ans).
- 2) La concentration moyenne (différences entre zones urbaines et plus rurales) est de ~200 compteurs/concentrateur, avec un coût d'achat et installation de 2000 CHF / concentrateur PLC amortis sur 10 ans (1 CHF/compteur/ an). On compte également des frais d'exploitation 120 CHF/concentrateur/an (0,6 CHF/compteur/an) pour les coûts télécoms.
- 3) Le coût complet des systèmes centraux (investissement, intégration, exploitation technique et exploitation métier pour l'ensemble HES – MDMS – HES) pour un GRD ou groupement de taille moyenne (50'000 compteurs) atteint ~15 CHF/compteur/an.
- 4) Etant donné le renouvellement forcé du parc de compteurs, l'ancien prestataire n'a amorti en moyenne que 3 / 10 ses compteurs intelligents au moment du changement ; il ne perd donc pas en perdant le client les 3/10 déjà amortis sur lui (3/10 de 30 CHF/compteur/an). On suppose que qu'il réutilise dans 10% des cas son compteur (10% de 15 CHF/compteur/an).
- 5) Le nouveau prestataire réalise des achats à plus grande échelle et obtient un coût d'achat de 125 CHF. A son échelle, on suppose des coûts d'installation réduits à 125 CHF (~20%, arrondis pour simplifier le calcul), du fait du lissage de charge pour les équipes d'installation.
- 6) Les coûts de désinstallation peuvent atteindre 150 CHF / compteur pour le GRD, que l'on considère comme amortis sur 10 ans.
- 7) De même que pour le compteur (voir 2), le concentrateur n'a été amorti que pendant 3 années sur dix pour ce client.
- 8) Le nouveau prestataire a des coûts de télécom de 4 CHF / compteur /an (par ex. NB-IoT) liés à ce nouveau compteur géré.
- 9) L'ancien prestataire n'a plus à payer des coûts de licence par point de mesure de l'ordre de 5 CHF/compteur/an (~le tiers de ses coûts complets de systèmes centraux). On considère que ses coûts d'investissement initiaux (~le tiers de ses coûts complets) sont à demi-vie, il ne perd donc pas ~2,5 CHF/ en perdant ce client (déjà amortis sur ce client).
- 10) Le nouveau prestataire a des coûts de licence pour la gestion d'un nouveau point de mesure ; avec une solution SaaS, cela lui revient à ~5,5 CHF/compteur/an (majorité de ses coûts)

Figure 49 : Bilan des coûts vu du système pour un client PLC résidentiel qui change de prestataire pour un prestataire avec plus de compteurs sous gestion – CAS MAX – pour une ouverture de marché en 2024 [CHF / compteur / an]



- 1) Le coût d'achat d'un compteur intelligent est de 150 CHF et son installation de 150 CHF, soit 30 CHF/compteur/an avec un amortissement en dix ans (l'EiCom autorise un amortissement entre 10 et 15 ans).
- 2) La concentration moyenne (différences entre zones urbaines et plus rurales) est de ~200 compteurs/concentrateur, avec un coût d'achat et installation de 2000 CHF / concentrateur PLC amortis sur 10 ans (1 CHF/compteur/ an). On compte également des frais d'exploitation 120 CHF/concentrateur/an (0,6 CHF/compteur/an) pour les coûts télécoms.
- 3) Le coût complet des systèmes centraux (investissement, intégration, exploitation technique et exploitation métier pour l'ensemble HES – MDMS – HES) pour un GRD ou groupement de taille moyenne (50'000 compteurs) atteint ~15 CHF/compteur/an.
- 4) Etant donné le renouvellement forcé du parc de compteurs, l'ancien prestataire n'a amorti en moyenne que 3 / 10 ses compteurs intelligents au moment du changement ; il ne perd donc pas en perdant le client les 3/10 déjà amortis sur lui (3/10 de 30 CHF/compteur/an). On suppose que qu'il réutilise dans 10% des cas son compteur (10% de 15 CHF/compteur/an).
- 5) Le nouveau prestataire réalise des achats à plus grande échelle et obtient un coût d'achat de 100 CHF. A son échelle, on suppose des coûts d'installation réduits au minimum de l'étude ECOPLAN, soit 80 CHF (~45%, arrondis pour simplifier le calcul), du fait du lissage de charge pour les équipes d'installation.
- 6) Les coûts de désinstallation peuvent atteindre 150 CHF / compteur pour le GRD, que l'on considère comme amortis sur 10 ans.
- 7) De même que pour le compteur (voir 2), le concentrateur n'a été amorti que pendant 3 années sur dix pour ce client.
- 8) Le nouveau prestataire a des coûts de télécom très bas de 2 CHF / compteur / an (par ex. NB-IoT) liés à ce nouveau compteur géré.
- 9) L'ancien prestataire n'a plus à payer des coûts de licence par point de mesure de l'ordre de 5 CHF/compteur/an (~le tiers de ses coûts complets de systèmes centraux). On considère que ses coûts d'investissement initiaux (~le tiers de ses coûts complets) sont à demi-vie, il ne perd donc pas ~1,5 CHF/ en perdant ce client (déjà amortis sur ce client).
- 10) Le nouveau prestataire a des coûts de licence limités à 3 CHF/compteur/an (pas de SaaS, coûts de licence principalement pour le ou les HES)

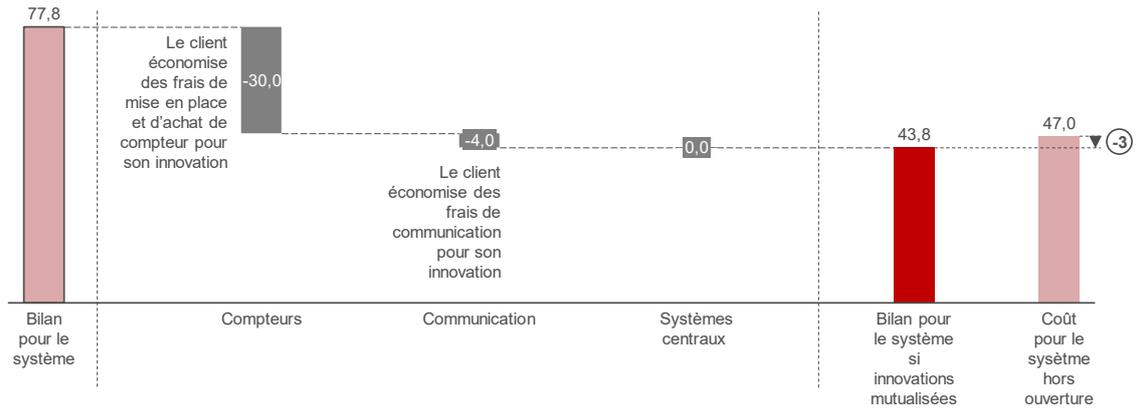
Figure 50 : Bilan des coûts vu du système pour un client PLC résidentiel qui change de prestataire pour un prestataire avec plus de compteurs sous gestion – CAS MIN – pour une ouverture de marché en 2024 [CHF / compteur / an]

La prise en compte d'un potentiel de synergie entre comptage et service innovant

Si un client choisit une solution de comptage qui lui permet de bénéficier de synergies sur l'utilisation des données de mesure et la chaîne de communication, le bilan s'améliore.

Les synergies envisageables entre la mesure régulée et les innovations sont au niveau de l'utilisation des données de mesure du compteur principal pour nourrir un service (par ex. un Energy Management System) – ce qui évite la pose d'un compteur additionnel. Si les données sont remontées à distance, on peut envisager des synergies sur les coûts de communication (le prestataire de mesure met à disposition les données qu'il a relevé).

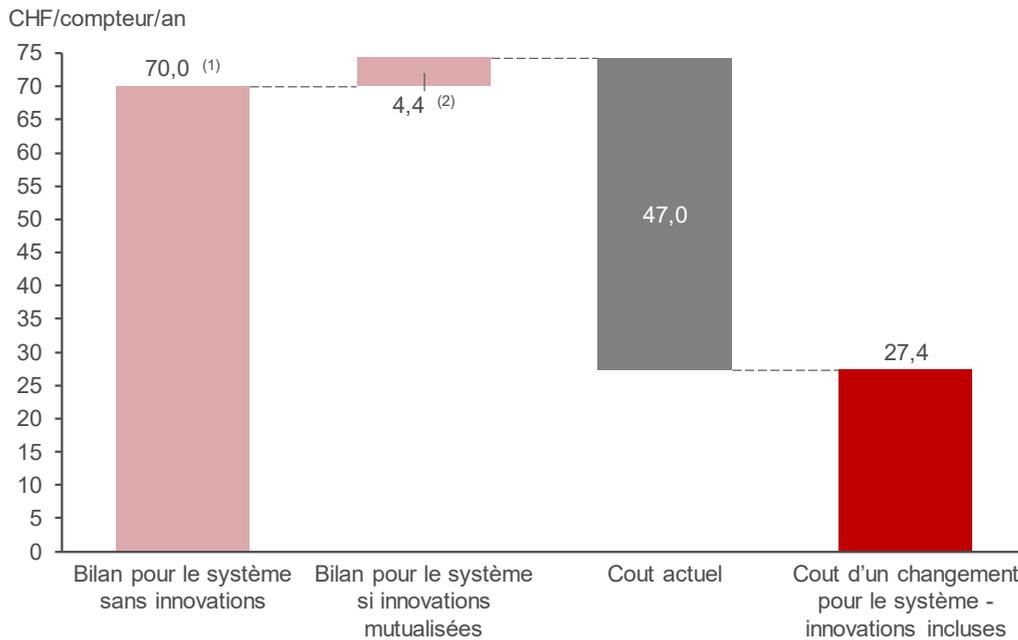
A l'échelle d'un client, cela peut permettre approximativement de compenser le surcoût pour le système de son changement de prestataire.



(1) Coûts d'installation de 150 CHF / compteur + coûts d'achat de 150 CHF / compteur amortis sur 10 ans, soit 30 CHF / compteur / an
 (2) Coût OPEX télécom P2P de 4 CHF / compteur / an

Figure 51 : Bilan des coûts vu du système pour un client chez qui le potentiel de synergie sur les innovations est réalisé – CAS MAX [CHF/ compteur / an]

Cette situation concerne cependant aujourd’hui et un nombre limité de clients – le bilan global reste négatif (illustration ci-dessous).



1) Coûts issus des 90% clients qui ont changé mais sans mutualisation innovation / comptage 77,8 x 90% ~ 70 CHF / compteur / an
 2) Coûts issus des 10% de clients qui ont changé de prestataire et bénéficient d'une mutualisation innovation / comptage : 43,8 x 10% ~ 4,4 CHF / compteur / an

Figure 52 : Bilan des coûts vu du système en prenant en compte la pénétration des innovations – pour un changement en 2024 [CHF / compteur / an]

6.2.3 Résultats de l'analyse coûts-bénéfices (CBA)

Nous présentons d'abord les principaux résultats préliminaires qui nous ont permis de construire les scénarios de référence, puis les résultats globaux, par modèle, et par typologie client de la CBA.

Amortissement du parc de compteur

L'analyse CBA met en avant l'importance des coûts échoués des compteurs désinstallés dans le bilan économique. Le modèle prend en compte de manière dynamique le nombre d'années moyen restant à amortir pour le parc de compteur en Suisse, en particulier pour le parc de compteurs intelligents. Lorsque ce parc de compteur sera amorti, la situation économique du comptage intelligent en Suisse, se rapproche d'une « page blanche », ouvrant plus de possibilités au régulateur (par ex. spécifications précises pour les compteurs).

L'EICom autorise un amortissement des compteurs entre dix et quinze ans. Nous prenons comme valeur de référence un amortissement en dix ans. Dans ces conditions, nous estimons que les compteurs de la vague de déploiement 2020 – 2027 seront complètement amortis en 2039 ; ils seront toutefois amortis à plus de 80% dès 2033.

Il convient de noter que dix ans renvoie à une notion comptable alors que la durée de vie admise pour des équipements électroniques est de dix-huit ans. D'un point de vue technique, le parc de compteurs intelligents ne sera qu'à demi-vie *technique* en 2040.

