



Livre blanc Smart Grid Vol. 2

Verein Smart Grid Schweiz VSGS
(Association smart grid suisse)

31 décembre 2015

AET - Azienda Elettrica Ticinese

AEW Energie AG

Axpo Power AG

BKW Energie AG

CKW - Centralschweizerische Kraftwerke AG

EKZ - Elektrizitätswerke des Kantons Zürich

ewb - Energie Wasser Bern

ewz - Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

Groupe E SA

IWB

Repower AG

Romande Energie SA

SIG

Sommaire

Avant-propos	4
---------------------------	----------

CHAPITRE 1

Smart Energy	6
1.1 Situation initiale	6
1.2 Que signifie Smart Energy.....	11
1.3 Association Smart Grid Suisse (VSGS)	13
1.4 Moteurs de Smart Energy.....	14

CHAPITRE 2

Smart Grid	16
2.1 Impacts de l'injection décentralisée sur les réseaux de distribution	16
2.2 Actions aptes à maîtriser les impacts	18
2.3 Considérations quantitatives concrètes.....	21
2.4 Stations transformatrices intelligentes au NR6.....	28
2.5 Bilan et recommandations.....	37

CHAPITRE 3

Smart Meter	39
3.1 Exigences minimales pour Smart Meter	39
3.2 Planification d'un rollout de Smart Meters	41
3.3 Smart Meter en service.....	43

CHAPITRE 4

Smart Market	45
4.1 Smart Market en interaction avec Smart Grid	45
4.2 Mécanismes de marché aujourd’hui et demain.....	46
4.3 Les nouveaux acteurs rencontrent d’anciennes règles: 5 thèses.....	53
4.4 La branche en mutation – une analogie	57
4.5 Bilan et recommandations.....	58

CHAPITRE 5

Information et communication	60
5.1 Méthodologie, cas pratiques et technologies de la communication.	61
5.2 Cas pratiques avec exigences	63
5.3 Variantes de solutions et évaluation.....	66
5.4 Bilan et recommandations.....	68
 Résumé	 71

Avant-propos

La stratégie énergétique 2050 entraîne des changements de l’approvisionnement en énergie en général et de l’approvisionnement en électricité en particulier. Afin de maîtriser les défis, le système électrique de l’avenir sera plus intelligent, plus flexible et plus réactif. Que signifie précisément cela? Les premières idées sont déjà mises en œuvre, d’autres ne sont encore que théoriques. Aujourd’hui, les détails de toutes les solutions envisagées ne sont pas encore connus.

Le 2^{ème} volume du «Livre blanc Smart Grid» en vos mains aimerait apporter une contribution en répondant aux questions actuellement ouvertes. Il veut créer une base commune autour de la thématique « Smart Energy » en ce qui concerne la terminologie, les répercussions attendues, les mesures nécessaires et les résultats atteints, ceci principalement du point de vue d’un gestionnaire de réseau.

Il s’adresse à toutes les personnes intéressées à un Smart Grid suisse et au système Smart Energy. Dans ce but, il s’appuie sur la 1^{ère} édition du « Livre blanc Smart Grid» de février 2013 mais est un document autonome et complet en soi. Les conclusions les plus importantes de la 1^{ère} édition sont répétées afin d’en faciliter la lecture.

Dans son chapitre 1, ce présent volume du livre blanc résume la situation actuelle de l’environnement politico-énergétique. Smart Energy avec ses composantes Smart Grid, Smart Meter et Smart Market y sont expliqués. L’Association Smart Grid Suisse (Verein Smart Grid Schweiz, VSGS) y est présentée. La migration vers un système Smart Energy sera engendrée par l’injection décentralisée dans les réseaux basse tension, par l’augmentation de l’efficacité énergétique, par la production volatile causée par les facteurs

météorologiques, ainsi que le besoin d'information et d'échange de données. Ces termes sont décrits.

Le chapitre 2 se concentre sur le Smart Grid au sens strict du terme. Il récapitule les répercussions de la production de courant décentralisée selon la systématique ayant déjà cours ainsi que les mesures possibles permettant de juguler ces retombées. Après ces considérations qualitatives, des recherches quantitatives sont effectuées sur des réseaux de distribution concrets. L'impact des installations photovoltaïques sur les tensions et courants est calculé et représenté de manière claire. Finalement sont proposées les considérations les plus pertinentes relatives à une station transformatrice intelligente de niveau de réseau 6 ainsi leur incidence concrète sur celle-ci. Malgré les configurations de réseau très diverses, un bilan est tiré et des recommandations sont formulées.

Le chapitre 3 récapitule les exigences minimales en cas d'un déploiement massif de Smart Meters (roll-out) et décrit un plan d'action envisageable. Une enquête auprès des membres de l'association VSGS montre les travaux préparatifs déjà réalisés dans le domaine de ces compteurs intelligents.

Avec les changements attendus, le marché de l'électricité se modifiera également. Le chapitre 4 décrit le Smart Market, compare les mécanismes du marché d'aujourd'hui et de demain, propose cinq thèses pour un fonctionnement optimal d'un tel marché, tire parti d'analogies avec le marché des télécommunications et conclut par un bilan et des recommandations.

Les chapitres 2 à 4 montrent que les nouvelles solutions exigeront un échange accru d'informations. Le chapitre 5 analyse cette exigence en récapitulant tous les besoins et en proposant des solutions.

Finalement, le résumé récapitule les résultats principaux de ce 2^{ème} volume du «Livre blanc Smart Grid»

CHAPITRE 1

Smart Energy

Smart Energy est l'extension du terme Smart Grid – réseau électrique intelligent – à l'ensemble du système énergétique (électrique). Il est clair que ce système dans son ensemble devra dans le futur être plus intelligent, soit «smarter».

Il est cependant encore hautement incertain de savoir ce que cela signifie en détail. C'est à la fois un espoir et le but avoué, que grâce à la combinaison intelligente de tous les composants du système global, la transition énergétique soit maîtrisée avec succès. Ce livre blanc veut être une contribution à cette mutation; il explique la terminologie, décrit les défis ainsi que les concepts de solutions et propose quelques pas vers un système Smart Energy suisse.

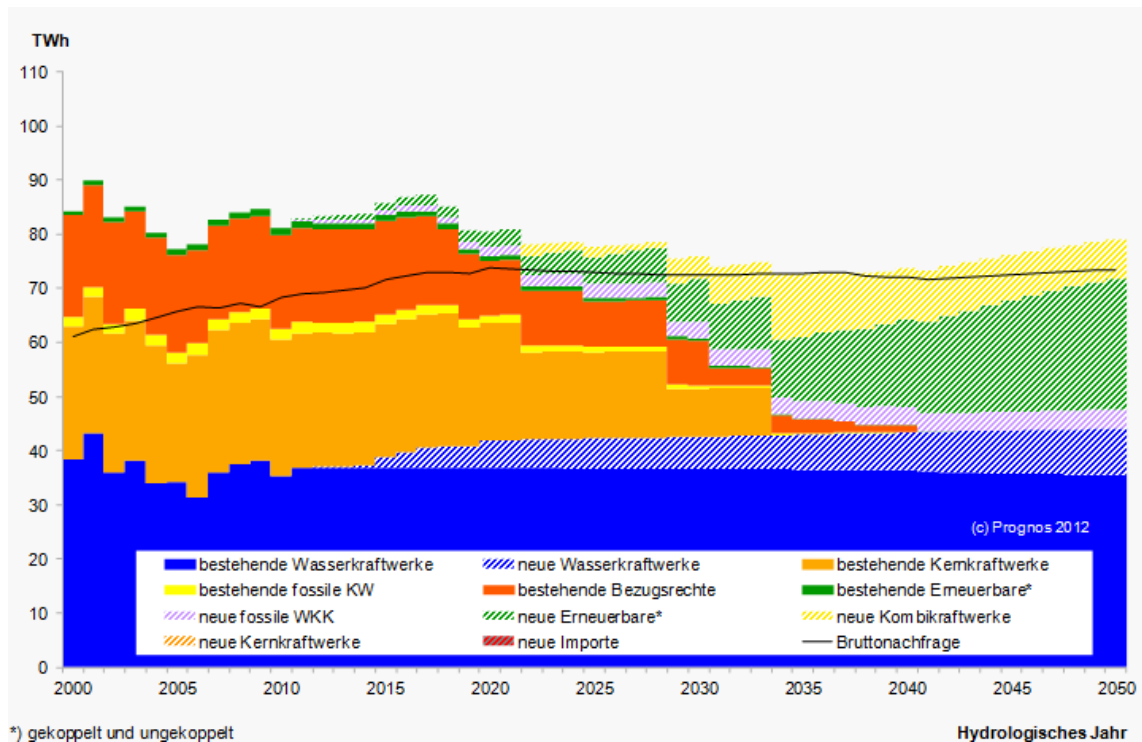
1.1 Situation initiale

Le 4 septembre 2013, le Conseil Fédéral a adopté le message concernant le premier paquet de mesures de la stratégie énergétique 2050 avec sept paquets de mesures [2]. Entre autres, les consommations d'énergie et d'électricité doivent être diminuées, la part des énergies renouvelables augmentée et les réseaux électriques doivent être transformés et étendus.

Les coûts de transformation et d'extension des réseaux de transport et de distribution jusqu'à 2050 sont estimés à 18 Milliards de CHF. On attend que les coûts soient réduits par des solutions de Smart Grid.

De nouvelles productions sont nécessaires pour couvrir la demande brute pronostiquée en énergie électrique même dans le cas de mise hors service de la production nucléaire. La part dominante devrait provenir d'une production d'électricité par les nouvelles énergies renouvelables comme le photovoltaïque et de nouvelles centrales à cycle combiné.

Evolution de la production d'énergie électrique



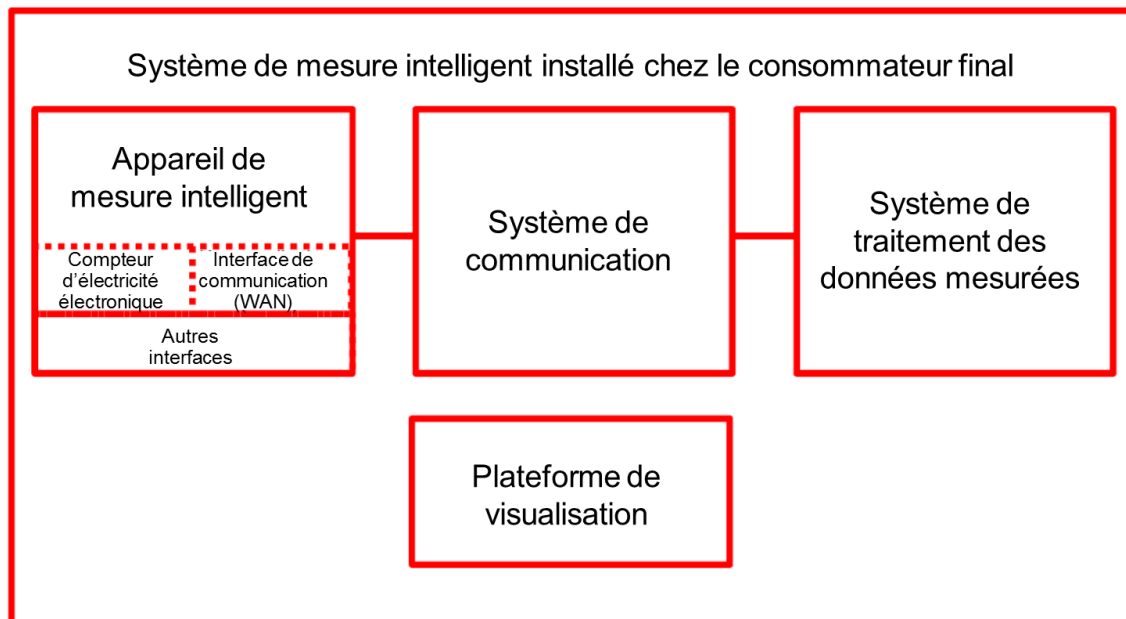
Composition de l'offre d'énergie électrique (seulement production en Suisse) jusqu'à 2020, 2035 et 2050 sur la base du paquet de mesures actuel du DETEC (Source: Prognos)

Les gestionnaires de réseau doivent donc être préparés aux développements attendus de la consommation et de la production d'énergie électrique. Il est sensé et nécessaire de transformer les réseaux électriques en Smart Grids. Des réseaux électriques plus intelligents sont indispensables afin de faire face aux exigences accrues et attendues, mais ils ouvriront corolairement de nouveaux débouchés commerciaux.