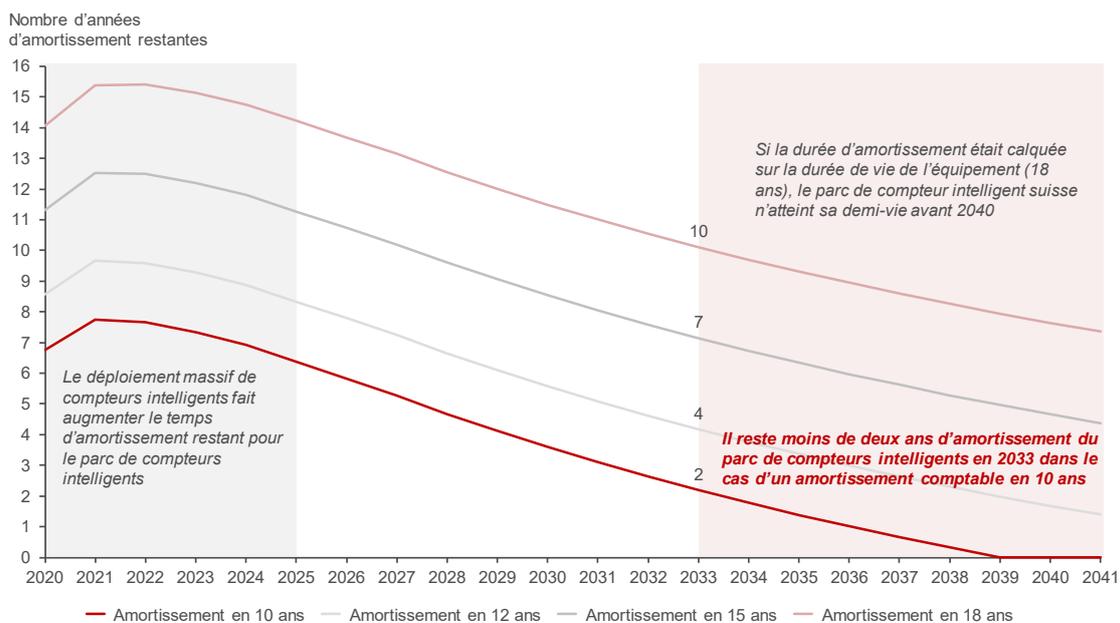


Figure 53 : Evolution du nombre d'années restant à amortir pour le parc de compteurs intelligents en Suisse en fonction de la durée d'amortissement retenue

Résultats de la CBA dans le cas d'une ouverture totale

Caveat lector : les coûts sont présentés en chiffres positifs tandis que les gains sont présentés en chiffres négatifs. La valeur actuelle nette est calculée à horizon 10 ans à partir de la date d'ouverture du marché (hypothèse de référence : 2024)

Sur le périmètre coût / bénéfices considéré, l'analyse met en avant un coût pour le système d'une ouverture totale de l'ordre de la dizaine de millions de francs en VAN sur dix ans (4 à 44 MCHF), quel que soit le modèle retenu.

Le modèle avec spécification P2P (modèle 2) présente la fourchette de coût la plus basse pour le système (3,4 à 10 MCHF), car il permet d'éviter à *long terme* le remplacement de compteurs à chaque changement de prestataire (ce qui fait perdre une part importante du potentiel de gain vu du client, le compteur représentant ~60% du prix). Si ce modèle devait être retenu deux points d'attention sont à noter :

- Sans des précautions particulières, l'imposition d'un standard pendant la première phase de déploiement risque de porter un coup d'arrêt au développement ;
- Des ruptures technologiques sont en cours dans les industries de la communication et de la métrologie (NB-IoT, 5G, eSIM) et rendent peu lisibles à court terme les standards. Si les spécifications s'éloignent des standards européens, il y a par ailleurs un risque de surcoût des équipements étant donné la taille du marché suisse.

Le modèle sans spécification (modèle 1) présente une fourchette de coûts plus élevée que le modèle 2 (plus de coûts échoués car compteurs remplacés au changement de prestataire). Il est toutefois le plus simple à mettre en œuvre si une ouverture devait avoir lieu pendant la première phase de déploiement (pas de remise en cause des choix technologiques des GRD).

Le modèle de *gateway* (modèle 3) présente des coûts plus élevés que les autres modèles du fait du faible nombre de compteurs raccordés à une *gateway* et son coût initial.

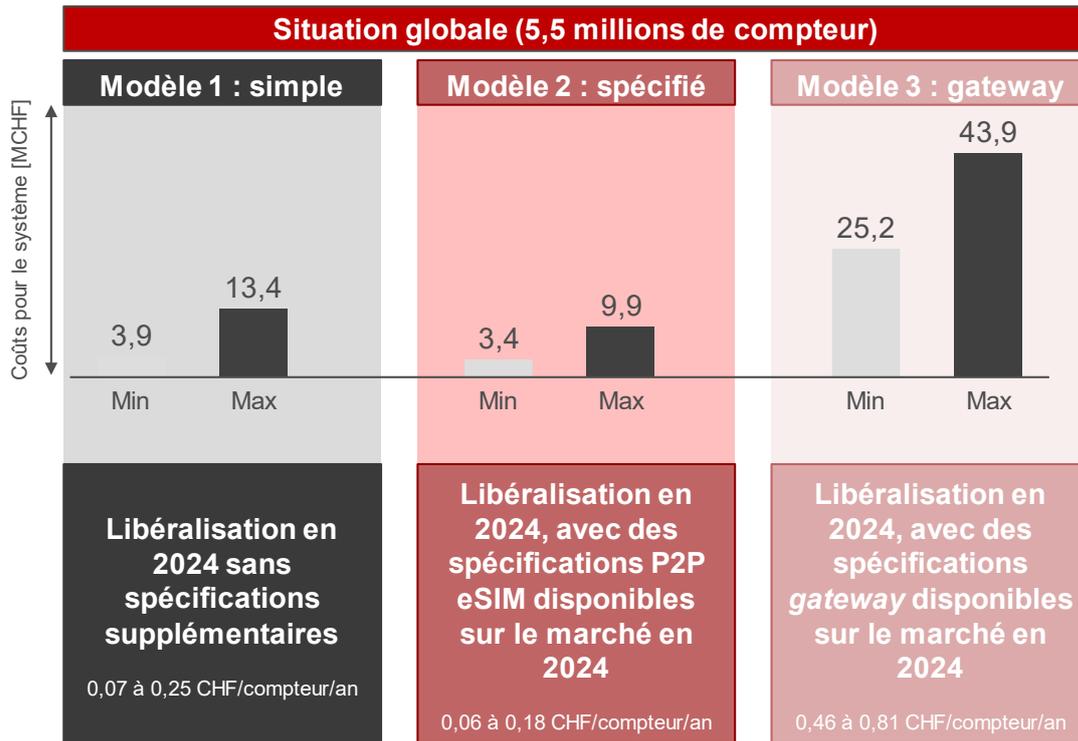


Figure 54 : Résultats de l'analyse CBA pour une ouverture totale du marché [MCHF – Valeur actuelle nette à dix ans en 2024]

En cas d'ouverture du marché, le modèle 2 apparaît le plus efficace économiquement ; si cela devait intervenir pendant la première phase de déploiement, cette recommandation est conditionnée à la mise en place des conditions pour prévenir le risque de coup d'arrêt au déploiement.

Détail de la CBA selon la typologie client

Les résultats de la CBA diffèrent selon la typologie client.

Le segment des petits consommateurs représente plus de 95% des points de mesure en Suisse. Comme le présentait précédemment la vision simplifiée, la baisse du prix vue du client se traduit par un surcoût pour le système.

Le segment des grands consommateurs, qui bénéficient de baisses de prix intéressantes, présente un coût pour le système malgré le faible nombre de compteurs dans ce segment (~55'000). Les équipements de mesure sont en effet plus coûteux pour ces clients et des coûts échoués très importants sont générés à chaque changement.

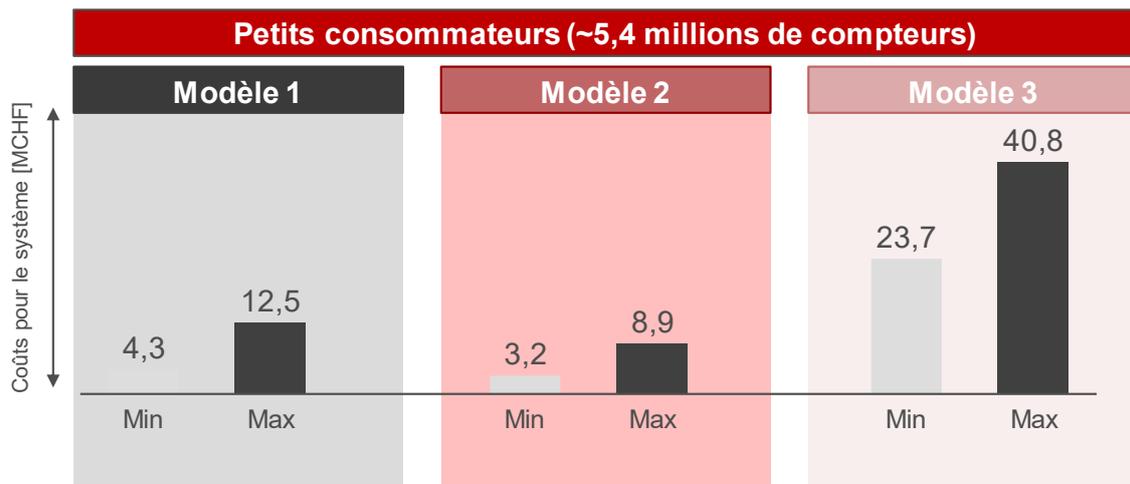


Figure 55 : Résultats de l'analyse CBA pour une ouverture du marché sur le segment des petits consommateurs [MCHF – Valeur actuelle nette à dix ans en 2024]

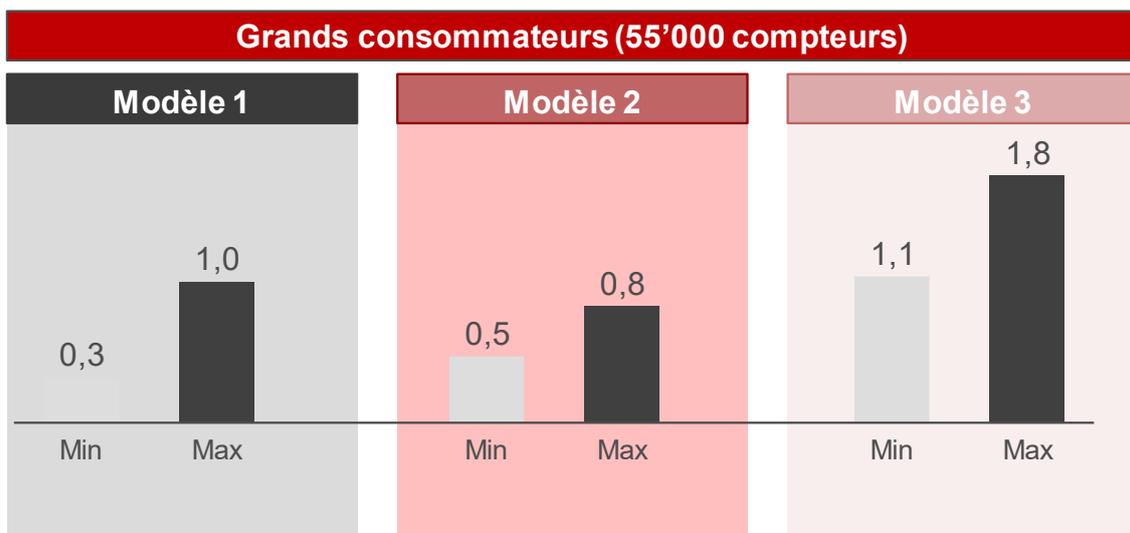


Figure 56 : Résultats de l'analyse CBA pour une ouverture du marché sur le segment des grands consommateurs [MCHF – Valeur actuelle nette à dix ans en 2024]

Le segment des producteurs (petits et grands) présente un bilan faiblement négatif pour le système. Cela est dû à la singularité du segment petit consommateur : la très forte dynamique de croissance du nombre d'installations PV en Suisse ($CAGR_{2014-2018} \sim 13\%$) pourrait entraîner des économies en cas de forte pénétration d'acteurs concurrentiels efficaces, à *condition* qu'un compteur soit déployé à chaque nouvelle installation (ce n'est aujourd'hui pas une obligation pour les installations de moins de 30 kVA).

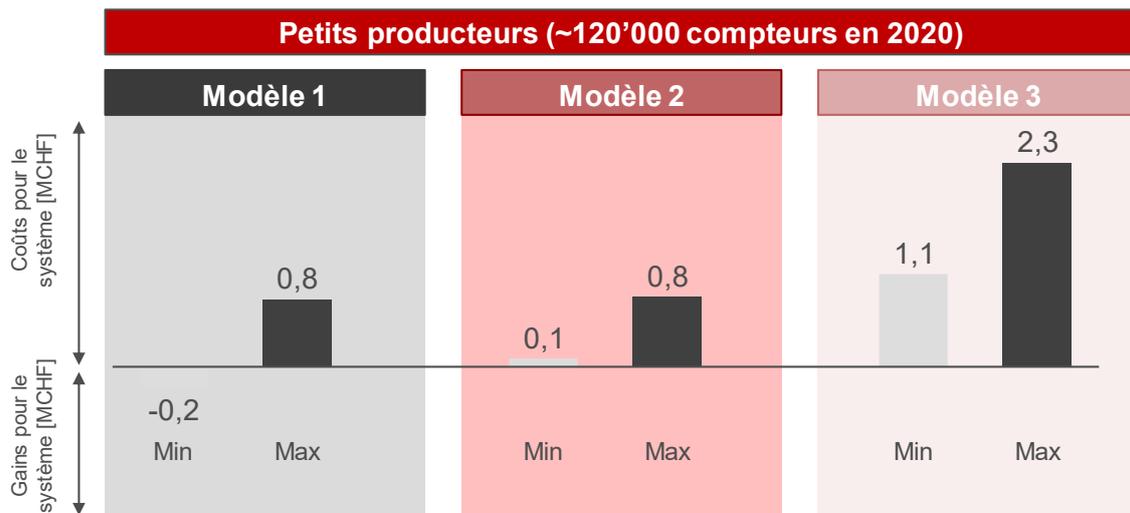


Figure 57 : Résultats de l'analyse CBA pour une ouverture du marché sur le segment des petits producteurs [MCHF – Valeur actuelle nette à dix ans en 2024]