Sous la conduite de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), deux groupes de travail largement étayés ont élaboré chacun un document de base sur les thèmes respectifs Smart Grid et Smart Metering. L'association VSGS était activement représentée dans les deux groupes de travail.

Le 17 novembre 2014, le premier document de base était disponible: Les «Exigences minimales pour les Smart Meters», dont le titre complet est «Bases pour l'introduction de systèmes de mesure intelligents auprès du consommateur final en Suisse: exigences techniques minimales et modalités» [3]. Dans ce cadre et outre les Smart Meters, le système de mesure intelligent comprend également d'autres installations nécessaires à sa fonctionnalité complète (voir figure ci-dessous), en particulier un système de communication opérationnel, un système de traitement des données de mesure et une plateforme de visualisation.

Système de mesure intelligent et ses composantes principales



Les exigences techniques minimales et les modalités d'introduction se rapportent au système de mesure intelligent en tant qu'ensemble et non pas aux seuls Smart Meters (Source: OFEN)

Le Smart Metering est affecté par le message et le projet de loi du 4 septembre 2013. Ainsi, les coûts d'exploitation et de capitaux de systèmes de mesure intelligents exigés par les textes de loi sont qualifiés de coûts imputables. Il est prévu une clause de délégation au Conseil fédéral portant sur l'introduction de

ces systèmes, en particulier en ce qui concerne les délais de mise en œuvre et les exigences techniques minimales. Les exigences minimales formulées pour les Smart Meter en formeront la base lors de la rédaction de l'ordonnance.

Les exigences pour les Smart Meters distinguent celles qualifiées de « minimales légales » soit :

- Saisie, traitement, transmission et sauvegarde des valeurs mesurées
- journalisation des résultats
- Exigences axées sur le consommateur final et sur le producteur
- Sécurité des données et aspects de la protection des données
- Exigences d'efficience posées aux systèmes de mesure intelligents

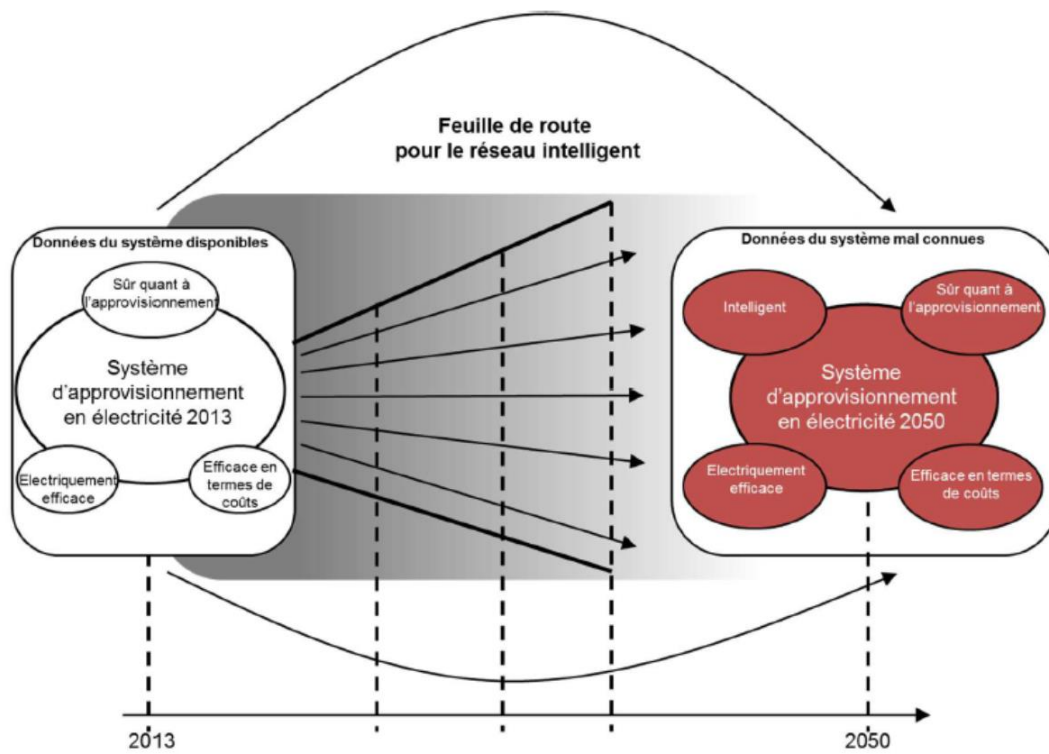
de celles qualifiées de « propriétés supplémentaires » :

- Surveillance de l'état du réseau
- Gestion de la consommation et de l'injection
- Limitation de raccordement (momentané).

Il est proposé une introduction généralisée (80% de couverture) de systèmes de mesure intelligents jusqu'à 2025. Cela signifie pour la Suisse le changement d'environ quatre millions de compteurs électriques, qui pourront alors, au contraire de la lecture manuelle actuelle, être relevés automatiquement à distance. D'autres fonctionnalités sont prévues.

Le second document de base a été publié le 27 mars 2015: la «Feuille de route [Roadmap] Smart Grid» dont le titre complet est «Feuille de route suisse pour un réseau intelligent; Pistes vers l'avenir des réseaux électriques suisses» [4]. Cette feuille de route montre l'importance des Smart Grids et indique des pistes pour faire face aux exigences durant ce changement de l'économie énergétique. Elle crée une compréhension commune, « une vision des réseaux intelligents en Suisse », et décrit des développements nécessaires à l'avenir ou auxquels il faut s'attendre. De plus, elle identifie la nécessité d'agir dans divers domaines et sert de panneau indicateur aux acteurs impliqués.

Feuille de route Smart Grid suisse



Contenu de la feuille de route Smart Grid et impact attendu (Source: OFEN)

1.2 Que signifie Smart Energy

Habituellement, le terme «Smart Grid» est utilisé de deux façons différentes: d'une part il désigne au sens strict l'ensemble des changements attendus des *réseaux* électriques et d'autre part il signifie au sens large toute la combinaison intelligente de production, consommation et accumulation d'énergie électrique, y compris les nouveaux acteurs.