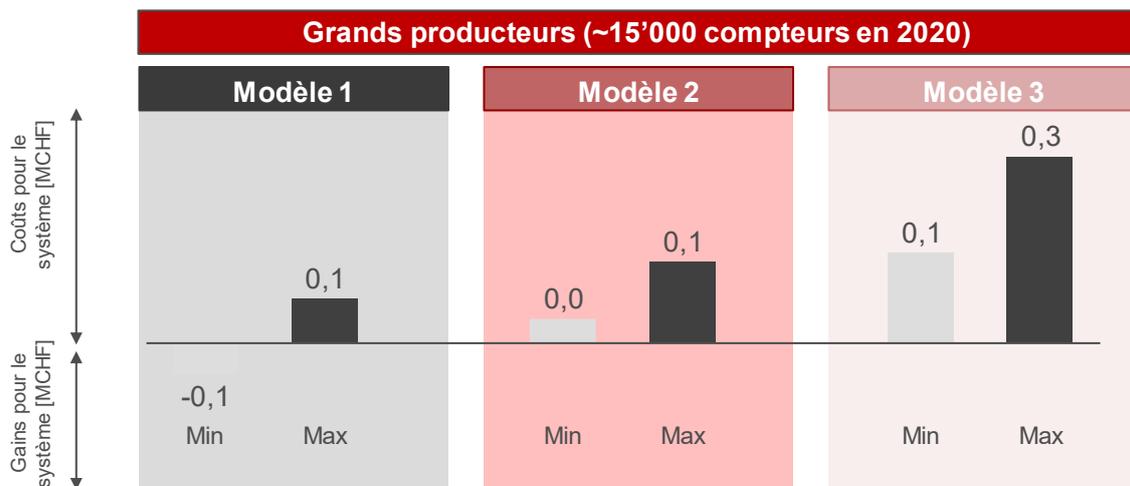


Figure 58 : Résultats de l'analyse CBA pour une ouverture du marché sur le segment des grands producteurs [MCHF – Valeur actuelle nette à dix ans en 2024]

Focus sur la CBA pour le modèle 4

Le modèle 4 est traité à part des autres modèles, car il concerne uniquement la libéralisation sur le rôle d'installateur de compteurs. La conséquence attendue de ce modèle est une pression sur les coûts d'installation par les clients qui changent de prestataire. Cette pression s'appliquerait

sur 8 à 15 CHF/an de la facture du client (80 à 150 CHF de frais d'installation amortis en dix ans). Son impact est de fait limité, même dans le cas d'une forte pression.

6.2.4 Sensibilité et dynamique des résultats du modèle

Le modèle est basé sur une série de paramètres et de variables scénarisées dont la variation a un impact sur les résultats de l'analyse. Nous effectuons ici un focus sur les paramètres suivants :

- Date d'ouverture du marché ;
- Niveau de pression globale sur les coûts ;
- Pénétration des concurrents sur le marché du comptage ;
- Le niveau de synergie avec les innovations.

Date d'ouverture du marché

La date d'ouverture du marché a une influence majeure sur le bilan de l'analyse : la majorité des déploiements auront lieu entre 2020 et 2025, créant un parc de compteurs intelligents très peu amortis. Or l'ouverture, quel que soit le modèle choisi, génère des coûts échoués lorsqu'un compteur non amorti est remplacé. Plus l'ouverture arrive tardivement, plus le parc de compteur est amorti, moins le bilan est négatif. Dans les cas les plus favorables à la libéralisation, une date d'ouverture après 2026 et 2029, respectivement pour les modèles 1 et 2, permettrait d'atteindre la neutralité des coûts pour le système (hors coûts non quantifiés). Dans les cas les moins favorables, l'amortissement du parc ne suffit pas à compenser l'ensemble des coûts de l'ouverture.

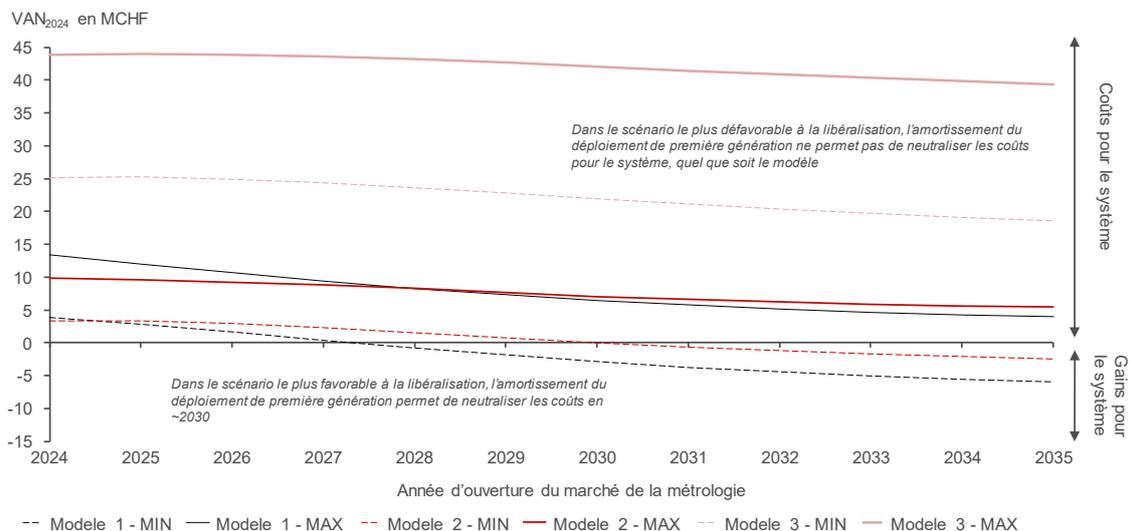


Figure 59 : Evolution de la VAN des coûts pour le système de l'ouverture du marché en fonction de la date d'entrée en vigueur de l'ouverture [Valeur actuelle nette à dix ans en 2024]

Niveau de pression global sur les coûts

Si une pression globale sur les coûts n'a pas été observée à l'étranger ou en Suisse en réaction au développement des RCP, il est possible de quantifier les niveaux nécessaires pour annuler les coûts pour le système.

Pour annuler les coûts liés à une pénétration sur la marché de plus de 2% de la concurrence (niveau nécessaire selon l'étude WIK pour qu'un effet sur les prix se fasse sentir), il faudrait une baisse globale de 1% à 2% attribuable à la libéralisation. Ces niveaux paraissent très élevés comme explicité auparavant.

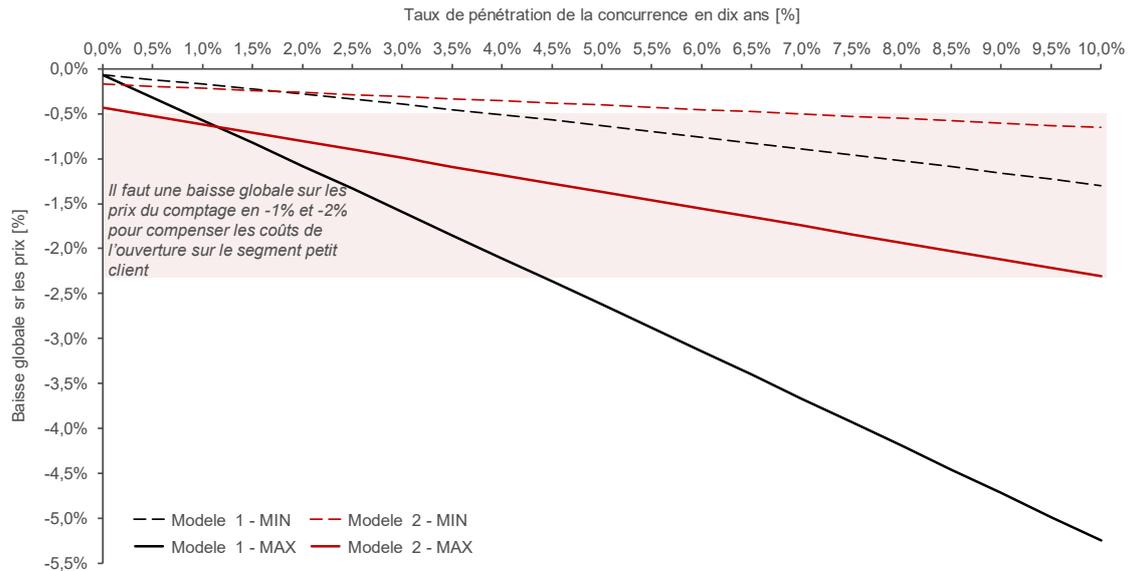


Figure 60 : Effet sur global sur les prix du comptage nécessaire pour annuler les coûts de l'ouverture en 2024 pour le segment des petits consommateurs pour une **ouverture en 2024 – CAS MAX** [%]

Pénétration des concurrents sur le marché du comptage

Le niveau de parts de marché des acteurs alternatifs a une influence majeure sur le bilan de l'analyse. En effet, un changement type en 2024 génère des coûts pour le système à chaque changement, que vient contrebalancer sur certains clients des gains de synergies sur les innovations. Ces gains sont toutefois cantonnés à une portion limitée des clients qui changent et ne peuvent donc contrebalancer la totalité des coûts générés. Ainsi plus de clients changent, plus les coûts restants pour les systèmes se cumulent, plus le bilan est négatif.

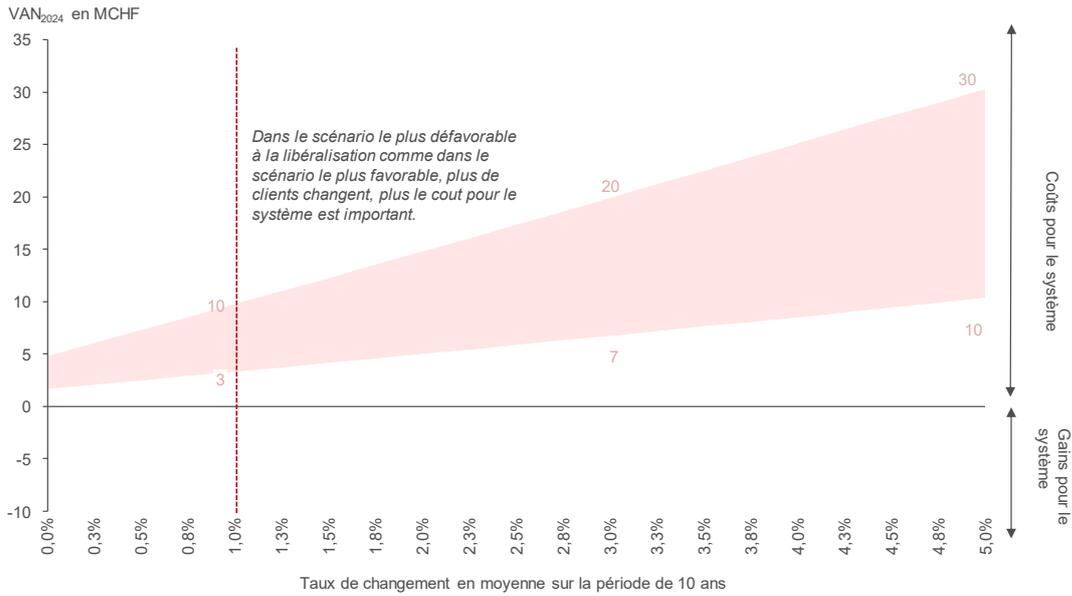


Figure 61 : Evolution de la VAN des coûts de la libéralisation pour le système en fonction du taux moyen de tiers sur le marché, pour une ouverture en 2024, dans le cas du modèle 2 [Valeur actuelle nette à dix ans en 2024 en MCHF]

L'influence de la pénétration de la concurrence a une influence majeure sur les gains et les coûts pour le système ; toutefois il n'y a qu'une faible influence sur la date d'ouverture qui permet d'annuler les coûts pour le système. Pour le modèle 2, elle est maintenue autour de 2029.

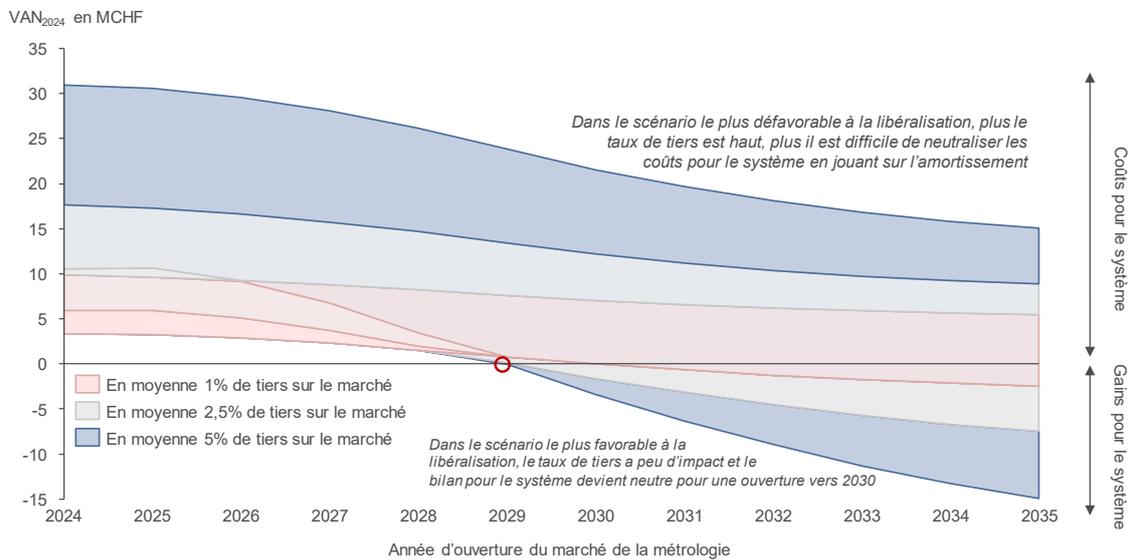


Figure 62 : Evolution de la VAN des coûts pour le système de l'ouverture du marché en fonction de la date d'entrée en vigueur de l'ouverture pour différents niveaux de pénétration moyenne des tiers sur la marché – **Modèle 2 [Valeur actuelle nette à dix ans en 2024]**

Synergie avec les innovations

Les synergies entre le comptage et l'innovation permettent l'économie d'un équipement additionnel de mesure et éventuellement de coûts de communication. Nous avons quantifié le niveau de pénétration de ces synergies (parmi les clients qui changent de prestataire) nécessaire pour annuler les coûts de l'ouverture du marché en fonction de la pénétration de la concurrence.

Il faudrait atteindre une pénétration de ces synergies d'au moins 25% dans les cas les plus favorables à l'ouverture pour annuler les coûts et de 40% à 50% dans les cas les moins favorables, respectivement pour les modèles 1 et 2 (pour le modèle 3, il faudrait plus de 100% pour compenser les coûts dans tous les cas). Cette pénétration est à comparer avec les niveaux actuels, très inférieurs à 1%¹¹⁷.

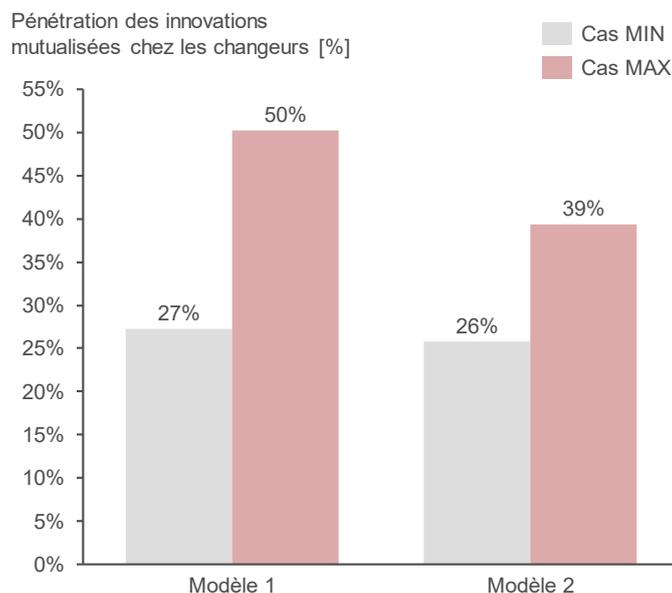


Figure 63 : Pénétration de la mutualisation des innovations (chez les clients qui changent de prestataire) nécessaire pour annuler le coût de **l'ouverture en 2024** pour le système – selon le modèle [MCHF – Valeur actuelle nette à dix ans en 2024]

Sous des hypothèses très optimistes de pénétration des innovation (clients qui changent de prestataire et mutualisent comptage / innovation passant progressivement de 10% en 2024 à 30% en 2030), la neutralité pour le système dans le cas le plus favorable est atteinte plus rapidement (pour ouverture en 2025/2026 plutôt que 2030). Elle n'est pas atteinte pour les cas défavorables (MAX).

¹¹⁷ par ex. pénétration de Tiko de 0,1%

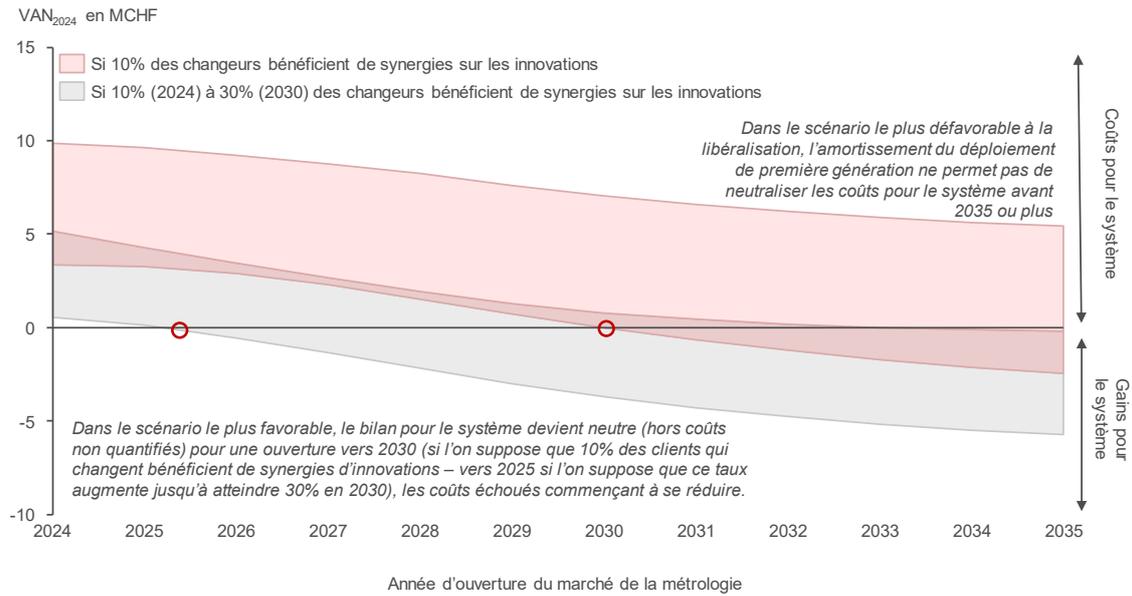


Figure 64 : Evolution de la VAN des coûts pour le système de l'ouverture du marché en fonction de la date d'entrée en vigueur de l'ouverture pour différents niveaux de synergies sur les innovations pour les clients qui changent – pénétration de la concurrence de 1% en moyenne [Valeur actuelle nette à dix ans en MCHF]

Sous ces mêmes hypothèses, on observe deux évolutions de la VAN fonction de la pénétration de la concurrence, selon la pénétration des innovations :

- Dans le cas le plus défavorable, chaque changement de client entraîne toujours un coût pour le système dans le cas le plus favorable malgré de fortes pénétration des innovations ; donc plus nombreux sont les clients qui changent (croissance de la pénétration de la concurrence), plus les coûts pour le système augmentent. Il s'agit du cas d'une ouverture en 2024 ; la situation est différente si l'ouverture est différée à une année où le parc de compteurs intelligents est amorti.
- Dans le cas le plus favorable, à partir de 2% de changement en moyenne sur dix ans (i.e. 4% des points de mesure en Suisse auront changé au bout des 10 ans), la neutralité des coûts pour le système est atteinte (hors coûts non quantifiés). Ce taux de pénétration de la concurrence est à comparer avec les niveaux bien plus bas constatés ailleurs en Europe (< 1%).

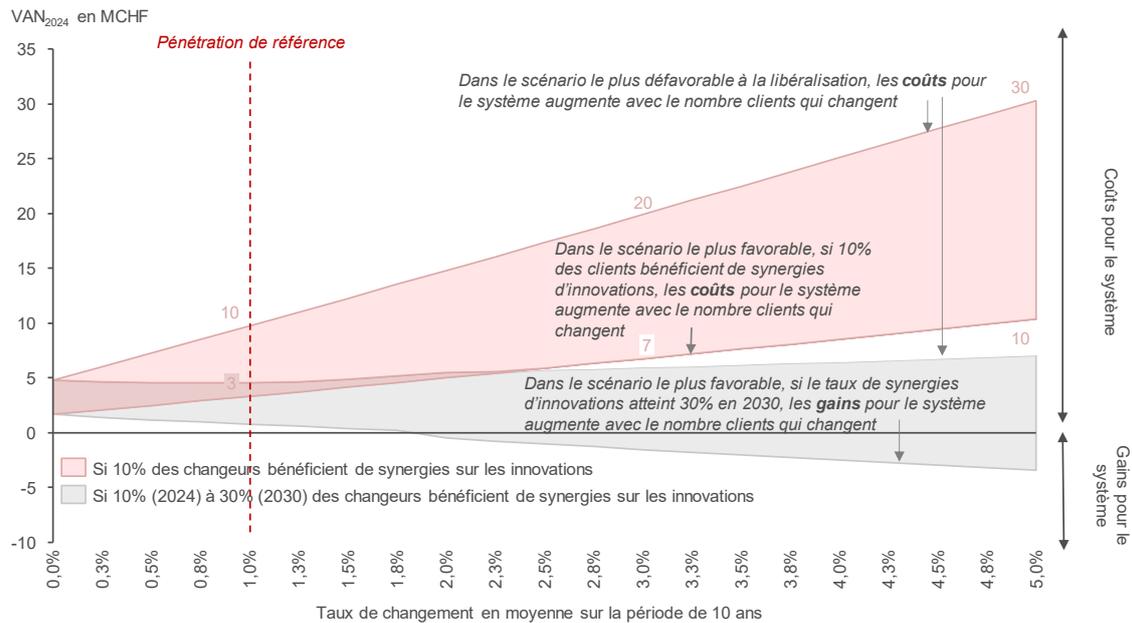


Figure 65 : Evolution de la VAN des coûts de la libéralisation pour le système en fonction du taux moyen de tiers sur le marché, pour une **ouverture en 2024** et pour différents niveaux de synergies sur les innovations pour les clients qui changent [VAN à dix ans en MCHF]

6.3 Innovation

Un des enjeux de l'étude est d'évaluer la capacité d'une ouverture du marché de l'exploitation de la prestation de mesure à inciter au développement d'innovations sur le comptage lui-même et au-delà. Nous listons pour cela une liste de services innovants, dont nous décrivons la maturité commerciale et l'impact potentiel du comptage dans son développement (suffisant, nécessaire mais pas suffisant, utile – et à quel pas de temps).

Par la définition même de l'innovation, cette liste ne peut être exhaustive. Elle a en revanche pour vocation de présenter une vision de ce qui peut être qualifié d'innovant pour le monde de l'énergie et existe commercialement en Suisse ou en Europe. Nous divisons ces services innovants en quatre grandes catégories :

- Des innovations à destination du réseau de distribution ;
- Des innovations à destination de l'efficacité énergétique ;
- Des innovations liées à la flexibilité de la production et de la consommation ;
- Des innovations liées à des applications hors énergie.

6.3.1 **L'accès aux données du compteur principal du client est un élément nécessaire ou utile, mais rarement suffisant pour le bon fonctionnement des services innovantes**

Synthèse de l'importance du comptage dans les innovations

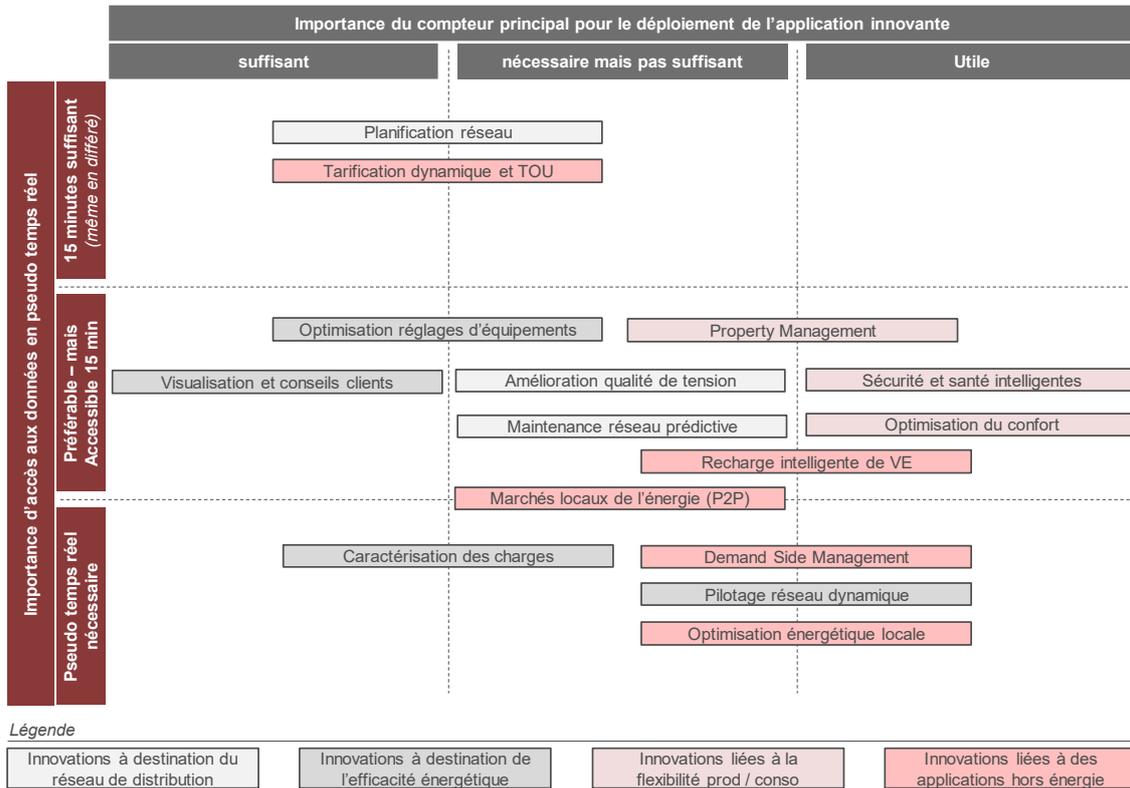


Figure 66 : Positionnement des innovations selon l'important du comptage intelligent et la granularité de la mesure nécessaire