Nous considérerons ici de manière stricte le terme «Smart Grid» pour ce qui touche au réseau et le terme «Smart Energy» pour le système électrique dans sa totalité. Smart Grid est ainsi un aspect partiel de Smart Energy. Les aspects partiels importants de Smart Energy touchant une entreprise électrique ou un gestionnaire de réseau sont :

- Smart Grid
- Smart Meter
- Smart Market
- Information et communication.

Ces aspects sont pris en considération dans ce livre blanc. D'autres éléments de Smart Energy ne sont pas traités comme par exemple

- Smart Home.

Smart Grid: Au sens strict, tous les changements auxquels on peut s'attendre à la périphérie et à l'intérieur des réseaux électriques font partie du Smart Grid. Ce sont par exemple des capteurs supplémentaires pour la saisie de l'état du réseau et des éléments de commande additionnels pour le pilotage et la régulation du réseau. Ces composants sont reliés entre eux et le plus souvent avec une logique de commande centralisée grâce à une infrastructure de communication. La combinaison intelligente de tous ces éléments d'infrastructure assurera un comportement efficient et optimal des réseaux lors de situations complexes.

Smart Meter: Les Smart Meters sont en premier lieu des appareils de mesure intelligents destinés à la saisie de quantités d'énergie électrique produite ou consommée. A côté de cette fonction de base dans des buts de décompte, ces appareils présentent souvent d'autres fonctionnalités. Ainsi, des paramètres importants tels que l'intensité, la tension, la puissance réactive et l'absence de tension peuvent être saisis parmi d'autres afin de juger de l'état du réseau. En complément aux fonctions de mesure, une fonction de pilotage peut piloter des charges. Les Smart Meters doivent être reliés au système central par une infrastructure de communication pour transmettre les valeurs de mesure et réceptionner les signaux de commande.

Smart Market: Le Smart Market doit soutenir la mise en œuvre de la transition énergétique. Pour que l'approvisionnement puisse être garanti, l'apport et le soutirage d'énergie doivent être égaux à chaque instant dans le réseau. Pour assurer cet équilibre, la coordination de la production, de la consommation et de l'accumulation doit devenir plus intelligente. La consommation de courant pourrait par exemple être adaptée à la production disponible (Demand Side Management, Demand Response). La production (décentralisée) de courant pourrait de son côté tenir compte elle-même de l'état local du réseau et réduire la quantité produite en cas de pléthore d'énergie, voire enclencher des consommateurs. Il est finalement imaginable que des accumulateurs de courant soient développés au point qu'ils puissent être engagés avec profit pour équilibrer production et consommation.

La limite entre Smart Grid et Smart Market n'est pas toujours franche. Dans son papier de référence «*Smart Grid*» et «*Smart Market*» [5], l'agence fédérale allemande pour les réseaux « Bundesnetzagentur » a présenté à ce sujet l'approche suivante: les questions de capacité sont traitées dans le réseau et les questions relatives aux quantités d'énergie le sont dans le marché. Pour les thèmes à cheval entre les deux, il y a lieu rechercher des solutions hybrides.

Ceci constitue un défi tout particulier si l'on pense au découplage voulu par la loi entre marché de l'énergie et réseau énergétique (Unbundling).

Information et communication: Les aspects partiels de Smart Energy décrits ci-dessus exigent tous un échange d'information élargi. Il faut donc une ou plusieurs infrastructures de communication. De nouvelles infrastructures coûtent très cher. L'optimisation est de mise. Des solutions de communication intelligentes sont de ce fait un autre aspect partiel important de Smart Energy.

1.3 Association Smart Grid Suisse (VSGS)

L'Association Smart Grid Suisse (Verein Smart Grid Schweiz, VSGS) regroupe les activités de douze entreprises électriques suisses dans le domaine du Smart Grid. Elle a été fondée en été 2011. Le but de l'association est de promouvoir l'introduction du Smart Grid et de soutenir sa mise en œuvre. Dans une première étape, les membres de l'association se sont mis d'accord sur la terminologie et les fonctionnalités du Smart Grid. Les résultats des travaux avec une focalisation sur Smart Grid et Smart Meter ont été publiés dans le premier livre blanc Smart Grid [1].

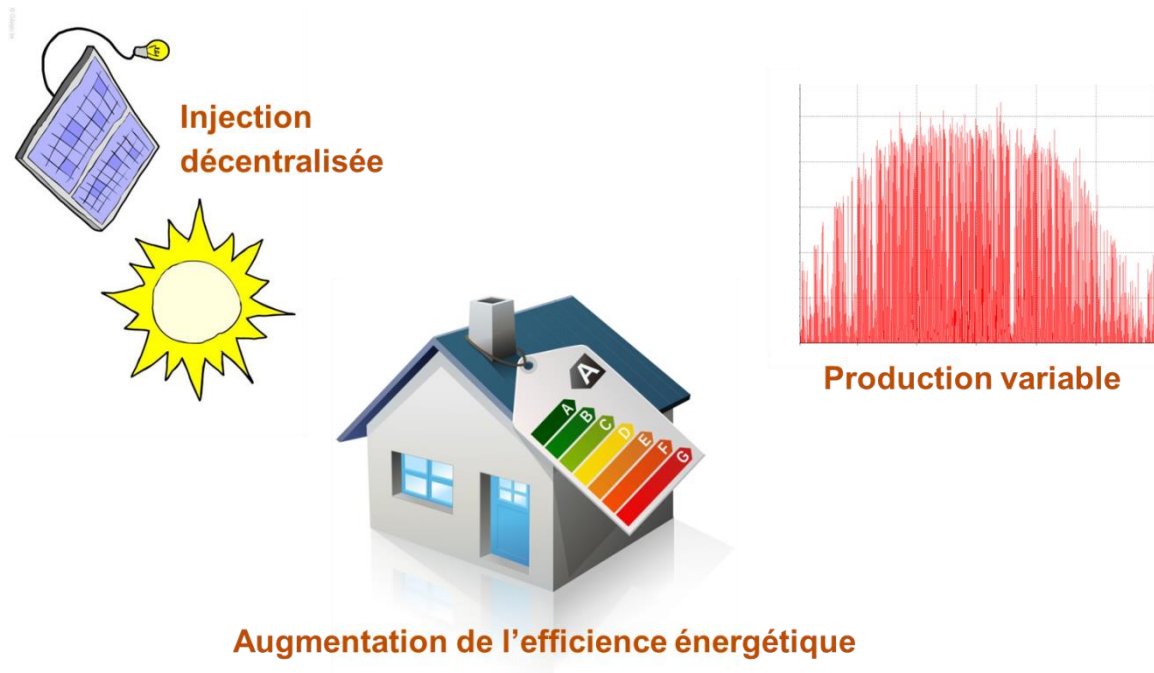
L'association VSGS a reconnu qu'à côté des thèmes Smart Grid et Smart Meter, le Smart Market et les technologies de l'information et de la communication ont pris de l'importance. Ces quatre thèmes ont été analysés dans des groupes de travail spécifiques. Le présent livre blanc résume les principaux résultats de ces travaux.