Détail des innovations considérées et du rôle du comptage

	Innovation	Description	Maturité commerciale	Importance du compteur principal d'électricité dans l'innovation	Importance de l'accès aux données en pseudo temps réel
Réseau	Planification optimisée du dimensionnement réseau	Il s'agit d'analyser les charges sur le réseau de distribution a posteriori pour caractériser son usage réel et prendre des décisions optimales de planification et investissement : renforcement de réseau recours à du stockage ou du pilotage de charges (<i>T&D Deferral</i> ¹¹⁸)	En Suisse, les données ne sont pas encore disponibles pour assez de clients au niveau BT pour permettre un usage courant de ces analyses mais elles devraient se développer avec le cadre légal : selon art.9b LApEI, les GRD ne peuvent procéder à une extension de réseau que s'ils prouvent qu'une optimisation ou un renforcement ne sont pas pertinents.	Cette application repose sur l'analyse d'un historique des données de charge (puissance active principalement) sur le réseau de distribution (plutôt que l'accès au flux de données de mesure).	Des courbes de charge au pas de temps 15 minutes remontées une fois par jour (OApEI) pour 80% des clients sont utilisables pour ces analyses et représentent déjà un affinage significatif des connaissances sur l'état du réseau des GRD.
	Maintenance prédictive	La maintenance prédictive va au-delà des plans de maintenance préventive pour cibler les équipements qui présentent des signaux de défaillance prochaine sur la base de données diverses (météo, type et âge des câbles, charges...) traitées par des algorithmes de <i>machine learning</i> (IA).	La plupart des grands GRT (par ex. Eon) utilisent des modèles prédictifs. A l'échelle des réseaux de distribution, leur usage est encore à l'état de pilote, notamment en raison de la quantité de données à collecter et transmettre (coût important).	<p>Parmi l'ensemble des données nécessaires pour alimenter les modèles, les données de mesures de la charge et de la qualité de tension sur le réseau sont indispensables, à des pas de temps fins et collectées très fréquemment (idéalement pseudo temps réel).</p> <p>Le développement de cette application passe d'abord par l'équipement des postes de transformation. Des fabricants proposent des équipements dédiés à ces applications « smart grids »</p> <p>Les compteurs résidentiels dits intelligents ne permettent pas de mesurer toutes les valeurs requises (recours à des compteurs particuliers capables de lire toutes les valeurs de la norme EN 50160).</p>	Le pas de temps et la fréquence prévus par défaut par l'OApEI ne sont pas compatibles avec cette application.

¹¹⁸ Transmission and Distribution upgrade deferral (T&D Deferral) désigne l'ensemble des moyens de différer le besoin en investissements importants dans les réseaux électriques

	Amélioration de la qualité de tension (harmoniques)	Il s'agit d'analyser les charges et qualité de tension du réseau pour déterminer les potentiels d'amélioration (par ex. mise en place de compensation de puissance réactive)	Le développement de la production distribuée conduit à une augmentation des perturbations sur le réseau (par ex. problème des 50,2 Hz). Ce type d'étude est courante pour les GRD dans le cas des grands clients industriels mais peu répandu dans les autres cas.	Le système de mesure doit permettre la collecte de données pertinentes sur la qualité du réseau (par ex. les valeurs de la norme EN 50160). Les compteurs dits intelligents classiquement déployés ne permettent en général pas l'enregistrement de toutes les valeurs de qualité de tension et harmoniques pertinentes pour cette application.	De premières analyses peuvent être réalisées au pas 15 minutes, en différé. Une analyse harmonique fine pourrait demander un pas de temps inférieur pour donner ton son bénéfice.
	Pilotage dynamique des réseaux	Il s'agit de piloter le réseau en temps réel pour garantir la qualité de la tension et le niveau de charge adéquat (pilotage de charges pour éviter le surdimensionnement)	On retrouve ce pilotage principalement au niveau des réseaux de transport, mais elle reste à l'état de pilote pour les réseaux de distribution en Suisse (peu de risques de sous-dimensionnement à moyen terme face à un coût de mise en œuvre technique important)	Pour des pilotages « simples » préprogrammés, les compteurs intelligents selon l'OApEI sont suffisants comme les anciens modèles avec télécommande centralisée. Pour des applications de demand-side-management avancés des équipements directement liés aux usages (sonde de température, pression, remplissage), des mesures de différentes sources sont nécessaires, au-delà du compteur principal.	Une gestion dynamique du réseau repose sur des systèmes de mesure et de commande de relais supportant au moins le pseudo-temps réel (systèmes se rapprochant des exigences d'un système SCADA).
Efficacité énergétique	Visualisation et sensibilisation générale à destination du consommateur	Il s'agit de permettre au consommateur de visualiser (sur un portail internet ou une app) son historique de consommation. Cela peut devenir un outil de sensibilisation par l'ajout de valeurs de référence (par ex. moyenne des clients du même type) ou conseils.	La possibilité de visualiser sa consommation au pas 15 minutes va devenir le nouveau standard en Suisse. La visualisation de la courbe de charge au pas 15 minutes fait partie des fonctions que doit réaliser un système de mesure intelligent au sens de l'OApEI (de facto actualisé au plus une fois par jour). Cette application se développe donc massivement en Suisse avec le déploiement des SMI. A l'interne des RCP la tendance est également aux offres de visualisation de la consommation / auto-consommation / production (par ex. proposé par Climkit ou Engytec).	La visualisation se construit soit par la mise à disposition des données derrière un système de mesure intelligent dédié à un autre usage (par ex. portail de visualisation de GRD qui affiche les données stockées par le MDMS), ou via un système dédié si du temps réel est recherché (par ex. module smart-me ajouté aux compteurs Landis+Gyr ou Kamstrup avec collecte des données sur le cloud via la connexion internet du client et visualisation sur une app).	Si certains clients (par ex. dans les RCP) expriment des besoins de visualisation à un temps fin, la courbe de charge au pas 15 minutes, réactualisée de manière journalière, répond aux obligations légales de l'OApEI.

			Certains GRD (par ex. CKW Energiemonitoring) proposent des services de visualisation optionnels en temps réel.		
Caractérisation des usages des charges du consommateur	Il s'agit d'identifier les charges (par ex. réfrigérateur, four) à partir de sa courbe de charge du consommateur et mettre en avant d'éventuelles défaillances ou mauvais usages de ces équipements.	Des offres sont présentes sur le marché européen avec un succès marginal et une technologie d'analyse encore en cours d'amélioration. On compte plusieurs entreprises à l'échelle européenne qui proposent ce service uniquement derrière des systèmes de collecte de mesures, ou incluent la collecte des données à l'aide de modules lecture branchés sur le compteur du client (par ex. Fludia en France) Les clients de ces applications à l'échelle européenne sont en général des fournisseurs qui souhaitent proposer ce service leurs clients finaux.	Le compteur principal est la seule source d'information nécessitée par cette application. <i>Une alternative simple à cette méthode est le recours à du sous-comptage, avec des capteurs placés au niveau des équipements que l'on veut suivre.</i>	Le système de mesure doit fournir aux algorithmes de détection des charges (NILM ¹¹⁹ - embarqués localement ou à distance) des données de puissance à un pas de temps inférieur à la minute. La fréquence de collecte des données de mesure doit être inférieure à la minute si l'objectif est d'avertir le client final rapidement d'un usage excessif d'une charge. Un système de mesure intelligent qui respecte strictement l'OApEI n'est pas compatible avec cette application.	
Optimisation de réglages (en particulier chaleurs)	Le mauvais réglage des systèmes de chauffage peut être cause de perte d'efficacité énergétique ; l'étude de la production de chaleur, consommation électrique (cas d'une pompe à chaleur) par rapport aux caractéristiques de la surface à chauffer.	Ce type d'analyse peut être réalisée dans le cas d'un audit énergétique. Ce n'est pas classiquement réalisé après l'installation d'un nouveau chauffage.	Les données du compteur peuvent être utilisées pour corréler production de chaleur et consommation pour affiner les réglages.	Un accès à l'historique de données de consommation électrique pas 15 minutes peut servir de support à une analyse (par ex. dans le cas des pompes à chaleur), même si des données plus précises pourraient affiner les analyses.	

¹¹⁹ Non Intrusive Load Monitoring : type d'algorithme qui a pour but de caractériser le type de charge à partir de la puissance soutirée par le consommateur sans avoir besoin d'installer de compteurs au niveau de chaque équipement

Flexibilité production & consommation	<p>Tarification dynamique ou Time-of-Use (TOU)</p>	<p>La tarification dynamique consiste à appliquer des niveaux de prix variables au client (pour l'utilisation du réseau et la fourniture) selon différents paramètres. L'objectif est que le consommateur réagisse aux signaux prix pour éviter les congestions sur les réseaux (utilisation réseau) et bénéficier d'une énergie moins coûteuse lors l'offre est abondante (fourniture).</p>	<p>Des fournisseurs proposent aujourd'hui ce type de tarifs en Europe (notamment en France ou dans les pays nordiques), mais ils concernent un nombre limité de clients.</p> <p>Hormis la nouvelle offre ABM¹²⁰ et des pilotes, ce mode de tarification ne s'est pas encore développé en Suisse. Pour l'utilisation du réseau et la fourniture en approvisionnement de base, le cadre légal suisse limite l'usage de tels tarifs (uniformité des tarifs par groupe de client, structure « simple »¹²¹). Pour la fourniture à des clients en marché, il n'y a en revanche pas de contraintes ; la structure tarifaire majoritairement proposée reste toutefois du full-supply à prix fixe.</p>	<p>L'intérêt d'une structure tarifaire complexe ne se concrétise tout à fait que si elle est couplée à un automatisme de pilotage du système énergétique (par ex. EMS). Cela excède le périmètre des systèmes de mesure même si des synergies sont envisageables (communication entre EMS et SMI pour la mise à jour automatique des tarifs). Il n'est toutefois pas prévu par l'OApEI que cela puisse se faire par le SMI.</p>	<p>Le système de mesure intelligent doit permettre d'enregistrer des données à un pas de temps compatible avec celui de la tarification. Etant donné que le système électrique suisse est équilibré au pas 15 minutes, le pas de temps d'enregistrement prévu par l'OApEI est adapté à cet usage.</p>
---------------------------------------	---	--	---	---	---

¹²⁰ ABM propose depuis 2020 un tarif dynamique optionnel (réseau et fourniture), annoncé à 12h00 pour le lendemain via l'app, le portail client et un objet IoT (indépendant du système de mesure) dont la couleur varie avec le niveau du tarif.

¹²¹ L'EiCom a pris position par rapport à ce qu'autorise le cadre légal en matière de tarif dans le document *Tarifs nouveaux et dynamiques d'utilisation du réseau et de fourniture d'énergie : questions/réponses*

	<p>Demand-side-management (DSM)</p>	<p>Le DSM consiste en le pilotage de la demande d'un pool de consommateurs agrégés pour pouvoir commercialiser de l'énergie effacée sur les marchés ou de la flexibilité pour les services-systèmes.</p> <p>Les flexibilités typiques dans le domaine résidentiel sont liées à l'inertie thermique des logements chauffés avec une pompe à chaleur, à l'inertie thermique des chauffe-eaux et demain aux possibilités d'arbitrage liées à la recharge intelligente ou les batteries.</p> <p>Chez les grands consommateurs des flexibilités propres aux processus existent aussi (cimenterie, papeterie, aciérie, etc.)</p>	<p>Technologiquement les solutions de DSM sont matures, mais la maturité commerciale à l'échelle européenne et suisse est faible.</p> <p>Dans les pays où des conditions-cadres favorables au DSM ont été mises en place, on observe une très faible pénétration des applications de pilotage de la flexibilité (par ex. marché NEBEF en France ~300 MW pour les consommateurs de moins de 1 MW en 2018 [26])</p> <p>En Suisse, où le seul marché de valorisation de l'effacement possible est celui des réserves SDL, seul Tiko est positionnée sur le segment résidentiel (~40MW, ~ 6'500 clients [27]). Les autres solutions sont à l'état de pilote (par ex. Aliunid).</p> <p>L'effacement industriel donne quant à lui lieu à un traitement au cas par cas pour identifier dans le processus industriel les éléments apportant de la flexibilité (par ex. laminoir).</p>	<p>Le demand-side-management repose sur un système de mesure et de commande au niveau de la charge pilotée et non de la consommation totale d'un client.</p> <p>Le compteur principal peut fournir des éléments sur l'état du consommateur, mais ce sont des donnée au niveau de l'équipement qui sont en générales requises.</p>	<p>Ce système doit être capable de travailler en temps réel et de répondre à la qualification pour participer aux service-systèmes (mesure pour caractériser l'état du système, application commandes, mesure de contrôle de la mise en œuvre). Pour pallier aux risques inhérents aux réseaux de communication) ces systèmes comptent en général sur de l'intelligence distribuée (dispositif edge computing installé en local chez le consommateur). Par ailleurs le contrôle du DSM nécessite des calcul de « base-line » qui demandent généralement des pas de temps fins.</p> <p>Un système de mesure intelligent concerne la consommation totale du client et au sens de l'OApEI n'a pas les capacités d'assumer ce rôle. Une synergie pourrait naître si les données de consommation à des fins de facturation sont remontées par le même canal de communication que les données pour le DSM.</p>
--	--	--	---	---	--

	<p>Pilotage de systèmes énergétiques locaux (batterie, production notamment PV, charges)</p>	<p>Un système énergétique local qui comprend de la production et de la consommation (par ex. immeuble en RCP avec une PAC et des panneaux solaires PV) peut être piloté pour atteindre les objectifs du client (par ex. maximiser l'autoconsommation)</p>	<p>Le marché est mature technologiquement et commercialement en croissance, mais avec une pénétration encore faible en accord avec le nombre de clients équipés simultanément en PV, batterie, PAC (principalement des RCP désormais).</p>	<p>Le pilotage est généralement réalisé par un module local, avec l'intelligence embarquée (typiquement un EMS¹²²) qui agrège les données de consommation, production, éventuellement des données tierces (météo) et transmet des commandes.</p> <p>Le compteur du système de mesure intelligent peut servir dans cette application comme source de données pour l'EMS, ce qui évite de déployer un compteur supplémentaire. Il est à noter qu'en interne d'un RCP, si l'EMS local communique avec un système central, ce canal peut être utilisé pour la sous-facturation à condition que la mesure soit réalisée compteurs CH-MID (par ex. solution de Smart Energy Link)</p>	<p>Le temps de réponse pertinent pour ces systèmes est au maximum de l'ordre la minute (par ex. pour ne pas laisser passer des variations fines d'ensoleillement)</p>
	<p>Gestion intelligente de la recharge des véhicules électriques</p>	<p>Les besoins en puissance pour recharge les véhicules électriques sont importants, en particulier dans le cas d'un habitat collectif ou de bureaux, et nécessitent d'être pilotés pour ne pas surdimensionner le raccordement. Lorsque plusieurs véhicules sont branchés en même temps, cela peut passer par la division de puissance disponible, l'allocation dynamique de puissance selon la priorité (le véhicule qui doit repartir le plus rapidement bénéficie de plus de puissance).</p>	<p>Le marché n'est pas encore mature ni technologiquement (par ex. <i>vehicle-to-grid</i>¹²³ toujours en développement) ni commercialement : constructeurs automobiles, fabricants de bornes et énergéticiens rivalisent et collaborent autour de ce sujet.</p> <p>Les principales solutions sur le marché en Suisse consistent en des diviseurs de puissance, qui ne prennent pas en compte le niveau de charge réel des véhicules ni les préférences des usagers.</p>	<p>Pour allouer intelligemment la puissance, il doit y avoir mesure de puissance au niveau du raccordement principal et au niveau des bornes de recharge. Le système de mesure peut donc agir au niveau local comme une source de données de consommation totale utilisée par une intelligence locale pour le pilotage (<i>edge computing</i> pour pallier aux risques réseau). Le système pourrait aussi tirer bénéfice des données fournies par le véhicule électrique.</p>	<p>Les systèmes de mesure intelligent, tel que définis strictement par l'OApEI, ne sont pas compatibles avec une telle application : il faut un accès local aux données en pseudo-temps réel pour s'assurer dynamiquement que les contraintes de puissance ne sont pas dépassées</p>

¹²² Energy Management System

¹²³ Le vehicle-to-grid (V2G) désigne la capacité d'un véhicule électrique à fournir l'énergie de sa batterie au réseau local ou de distribution au lieu de simplement pouvoir en soutirer.

	Marchés locaux d'énergie	Avec le développement de la production décentralisée est née l'idée de marchés décentralisés de l'énergie où des consommateurs pourraient acquérir de l'électricité auprès de producteurs dont ils sont voisins. Une variante de marché local est le choix par le client final de sa source d'approvisionnement (par ex. un barrage, un parc éolien à proximité)	Les marchés locaux d'échange d'énergie ne sont pas matures et seules quelques entreprises en Europe développent marginalement ces modèles commercialement. Des initiatives sont nées ces dernières années en Suisse aux Etats-Unis ou encore aux Pays-Bas ¹²⁴ , notamment dans un contexte d'engouement pour le blockchain (qui facilite la mise en œuvre de marché décentralisé sans tiers de confiance). Il est à noter que le cadre légal suisse n'y est pas favorable avec un marché de la fourniture aux petits clients non libéralisés et l'interdiction des marchés nodaux pour l'utilisation du réseau, c'est-à-dire la variation du prix en fonction de la distance entre injection et soutirage (LApEI art.14).	Les participants locaux doivent avoir les moyens de réaliser automatiquement des enchères, ce qui en plus d'une intelligence centrale de gestion de l'équilibre offre / demande, nécessite une intelligence locale. Dans ce contexte, le système de mesure peut participer comme source des données de production et consommation au système de gestion des enchères.	Le pas d'équilibrage du système suisse étant 15 minutes, l'acquisition de données à ce pas de temps pourraient être suffisantes. Toutefois, la mise à disposition d'énergie au niveau local demande de vérifier que c'est compatible avec les besoins de l'utilisateur et les capacités de production (par ex. ensoleillement) ; un pas de temps infra-15 min serait pertinent.
Applications hors énergie	Optimisation du confort	Il s'agit de piloter les équipements domotiques du client pour assurer un niveau de confort optimal : réglage de l'éclairage, réglage de la température par pièce, gestion des volets selon les heures / l'ensoleillement, aération	Les problèmes d'intégration limitent très fortement le développement de cette gestion du confort, qui est aujourd'hui dominé par les équipements B2C (enceintes connectées, lampes Philips Hue). Le marché du logement neuf haut de gamme peut être équipé de solutions d'automatisme KNX ou tout intégré comme le système eSmart.	Les applications d'optimisation du confort reposent sur un pilotage local dans lequel le système de mesure n'a qu'un rôle marginal.	

¹²⁴ Voir à ce sujet la publication en Novembre 2017 par E-CUBE Strategy Consultants : *e-can.ch, Powerpeers, Grid+ Blockchain : ces nouveaux modèles qui veulent rapprocher consommateur et producteur d'électricité*

	Property management « technique »	<p>Les propriétaires d'habitat collectif sont confrontés à la gestion de plusieurs fluides et installations techniques (par ex. installation de production de chaleur, installation PV). Le <i>property management</i> des parties techniques consiste en la gestion unifiée de toutes ces problématiques (par ex. décompte et sous-facturation, maintenance préventive et prédictive...)</p>	<p>Les offres de <i>property management</i> techniques émergent lentement (par ex. eSmart), ses composantes étant plutôt éclatées entre de multiples acteurs aujourd'hui.</p>	<p>Le système de mesure intelligent peut collecter les données pour l'ensemble des fluides du bâtiment si par ex. compteurs et capteurs sont connectés au HAN du compteur électrique. Sur cette base des services de valorisation des données (par ex. détection de fuite, maintenance prédictive) et sous-facturation peuvent être proposés, en dehors de tout monopole (monde marché et non régulé de la mesure de décompte électrique).</p>	<p>Le property management est accessible avec un pas de temps 15 minutes ; certaines analyses pour de la maintenance prédictive d'équipement par ex. pourrait nécessiter un accès à des données d'une granularité plus faible.</p>
	Sécurité et santé (e-health) à domicile	<p>A partir de l'analyse des consommations, des données sur la santé (par ex. détection d'anomalie si les volets n'ont pas été ouverts de la journée) ou la sécurité du logement peuvent être déduites (intrusion car allumage de lampes dans la nuit alors que le client s'est déclaré en vacances)</p>	<p>Ce type d'application n'est commercialement pas mature.</p>	<p>Les applications liées à la sécurité et la santé sont une combinaison entre de l'intelligence métier (par ex. sécurité) et les méthodes de caractérisation des charges du clients. Le système de mesure sert à ce titre de fournisseur des données aux algorithmes.</p>	<p>Pour être pertinent les données doivent pouvoir être remontées à un pas de temps plus fin que la minute.</p>

6.3.2 Le développement de l'innovation en lien avec les services énergétiques passe par trois axes qui excèdent largement le seul sujet du comptage

Nous distinguons trois axes nécessaires au développement massif des innovations, sur lesquels le législateur a une influence plus ou moins limitée. Dans tous les cas, le comptage apparaît comme un sous-sujet sur chacun des axes.

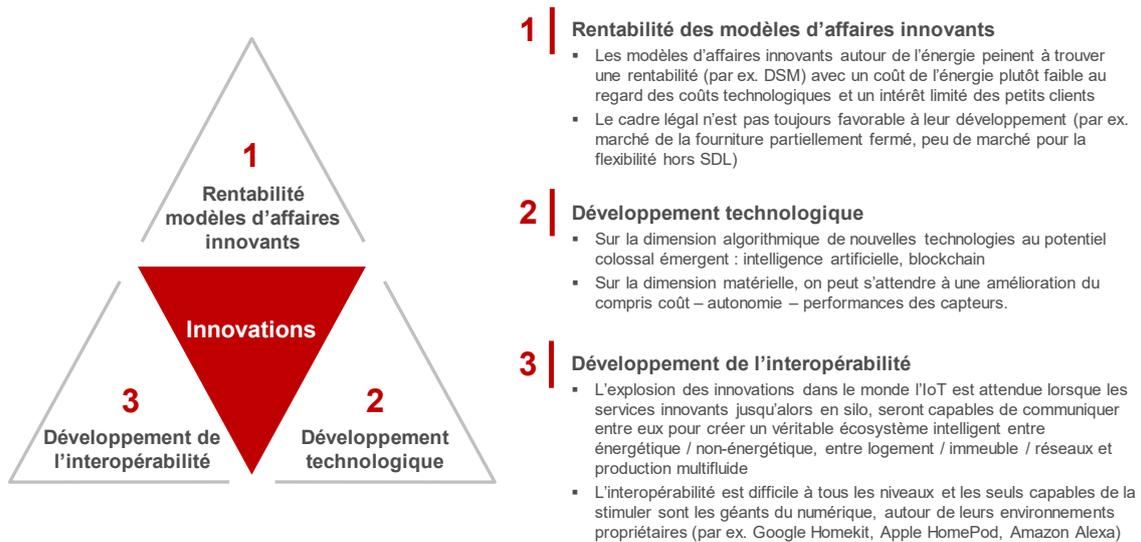


Figure 67 : Axes concourant au développement des innovations en ligne avec la Stratégie Énergétique 2050

Rentabilité des modèles d'affaires

Une des principales entraves au développement d'innovation est le manque de rentabilité des modèles d'affaires ; c'est une des raisons du faible développement de la filière IoT. Par exemple, les solutions technologiques d'efficacités énergétiques trouvent une rentabilité uniquement à long terme¹²⁵.

¹²⁵ Si un foyer consommant 4'500 kWh/an, avec une facture de ~900 CHF/an baisse sa consommation de 10% (hypothèse très optimiste), il serait rationnellement prêt à investir 90 CHF/an dans des équipements ou services d'optimisation de l'énergie, ce qui est plutôt faible au regard des coûts des systèmes de batterie, EMS

La question fondamentale sur ce type de marché est de savoir si c'est le développement de solutions qui va faire naître le besoin ou l'inverse.

Sur cet axe, une liste de questions, qui ne sont pas l'objet de cette étude, sont à considérer :

- Quel cadre légal et réglementaire serait favorable au développement des applications de pilotage de la flexibilité¹²⁶ ? A quel pas temporel décompter les garanties d'origine pour les intégrer dans la valeur de flexibilité ?
- Quelles mesures pour développer la sensibilité / l'intérêt des clients finaux à des innovations en ligne avec la Stratégie Energétique 2050 ?
- Comment inciter les investissements dans les innovations, en particulier des GRD, qui ont la proximité client et la connaissance des systèmes énergétiques ?

Développement technologique

Plusieurs facteurs tirent en avant le développement technologique ces dernières années :

- L'intelligence artificielle est un domaine de recherche en plein essor, avec de grands espoirs pour toutes les industries. Un des plus grands potentiels de l'intelligence artificielle dans l'énergie est venir automatiser les règles d'automatisation des systèmes d'optimisation : les automates de contrôle de systèmes selon des règles prédéterminées sont des technologies matures (par ex. charger la batterie si la puissance solaire produite excède un seuil donné). Une autre application, désormais classique, est la faculté de prévision de consommation, parfois avec une sensibilité à des signaux très faibles.
- Le développement de nouveaux protocoles d'échange moins gourmands en énergie et l'arrivée de réseau de communication aux débits renforcés (5G) augmentent les possibilités de rendre communicant la plupart des objets du quotidien et le déploiement de capteurs pour acquérir des données en quantité et diversité inédites (avec en parallèle le développement du Big Data et des plateformes Cloud).
- La blockchain pour désintermédier. Au-delà du succès médiatique lié aux cryptomonnaies, cette technologie porte deux avantages pour développer la sécurité et désintermédier les échanges (en théorie, le tiers de confiance n'est plus nécessaire dans le cadre d'une transaction réalisée au moyen de smart contract / blockchain). Son utilité réelle sur les applications énergétiques et sa mise en œuvre sans une consommation d'énergie démesurée liée à la « proof-of-work » restent cependant à démontrer.

Développement de l'interopérabilité

Si on se livre à un exercice de projection de ce que pourrait être l'innovation à long terme, on peut imaginer des places de marché de solutions IoT, interopérables, où le client final composerait

¹²⁶ Par exemple mise en place *baseline*, autorisation de la participation au marché d'électricité...

son propre écosystème smart home. Celui-ci serait capable d'interagir avec l'écosystème de l'immeuble, lui-même en relation avec l'écosystème des réseaux / approvisionnement / production multilfluides (par ex. optimisation du niveau de température par une journée ensoleillée chez le client final et prise en compte des variations de besoin pour ajuster la production thermique d'un réseau de chaleur, recharge du véhicule électrique lent / différé parce que son propriétaire utilise son vélo ce jour-là). Cette forme d'internet ambient où les silos sont cassés est un futur dont les bénéfices attendus seraient tout à fait en ligne avec la Stratégie Energétique 2050 : large acceptation par les consommateurs finaux, efficacité énergétique à tous les niveaux du système suisse.