L'association VSGS présente ici en première ligne le point de vue des gestionnaires de réseaux, essentiellement sur les réseaux de distribution.

1.4 Moteurs de Smart Energy

Les moteurs pour les changements dans les réseaux de distribution ont déjà été identifiés dans la première édition du livre blanc Smart Grid. Ceux-ci conservent leur pertinence et sont résumés ci-après.

Moteurs importants des changements dans les réseaux



Moteur 1 – Injection décentralisée: En complément aux sites de production centralisés, l'électricité sera à l'avenir de plus en plus souvent produite et injectée de façon décentralisée. Cette injection peut aussi bien être de nature stochastique (photovoltaïque, éolienne) que sensiblement continue (couplage chaleur-force). Ceci exige l'adaptation des réseaux électriques, tout particulièrement aux niveaux de réseau 5 à 7, conçus pour la livraison (réseaux de distribution). De même, les charges variables comme les pompes à chaleur et voitures électriques doivent être pris en considération. Les adaptations vont de renforcements conventionnels (capacité plus élevées de lignes et transformateurs) à des commandes intelligentes des réseaux de distribution. Cet aspect sera discuté en détail au chapitre 2, «**Smart Grid**».

Moteur 2 – Augmentation de l’efficacité énergétique: Une pierre angulaire de la stratégie énergétique 2050 est la réduction de la consommation d’électricité. Le consommateur doit devenir actif. Il a besoin pour cela d’informations au sujet de sa consommation.

Le chapitre 3 «**Smart Meter**» examine une aide possible. Une commande intelligente (Smart Home) peut constituer un soutien supplémentaire.

Moteur 3 – Production variable: La production d’électricité sera plus fluctuante et plus stochastique. Cela est valable tant pour la production décentralisée que pour celle des unités centralisées. Le maintien permanent de l’équilibre entre production et consommation deviendra de ce fait plus complexe. Ne considérer que les aspects du réseau ne suffit plus à maîtriser la production variable. Il faut de nouveaux instruments comme par exemple des tarifs flexibles, des incitations « Demand Response » ou des accumulateurs d’énergie. Grâce à des mécanismes et produits bien adaptés, la conception du marché doit obtenir des solutions engendrant les coûts minimaux.

Il peut s’agir d’un renoncement temporaire à la production ou à la demande.

Le chapitre 4 «**Smart Market**» discute cet aspect de Smart Energy. Des règles supplémentaires seront nécessaires pour les nouveaux rôles et possibilités.

Ces trois moteurs et leurs conséquences génèrent ensemble un quatrième moteur:

Moteur 4 – Besoin d’information et d’échange de données: La plupart des nouveaux concepts attendus pour Smart Grid, Smart Meter et Smart Market ont besoin d’un échange d’informations. Pour cela, une base importante est donc l’infrastructure de communication. Dans le cas idéal, une solution commune remplit les exigences de tous les aspects partiels de Smart Energy.

Le chapitre 5 «**Information et communication**» fait part des réflexions et suggestions portant sur ce sujet.

CHAPITRE 2

Smart Grid

Comme démontré dans le premier chapitre, l'injection décentralisée augmentera dans les réseaux de distribution. Dans le «livre blanc Smart Grid» [1], les conséquences de cette injection ainsi que des mesures envisageables pour leur maîtrise ont été discutées en profondeur et mises à disposition en une forme systématique et claire. Le présent chapitre résume les connaissances acquises grâce à ces considérations qualitatives et les quantifie ensuite au travers de calculs portant sur des tronçons concrets de réseaux de distribution. Ces résultats permettent quant à eux de démontrer ce qu'il est bon et sensé de prendre aujourd'hui déjà en considération lors de la construction d'une station transformatrice au niveau de réseau NR6.

2.1 Impacts de l'injection décentralisée sur les réseaux de distribution

Les quatre impacts principaux de l'injection décentralisée permettent une approche systématique et claire :

- Inversion de la direction du flux énergétique
- Augmentation de la puissance
- Modification de la puissance de court-circuit
- Evolution de la qualité du réseau.

Inversion de la direction du flux énergétique: Le flux énergétique s'inverse lorsque la puissance de la production dépasse celle de la consommation. Ceci concerne en premier lieu des lignes du niveau de réseau 7 mais peut, si le flux s'inverse également dans un transformateur du niveau de réseau 6, avoir des conséquences au niveau de réseau 5.

L'inversion du sens du flux d'énergie a des effets secondaires. Par exemple, la tension au point d'injection est influencée; dans la règle elle s'élève. Sans prise de mesures, la bande de tension autorisée peut ne plus être respectée. Une répartition disparate des installations productrices sur les trois phases peut amplifier cet effet. Pour pouvoir travailler sur des éléments du réseau, il faut tenir compte du fait que les déclenchements unilatéraux ne suffisent plus, du fait des alimentations en retour. En cas de défaut sur le réseau, il est primordial que toutes les sources possibles soient rapidement et automatiquement isolées du réseau. En complément au réglage de la stabilité du réseau, réalisé aujourd'hui habituellement par la production, le réglage doit être assuré également par intervention sur la consommation. De même, la commande des productions décentralisées est indispensable, que ce soit par réduction ou par effacement.