Les barrières à une interopérabilité entre services innovants particuliers sont présentes à tous les niveaux entre les systèmes communiquant [28] : physique (les objets communiquent sur des vecteurs différents¹²⁷), syntaxique (capacité à échanger des données¹²⁸), sémantique (capacité à comprendre les données échangées¹²⁹), plateforme IoT (langages de données et structurées différentes selon les fournisseurs¹³⁰)

Le combat sur l'imposition de standards est en cours et il ne semble pas y avoir de convergence. Plusieurs multinationales se sont essayées, rarement avec succès :

- La plateforme Artik de Samsung, qui commercialisait des cartes programmables pour le développement rapide d'objets IoT interopérables et un service de cloud, a été arrêtée fin 2018 après 4 années d'existence ;
- La start-up Mozaïq, créée en 2015 par Bosch, ABB et Cisco pour devenir une plateforme et place de marché de capteurs et services IoT, a été liquidée début 2019 par ses fondateurs (après un investissement initial de 14 MEUR), faute d'une dynamique de marché suffisante dans le monde l'IoT.

Le Smart Home – et les innovations qui l'accompagnent, est largement dominé par les solutions B2C des géants de la technologie

Le plus grand défi du monde des services technologiques actuellement est de proposer des offres qui permettent d'agréger plusieurs services. Une des barrières à la pénétration des innovations liées à l'IoT notamment,

Les solutions propriétaires et haut de gamme basée sur KNX restent toujours des marchés de niche, face à l'essor des solutions DIY, enceintes connectées des géants technologiques en tête (Amazon Alexa, Google Home, Apple HomePod / HomeKit). La pénétration de ces dernières a atteint en 2019 24% des foyers américains [29].

¹²⁷ Protocole physique comme PLC, Zigbee, radio propriétaire etc.

¹²⁸ XML, JSON sont par ex. des formats d'échange de données standards

¹²⁹ COSEM est par ex. le protocole qui contient la logique du modèle de données dans les applications énergies

¹³⁰ Par exemple, Apple HomeKit repose sur son propre langage Swift, Amazon AWS IoT repose sur du C du NodeJS

De tels taux de pénétration pousse les fabricants à respecter les standards imposés par chacun de ces leaders. Chaque solution s'entoure ainsi progressivement d'un écosystème d'objets connectés.

Ces solutions sont encore loin de faire le lien entre le confort à domicile et l'optimisation de système énergétique local (hormis pour le chauffage avec les thermostats connectés) : applications de batteries. On note cependant des initiatives comme celle de Soweel qui intègre Alexa à la station connectée adossée à ses contrats de fourniture électricité / gaz et Solar-log qui s'associe désormais à Alexa pour faire du reporting vocal sur l'état de l'installation solaire.

7 Annexes

Un ensemble d'annexes non publiques sont livrés en sus du rapport dans un fichier annexe :

- Compte-rendu des entretiens ;
- Retour de Swissmig sur les standards envisageables pour l'accès local ;
- Approfondissement du benchmark.

7.1 Bibliographie

- [1] ECom , «Les coûts de mesure en Suisse - Rapport d'enquête 2017 sur les coûts de mesure,» 2018.
- [2] Swisscom, «Low Power Wide Area Access Technologies».
- [3] ENE'T GmbH, Juin 2014. [En ligne].
- [4] BNetzA, «Monitoringsbericht,» 2008 à 2019.
- [5] BUNDESAMT FÜR JUSTIZ, «Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG,» 2019. [En ligne]. [Accès le 07 02 2020].
- [6] BDEW - BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT,, «Anwendungshilfe - Das Messstellenbetriebsgesetz,» Octobre 2019.
- [7] BNetzA, [En ligne].
- [8] BNetzA (BLEFFERT, Christina, HEITMANN, Kristina), «Messstellenbetriebsgesetz – Welche Möglichkeiten bietet der wettbewerbliche Messstellenbetrieb für Verbraucher,» Juin 2018.
- [9] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK, «Marktanalyse zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 MsbG,» Janvier 2019.
- [10] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie , «Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden - Digitalisierung nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende,» 2019.
- [11] BNetzA, «Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung,» Janvier 2015.
- [12] A. E. MSB alternatifs sur le marché allemand (Discovery, Interviewee, [Interview].
- [13] BNetzA, «Marktkommunikation 2020».

- [14] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, EY, «Barometer Digitalisierung der Energiewende,» 2019.
- [15] BNetzA, «Monitoringsbericht,» 2019.
- [16] Dienst uitvoering en toezicht Energie (DTe), «Advies metermarkt kleinverbruikers,» 2004.
- [17] TenneT, «MV Register Elektriciteit,» [En ligne]. Available: <https://www.tennet.eu/nl/elektriciteitsmarkt/nederlandse-markt/mv-register-elektriciteit/>. [Accès le 03 03 2020].
- [18] NetbeheerNederland, «Dutch Smart Meter Requirements - Main Document,» 2014.
- [19] E. P. Pol Van Aubel, «Smart metering in the Netherlands: what, how, and why,» *Elsevier*, 2019.
- [20] Rijksdienst voor Ondernemend Nederland, «Marktbarometer Aanbieding Slimme Meters - Voortgangsrapportage 2018,» 2019.
- [21] Ofgem, «Ofgem's Decision on the Future of the Gas and Electricity Metering Price Controls,» 2006.
- [22] «Energy Act 2008,» 2008.
- [23] Departement for Business, Energy & Industrial Strategy, «Smart Metering implementation programme - Review of the Data Access and Privacy Framework,» Novembre 2018.
- [24] Western Power Distribution, «Smart metering - Obtaining and Using Consumption Data Relating to Domestic Premises - Data Privacy Plan,» Mai 2018.
- [25] p. I. WIK, *Kosten-Wirksamkeits-Analyse von Organisationsmodellen des Messwesens in Stromverteilnetzen in der Schweiz*, 2015.
- [26] RTE , «Appel d'offres effacement 2018,» 2017.
- [27] « Engie Backs Tiko for Distributed Virtual Power Plants,» 22 Mars 2019. [En ligne].
- [28] N. e. al., «Interoperability in Internet of Things: Taxonomies and Open Challenges,» 2018.
- [29] National Public Media - Edison Research , « The Smart Audio Report,» 2019.
- [30] «Landis+gyr bietet leasing für smart-meter rollout an,» *Energate Messenger* , Février 2020.

7.2 Les paramètres du modèle de CBA

Catégories de clients comptage - données de 2016			
Consommateur de moins de 100 MWh/an (C100-)	<i>milliers de compteurs</i>	5 414	EiCom - Coûts de la mesure 2018 (sur année 2016) – nombre de compteurs total recalculé par catégorie au pro-rata de la part de chaque catégorie dans le total de points de mesure
Consommateur de plus de 100 MWh/an (C100+)	<i>milliers de compteurs</i>	59	
Producteurs de moins de 30 kVA (P30-)	<i>milliers de compteurs</i>	77	
Producteurs de plus de 30 kVA (P30+)	<i>milliers de compteurs</i>	11	
Total	<i>milliers de compteurs</i>	5 561	
Nombre de fournisseurs certifiés et d'organismes de spécifications			
Nombre de fournisseurs certifiés de matériel de comptage	<i>fabricants</i>	15	Base de données METAS des compteurs avec un certificat d'examen Type B
Répartition de la population entre zones urbaines et rurales			
Part de la population en zone dense	<i>% de population totale</i>	63%	Etude E-Cube à partir de données de l'OFS
Evolution annuelle du nombre de compteurs par catégorie			
Evolution du nombre de compteurs C100-	<i>variation annuelle</i>	0%	A partir de l'évolution entre 2013 et 2018 – Etudes EiCom
Evolution du nombre de compteurs C100+	<i>variation annuelle</i>	0%	
Evolution du nombre de compteurs P30-	<i>variation annuelle</i>	13%	
Evolution du nombre de compteurs P30+	<i>variation annuelle</i>	10%	
Taux de renouvellement des compteurs par catégorie chaque année			
Durée de vie d'un compteur	<i>années</i>	18	Durée de vie de 18 ans (Étude Ecoplan 2015) et âge uniformément reparti
Technologies de comptage sur le marché - Pénétration des différentes technologies - données de 2016 – Part de chacune des 3 technologies de compteurs smart sur le total de compteurs smart			
compteurs PLC pour les C100- et P30 -	<i>% total compteurs smart</i>	70%	Entretiens fabricants actifs en Suisse, EiCom 2016 et hypothèses E-CUBE
compteurs RF Mesh pour les C100- et P30 -	<i>% total compteurs smart</i>	20%	
compteurs P2P pour les C100- et P30 -	<i>% total compteurs smart</i>	10%	
compteurs PLC pour les C100+ et P30 +	<i>% total compteurs smart</i>	10%	
compteurs RF Mesh pour les C100+ et P30 +	<i>% total compteurs smart</i>	10%	
compteurs P2P pour les C100+ et P30 +	<i>% total compteurs smart</i>	80%	
Nombre d'années d'amortissement restantes pour les systèmes centraux	<i>années</i>	2,5	Valeur de demi-vie des systèmes IT
Taux de déploiement des Smart Meters (SM) sur le total compteurs			
Taux min en 2024	<i>% SM sur Total</i>	60%	EiCom - Valeur pour un début de modèle en 2024 – évolue avec la date choisie
Taux max en 2024	<i>% SM sur Total</i>	70%	
Atteinte objectif de 80% de déploiement	<i>Année (fin)</i>	2025	

Les paramètres techniques - CAPEX			
Durées d'amortissement des investissements			
Compteur Intelligent	années	10	L'EiCom accepte une durée de 10 à 15 ans selon le Schéma de calcul des coûts pour les GRD publié par l'AES (SCCD – CH) pour les compteurs électriques
Compteur Non Intelligent	années	10	
Systèmes IT	années	5	Standard industrie - 3 ans envisageable également
Taux d'actualisation			
Horizon de calcul de VAN	années	10	Autorisation d'amortissement par l'EiCom et 10 à 15 ans
Taux d'actualisation	taux annuel	3,83%	WACC réseau
CAPEX - Coûts d'achat d'un compteur - 2 catégories de compteurs (résidentiels vs grands clients) différenciées et 2 technologies de compteurs (smart / non smart)			
Prix min pour compteur non smart résidentiel	CHF/compteur	30	Prix d'un compteur mécanique ou électronique en Allemagne / en Suisse
Prix max pour compteur non smart résidentiel	CHF/compteur	80	
Prix min pour compteur non smart Grand client	CHF/compteur	400	Etude Elcom de 2015 - Coûts de mesure de la courbe de charge (BT)
Prix max pour compteur non smart Grand Client	CHF/compteur	700	
Prix min pour compteur smart résidentiel	CHF/compteur	100	Entretiens fournisseurs, base de données E-CUBE Valeurs pour 2020 qui ne reflètent pas le coût passé, plus élevé
Prix max pour compteur smart résidentiel	CHF/compteur	150	
Prix min pour compteur smart Grand client	CHF/compteur	300	
Prix max pour compteur smart Grand Client	CHF/compteur	350	
CAPEX - Coûts d'installation - compteur + concentrateur + changement de SIM			
Prix min pour la pose ou la dépose d'un compteur	CHF/compteur	80	Entretiens fabricants et acteurs du marché : l'installation d'un compteur intelligent peut nécessiter des travaux supplémentaires
Prix max pour la pose ou la dépose d'un compteur	CHF/compteur	150	
Prix min pour raccordement gateway - compteur	prix en CHF/compteur	80	d'importation de fichier sécurité, et opérations sur les sous-compteurs connectés ; Etude Ecoplan
Prix max pour raccordement gateway - compteur	prix en CHF/compteur	150	
Prix min pour l'installation d'un concentrateur	CHF/concentrateur	500	
Prix max pour l'installation d'un concentrateur	CHF/concentrateur	1 000	
CAPEX - Coûts d'achat de matériel annexe			
Cout d'achat de concentrateur PLC			
Prix min pour l'achat d'un concentrateur PLC	CHF/concentrateur	700	

Prix max pour l'achat d'un concentrateur PLC	CHF/concentrateur	1 000	Entretiens fournisseurs / fabricants
Densité zone rurale par concentrateur PLC	compteurs / concentrateur	50	Entretiens fabricants et base de données interne E-CUBE
Densité zone dense par concentrateur PLC	compteurs / concentrateur	300	
Cout d'achat de concentrateur RF Mesh			
Prix min pour un concentrateur RF Mesh	CHF/concentrateur	1 000	Entretiens fabricants et base de données interne E-CUBE
Prix max pour un concentrateur RF Mesh	CHF/concentrateur	2 200	
Densité zone rurale par concentrateur RF Mesh	compteurs / concentrateur	60	
Densité zone dense par concentrateur RF Mesh	compteurs / concentrateur	600	
Cout d'achat de Gateway			
Prix min pour l'achat d'une gateway	CHF/gateway	110	SMGW Allemagne, Entretiens acteurs du marché allemands (wMSB)
Prix max pour l'achat d'une gateway	CHF/gateway	400	
Densité min par gateway (zone rurale)	compteurs / gateway	1	
Densité max par gateway (zone dense)	compteurs / gateway	18	
CAPEX - Coûts de certification			
Cout min de certification initiale pour élément de de système de mesure intelligent	kCHF/élément certifié	50	Entretiens fabricants
Cout max de certification initiale pour pour élément de de système de mesure intelligent	kCHF/élément certifié	200	
Les paramètres techniques - OPEX			
OPEX - Systèmes centraux (HES – MDMS – EDM)			
Prix min systèmes centraux (acteur avec plusieurs centaines de milliers de compteurs sous gestion)	CHF/compteur/an	4,5	Analyse E-CUBE sur base de données entretiens fabricants, acteurs du marché suisses et européens, données internes E-CUBE
Prix max systèmes centraux (acteur avec l'ordre de la dizaine de millier de compteurs sous gestion)	CHF/compteur/an	16	
OPEX - Communication			
Prix min com P2P NB-IoT / LTE Cat.M	CHF/compteur/an	2,00	Entretiens avec les acteurs du marché européen et suisse
Prix max com P2P NB-IoT / LTE Cat.M	CHF/compteur/an	4,00	Entretiens acteurs suisses
Prix min exploitation concentrateur RF Mesh et PLC	CHF/concentrateur/an	30,00	
Prix max exploitation concentrateur RF Mesh et PLC	CHF/concentrateur/an	120,00	
Prix Relevé et transmission si non communicant	CHF/compteur/an	4,50 (zone urbaine)	Estimation confirmée par la revue comparative en Europe et en Suisse : 25

		à 6,00 (zone rurale)	compteurs relevés par heure en zone urbaine et rurale 15 compteurs relevés par heure en zone rurale pour un coût horaire de ~50 CHF/h
--	--	----------------------------	---

7.3 Les variables scénarisées du modèle de CBA

Hypothèses - Pénétration des tiers - Part de clients changeant de prestataire MSB chaque année (toutes cat.)			
Sur l'existant	% total compteurs / an	0,2%	Hypothèse
Sur les nouvelles installations	% total compteurs	2%	Hypothèse
Hypothèses - Pénétration et Mutualisation des innovations - Ratio à appliquer aux clients qui changent			
Avec systèmes innovants qui seront mutualisés	% total de changeurs	10%	Hypothèse

7.4 Table des figures

Figure 1 : Positionnement des innovations selon l'importance du comptage intelligent et la granularité de la mesure nécessaire	6
Figure 2 : Effet du changement de prestataire vu du client dans le cas d'une transition d'un compteur PLC à un compteur P2P, pour un client résidentiel – Données simplifiées et statiques pour illustration [CHF/Compteur/an].....	8
Figure 3: : Effet du changement de prestataire vu du système dans le cas d'une transition d'un compteur PLC à un compteur P2P, pour un client résidentiel , dans le cadre d'une ouverture du marché en 2024 – Données simplifiées et statiques pour illustration [CHF/compteur/an] ...	9
Figure 4 : Résultats de l'analyse CBA dynamique en fonction du modèle dans les cas MIN et MAX (1% en moyenne de client changeant de fournisseur et mutualisation comptage / innovation pour 10% de ces clients) - Valeur actuelle nette actualisée à 3,83% à dix ans [MCHF]	11
Figure 5 : Vue simplifiée de la méthodologie du modèle dynamique d'analyse CBA.....	12
Figure 6 : Impact de la date d'ouverture totale du marché sur les coûts vus du système pour le modèle 2 pour une pénétration de la concurrence 1% en moyenne, dans deux cas de pénétration des synergies comptage / innovation chez les clients qui changent de prestataire [VAN ₂₀₂₄ en MCHF]	13

Figure 7 : Impact du taux d'ouverture moyen sur les coûts vus du système pour le modèle 2 dans deux cas de pénétration des innovations, pour une ouverture en 2024 [VAN ₂₀₂₄ en MCHF]	14
Figure 8 : Cadre légal et organisation du marché du comptage en Suisse en Février 2020	38
Figure 9 : Définition d'un système de mesure intelligent par l'OApEI	41
Figure 10 : Typologie des compteurs en Suisse en 2016 et part amortie	43
Figure 11 : Benchmark des coûts pour l'exploitation et la prestation de point de mesure [CHF/compteur/an]	44
Figure 12 : Estimation des coûts annuels pour l'exploitation et la prestation de mesure pour un point de mesure télérelevé selon l'étude de l'EICom sur les coûts de la mesure 2016 en Suisse [CHF/compteur/an]	45
Figure 13 : Evolution du coût d'achat des compteurs intelligents en fonction des volumes commandés [CHF/compteur]	46
Figure 14 : Nombre de compteurs électriques par fabricant certifiés examen type B par METAS au 31.12.2019	47
Figure 15 : Nombre de nouvelles installations PV raccordées au réseau chaque année – Données d'enquête de marché annuelle Swissolar	50
Figure 16 : Interfaces entre éléments des systèmes de mesure intelligents	52
Figure 17 : Débits et compatibilité temps réel	55
Figure 18 : Alternatives de gestion de la mesure multifluides	56
Figure 19 : Synthèse des caractéristiques de la communication sur des technologies mesh PLC	58
Figure 20 : Synthèse des caractéristiques de la communication sur des technologies RF Mesh	59
Figure 21 : Synthèse des caractéristiques de la communication via une gateway	61
Figure 22 : Synthèse des caractéristiques de la communication P2P sur les technologies low power [2]	63
Figure 23 : Synthèse des caractéristiques de la communication P2P sur les technologies LTE [2]	64
Figure 24 : Sélection de projets de systèmes de mesure intelligents en Suisse (<i>source : communications publiques</i>)	67
Figure 25: Historique du cadre légal de la libéralisation du comptage pour l'énergie en Allemagne – les dates indiquées sont les dates de publication et non les dates d'entrée en vigueur du texte (au plus tard 10 jours après). [5]	72
Figure 26 : Cadre légal et organisation du marché allemand en Février 2020 [6]	74
Figure 27: Processus de déploiement et de plafonnement des prix des iMS et des mME pour les différentes tranches de consommateurs et de producteurs – plafonds (POG) TTC - consommation annuelle ou puissance installée [7]	76

Figure 28: les points de mesure concernés ou non par le Smart Meter Roll-out obligatoire	76
Figure 29: un iMS est constitué d'un ou plusieurs mME (et éventuellement de centrales de production dont les données d'alimentation seraient directement transférées) intégrés dans une SMGW [9] [5].....	78
Figure 30 : Répartition des GRD par part de marché en tant que gMSB perdues au profit de wMSB [8]	80
Figure 31: Typologie des MSB, sur le marché des systèmes conventionnels (99% du marché total), à fin 2017 [8].....	80
Figure 32: positionnement par quadrant de consommateur (Ménages, Industrie, Producteurs, MSB et autres acteurs de l'énergie) des offres d'une sélection d'acteurs wMSB.....	81
Figure 33: prix moyen au détail sur l'ensemble des déclarations de MSB à la BNetzA pour les services standards iMS, par tranche de consommateur / producteur [EUR / an]	82
Figure 34 : Evolution des frais de comptage en ct/kWh pour les clients consommant de 2'500 à 5'000 kWh/an [4] [11].....	83
Figure 35 : Schéma de principe du modèle 1 - Ouverture sans spécifications supplémentaires	90
Figure 36 : Schéma de principe du modèle 2 - Ouverture avec spécification compteur P2P.....	93
Figure 37 : Schéma de principe du modèle 3 - Ouverture avec spécification de gateway	94
Figure 38 : Schéma de principe du modèle 4 – ouverture du rôle de MSB	96
Figure 39 : Approche méthodologique de construction du modèle pour l'analyse CBA	108
Figure 40 : Effet du changement de prestataire vu du client dans le cas d'une transition d'un compteur PLC à un compteur P2P pour un client résidentiel – Données simplifiées et statiques pour illustration [CHF/Compteur/an].....	110
Figure 41 : Effet du changement de prestataire vu du système dans le cas d'une transition d'un compteur PLC à un compteur P2P pour un client résidentiel , dans le cadre d'une ouverture de marché en 2024 – Données simplifiées et statiques pour illustration [CHF/compteur/an]	111
Figure 42 : Bilan des coûts vu du système pour un client PLC résidentiel qui change de prestataire pour un prestataire avec plus de compteurs sous gestion – CAS MAX – pour une ouverture de marché en 2024 [CHF / compteur / an].....	112
Figure 43 : Bilan des coûts vu du système pour un client PLC résidentiel qui change de prestataire pour un prestataire avec plus de compteurs sous gestion – CAS MIN – pour une ouverture de marché en 2024 [CHF / compteur / an].....	113
Figure 44 : Bilan des coûts vu du système pour un client chez qui le potentiel de synergie sur les innovations est réalisé – CAS MAX [CHF/ compteur / an]	114
Figure 45 : Bilan des coûts vu du système en prenant en compte la pénétration des innovations – pour un changement en 2024 [CHF / compteur / an].....	114
Figure 46 : Evolution du nombre d'années restant à amortir pour le parc de compteurs intelligents en Suisse en fonction de la durée d'amortissement retenue	115
Figure 47 : Résultats de l'analyse CBA pour une ouverture totale du marché [MCHF – Valeur actuelle nette à dix ans en 2024].....	117

Figure 48 : Résultats de l'analyse CBA pour une ouverture du marché sur le segment des petits consommateurs [MCHF – Valeur actuelle nette à dix ans en 2024].....	118
Figure 49 : Résultats de l'analyse CBA pour une ouverture du marché sur le segment des grands consommateurs [MCHF – Valeur actuelle nette à dix ans en 2024].....	118
Figure 50 : Résultats de l'analyse CBA pour une ouverture du marché sur le segment des petits producteurs [MCHF – Valeur actuelle nette à dix ans en 2024]	119
Figure 51 : Résultats de l'analyse CBA pour une ouverture du marché sur le segment des grands producteurs [MCHF – Valeur actuelle nette à dix ans en 2024]	119
Figure 52 : Evolution de la VAN des coûts pour le système de l'ouverture du marché en fonction de la date d'entrée en vigueur de l'ouverture [Valeur actuelle nette à dix ans en 2024]	120
Figure 53 : Effet sur global sur les prix du comptage nécessaire pour annuler les coûts de l'ouverture en 2024 pour le segment des petits consommateurs pour une ouverture en 2024 – CAS MAX [%].....	121
Figure 54 : Evolution de la VAN des coûts de la libéralisation pour le système en fonction du taux moyen de tiers sur le marché, pour une ouverture en 2024 , dans le cas du modèle 2 [Valeur actuelle nette à dix ans en 2024 en MCHF]	122
Figure 55 : Evolution de la VAN des coûts pour le système de l'ouverture du marché en fonction de la date d'entrée en vigueur de l'ouverture pour différents niveaux de pénétration moyenne des tiers sur la marché – Modèle 2 [Valeur actuelle nette à dix ans en 2024].....	122
Figure 56 : Pénétration de la mutualisation des innovations (chez les clients qui changent de prestataire) nécessaire pour annuler le coût de l'ouverture en 2024 pour le système – selon le modèle [MCHF – Valeur actuelle nette à dix ans en 2024].....	123
Figure 57 : Evolution de la VAN des coûts pour le système de l'ouverture du marché en fonction de la date d'entrée en vigueur de l'ouverture pour différents niveaux de synergies sur les innovations pour les clients qui changent – pénétration de la concurrence de 1% en moyenne [Valeur actuelle nette à dix ans en MCHF].....	124
Figure 58 : Evolution de la VAN des coûts de la libéralisation pour le système en fonction du taux moyen de tiers sur le marché, pour une ouverture en 2024 et pour différents niveaux de synergies sur les innovations pour les clients qui changent [VAN à dix ans en MCHF].....	125
Figure 59 : Positionnement des innovations selon l'important du comptage intelligent et la granularité de la mesure nécessaire	126
Figure 60 : Axes concourant au développement des innovations en ligne avec la Stratégie Energétique 2050	135

7.5 Glossaire

Abréviations utilisées dans le rapport	Signification
CBA	Cost Benefit Analysis
DSM	Demand Side Management / Effacement de réseau
EAE	Entreprise d'Approvisionnement Electricité
EDM	Energy Data Management
EMS	Energy Management System
gMSB	grundsätzliche Messstellenbetrieb
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
HAN	Home Area Network
iMSys	intelligente Messsysteme
IoT	Internet of Things
kbps	kilo bit par seconde (débit)
KMS	Key Management System
LMN	Local Metering Network
M2M	Machine-to-Machine
MDL	Messdienstleister
MDMS	Meter Data Management System
MID	Measuring Instruments Directive
mME	moderne Messeinrichtung
MSB	Messstellenbetreiber
NAN	Neighborhood Area Network
P2P	Point-to-Point
PLC	Power Line Communication
RCP	Regroupement pour la Consommation Propre (ZEV)
RF	Radio Frequency
SMGA	Smart Meter Gateway Administrator
SMGW	Smart Meter Gateway
VAN	Valeur Actuelle Nette
WAN	Wide Area Network
wMSB	wettbewerbliche Messstellenbetreiber
ZFA	Zählerfernauslesung



LAUSANNE — PARIS — BRUXELLES — MUNICH — SAN FRANCISCO

TUNIS — CHENNAI — HONG KONG

**Suisse — Etude de la libéralisation du marché du
comptage électrique**

Etude réalisée pour l'Office Fédéral de l'Energie
(OFEN)

Mars 2020

Copyright © E-CUBE Strategy Consultants SA

www.e-cube.com