Augmentation de la puissance: La structure locale du réseau de distribution détermine si un renforcement est nécessaire ou ne l'est pas suite à l'implantation de nouvelles installations de production décentralisées. Dans des réseaux présentant de hautes densités de charge, aucun ou très peu de renforcements peuvent suffire à de tels raccordements. Dans les réseaux ruraux et de manière générale, le raccordement prend plus d'importance. Des modifications complexes sont souvent nécessaires dans des zones agricoles si des grands toits sont équipés de panneaux photovoltaïques ou des installations de biogaz produisant du courant sont construites. La planification du réseau à long terme est rendue plus difficile: le gestionnaire de réseau doit-il tenir compte uniquement de la première installation d'injection ou doit-il prévoir d'autres productions potentielles dans ses plans de développement? Même si plusieurs installations productrices doivent être raccordées au cours du temps, il faut s'assurer qu'aucune configuration inefficace du réseau ne s'établisse.

Modification de la puissance de court-circuit: En cas de défaut, tant le réseau que la production décentralisée produisent un courant de défaut ou de court-circuit. Le raccordement d'installations productrices augmente donc le courant de court-circuit des réseaux. Ceci doit être pris en considération lors du dimensionnement des concepts de protection du réseau et des installations de production. Des mesures limitatives deviennent nécessaires si des valeurs de dimensionnement risquent d'être dépassées. En cas de défaut, il est possible qu'un réseau en îlot s'établisse avec le danger que la puissance de court-circuit ne soit plus suffisante pour assurer un déclenchement sûr. Des accidents affectant des personnes ou des équipements pourraient alors survenir.

Evolution de la qualité du réseau: Le gestionnaire du réseau de distribution a le devoir de respecter la qualité du réseau selon la norme EN 50160. La présence d'installations de production décentralisées avec une production stochastique (photovoltaïque, éolien) aux niveaux de réseau 5 à 7 influence la qualité de la distribution. Les effets négatifs possibles sont: variations de tension, scintillement, harmoniques, puissance réactive, entaillures de commutation, perturbations de la transmission de signaux, asymétrie, etc.

2.2 Actions aptes à maîtriser les impacts

Parmi les impacts décrits, les variations de tension et de puissance sont les plus importants. Il faut juguler les impacts par des mesures idoines. Des mesures déjà disponibles aujourd'hui sont appliquées à divers points topologiques:

- par la limitation de la production et le réglage de la puissance réactive à l'endroit de la production décentralisée
- par réaménagement conventionnel du réseau de niveau 7, renforcement de lignes et maillage

- de même, au niveau de réseau 6, par réaménagement conventionnel, renforcement des transformateurs et transformateurs locaux réglables.

Ces mesures peuvent à l'avenir être complétées par exemple par :

- la commande dynamique de charges ou l'accumulation d'énergie.

Réglage chez le producteur décentralisé: Avec l'inversion de la direction du flux par les injections décentralisées, la tension est influencée au point d'injection. La puissance réactive de l'installation productrice doit être réglable pour réduire les élévations de tension. Dans des situations extrêmes, la génération de courant doit pouvoir être limitée. Cette limitation peut être prévue automatiquement sur place ou activée à distance. L'installation décentralisée n'étant propriété du gestionnaire de réseau, une clause correspondante doit figurer dans le contrat de raccordement afin de pouvoir influencer la production conformément aux besoins du réseau.

Mesures au niveau de réseau 7: Il est possible de transporter une puissance plus élevée ou réduire la chute de tension par des lignes parallèles ou en augmentant les sections des conducteurs. Le renforcement suppose que des transformateurs de plus grande puissance ou des transformateurs supplémentaires soient installés. Selon la dimension de la station, il faut également l'agrandir en fonction de l'injection raccordée. En variante, il est aussi possible de raccorder l'installation productrice à un autre point du réseau par des lignes séparées. Le renforcement de réseau est une tâche de base des gestionnaires. La technique correspondante est bien établie. Savoir-faire et expérience sont d'ores et déjà disponibles. L'exploitation en boucle peut améliorer la sécurité d'approvisionnement, le maintien de la tension, la puissance de court-circuit et partiellement la charge admissible par rapport à un réseau purement radial.

Stations transformatrices intelligentes: les transformateurs de réseau avec réglage de la tension permettent de réagir automatiquement aux conditions de fonctionnement du réseau de distribution. Par cela, la plage utile de tension est élargie ponctuellement. Des transformateurs avec réglage de la tension destinés au niveau de réseau 6 sont disponibles depuis peu. On ne dispose cependant pas encore d'expérience à long terme.

Réglage dynamique de la charge et accumulation d'énergie: La commande de charges interruptibles et temporellement déplaçables est depuis longtemps une réalité. Le but de la commande des charges passe maintenant du lissage de la puissance à l'absorption de production stochastique locale. Des modèles de prix flexibles, la disposition des clients et les encouragements monétaires sont des conditions préalables à la commande de la consommation. Ce pilotage des consommations doit avoir lieu localement et être coordonné avec la charge/décharge d'accumulateurs ainsi que la production décentralisée. L'accumulation d'énergie peut être un élément essentiel d'un futur Smart Grid. En concordance avec la situation locale de charge du réseau, les accumulateurs d'énergie peuvent représenter la solution permettant d'éviter des renforcements de réseau. Les accumulateurs peuvent être exploités au profit du réseau ou être orientés sur le marché.

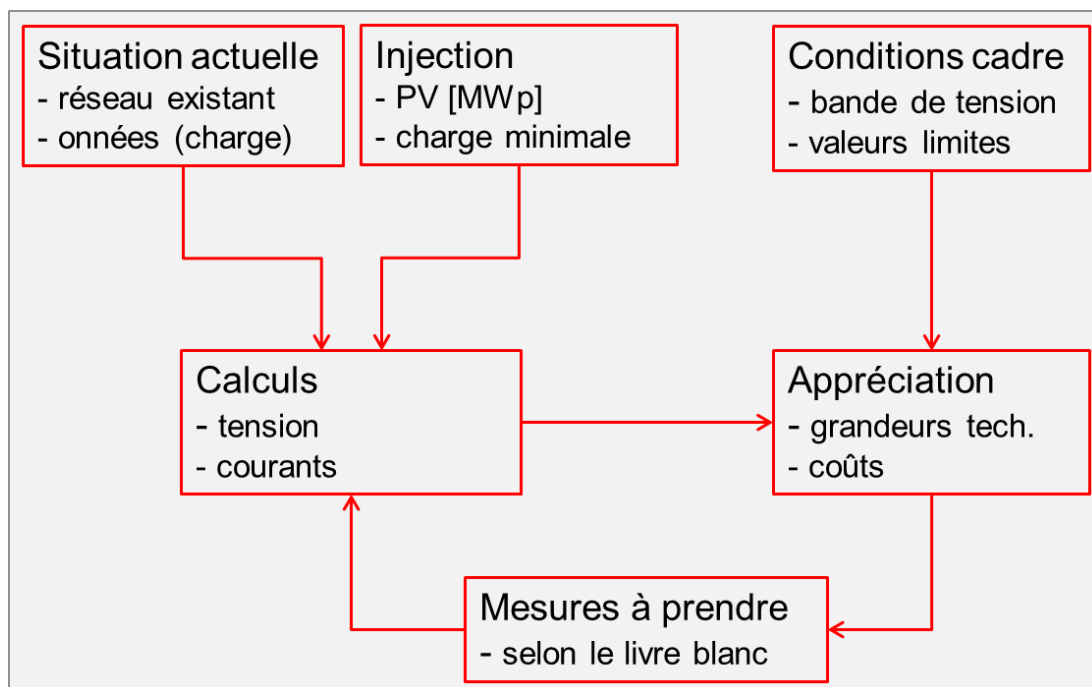
Pour faire face aux exigences d'une injection décentralisée, certaines des mesures citées nécessitent des solutions pour la transmission des données. Le chapitre 5 traite plus en détail de telles solutions de communication.

2.3 Considérations quantitatives concrètes

Sept membres du VSGS – AEW, BKW, CKW, EKZ, ewb, ewz et Repower – ont effectué des calculs en vue d’une injection maximale possible sur des tronçons choisis de réseaux de distribution existants. Sur la base des surfaces de toits existantes, le potentiel d’installations photovoltaïques a été estimé et les conséquences de ces injections décentralisées ont été calculées.

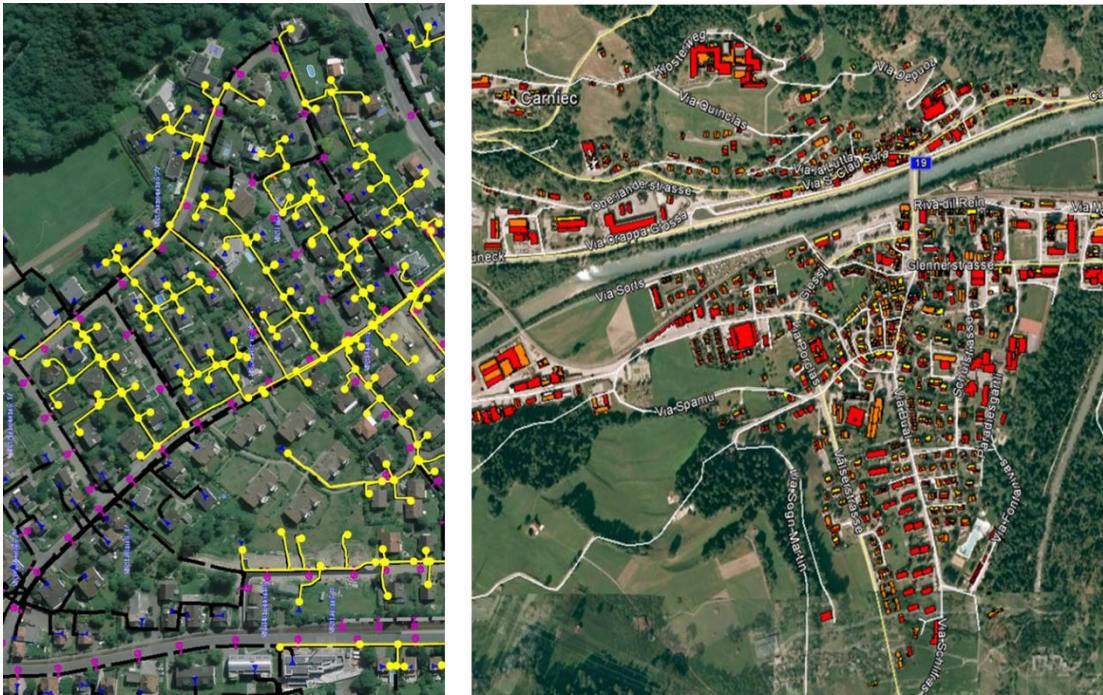
Le graphique suivant illustre la méthodologie appliquée au calcul. Le réseau existant, incluant les données connues des consommations, est chargé pas à pas jusqu’à l’injection maximale, sensée et possible de courant photovoltaïque selon les conditions locales. Les tensions et courants résultants sont calculés. Là où des limites sont dépassées, des mesures sont implémentées par calcul et tant leur efficacité que leurs coûts sont soumis à jugement.

Méthodologie appliquée



Méthodologie appliquée pour l'appréciation de l'injection maximale dans des réseaux concrets

Situation initiale: exemple de réseau et cadastre solaire



Des secteurs réels concrets de réseaux et les cadastres solaires (si existants) ont été utilisés

Les secteurs de réseau utilisés pour les recherches ont été choisis de manière à ce que l'ensemble des résultats représente plusieurs situations typiques (voir graphiques). Ainsi, tant des réseaux urbains que ruraux présentant diverses densités de charge ont été choisis. Les secteurs de réseaux calculés comptent chacun entre 20 et 400 raccordements d'immeubles. Les profils de consommation vont de l'artisanat aux ménages. Des scénarios d'injection sont définis en se basant sur les charges et injections maximales, soit:

- 100% charge, 0% injection (typique pour un jour d'hiver)
- 0% charge, injection échelonnée de 20%, 50%, 70% et 100%
- faible charge fixée individuellement, 100% injection (jour d'été).

Pour faire face aux impacts résultants, les mesures suivantes ont été examinées:

- réglage de la puissance réactive

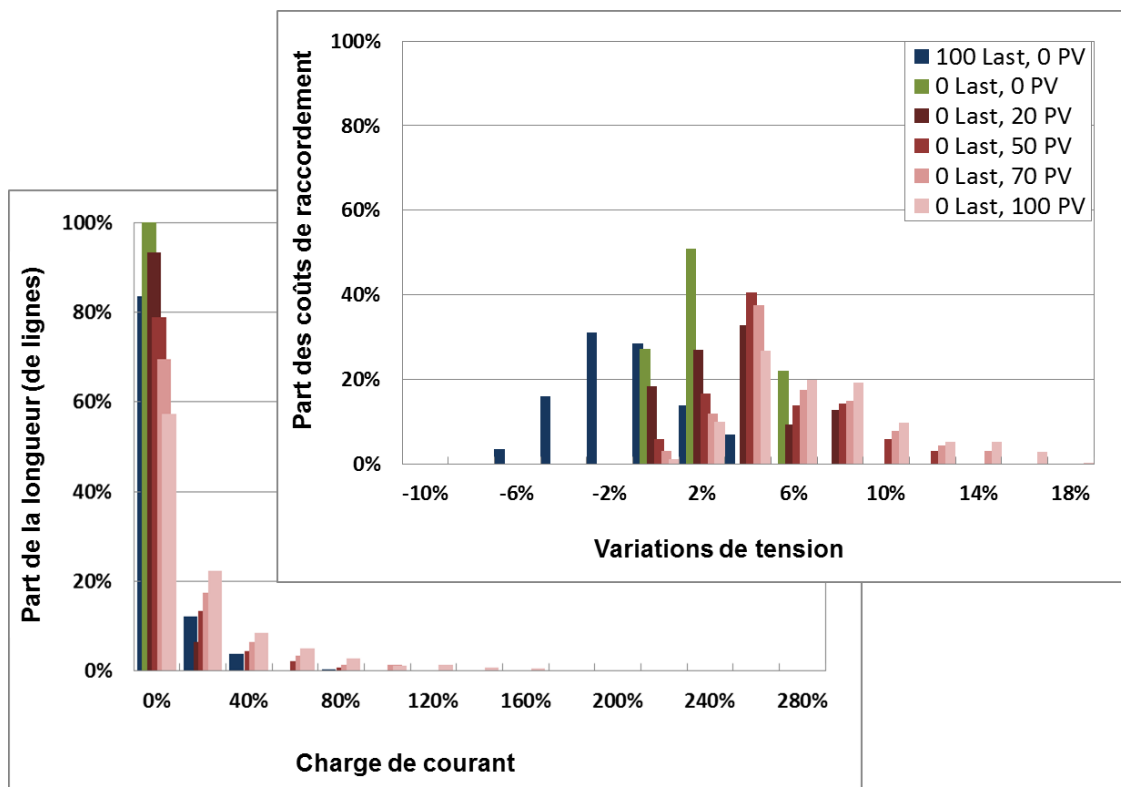
- limitation de l'injection photovoltaïque
- renforcement conventionnel du réseau
- réglage de la tension dans le réseau.

Pour chaque scénario, les tensions à tous les nœuds et les courants dans tous les segments de lignes ont été calculés et représentés dans des histogrammes de la manière suivante :

- tension : part des nœuds subissant une augmentation ou une baisse de tension
- courant : part des tronçons de ligne avec une intensité relative donnée.

Les variations de ces histogrammes pour les divers scénarios mettent en évidence les impacts de la croissance des injections décentralisées.

Influence des scénarios d'injection dans un secteur concret de réseau

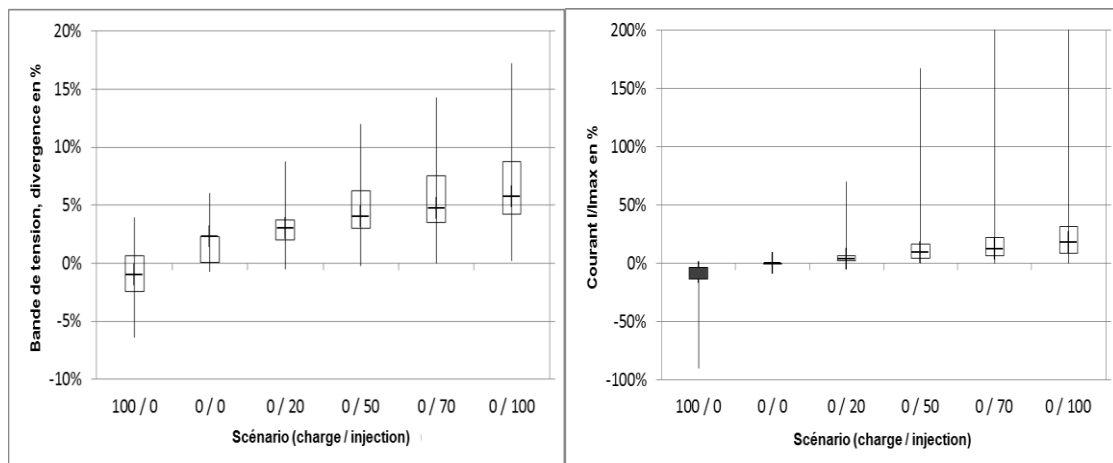


Une injection plus importante fait croître les valeurs de la tension et du courant.

Explication: sous une charge maximale (barres bleues), les tensions baissent au plus de 7% (6 +/- 1%). Les raccordements sans charge (barres vertes) présentent une variation de tension proche de 0%. La répartition démontre en première ligne les ajustements par les transformateurs. Les barres rouges à roses correspondent à la répartition de l'injection photovoltaïque et 0% de charge. Les barres claires correspondent à une injection élevée. On voit clairement que les variations de tension augmentent avec une injection plus élevée (rouge foncé vers rose). De même, la part de lignes fortement chargées augmente.

Les variations des histogrammes en fonction de l'augmentation des injections sont représentées ci-après sous forme de Boxplots. Pour chaque scénario de l'axe X, la répartition des valeurs calculées apparaît. Ainsi, les bandes de tension et les limites de la charge des lignes sont mises en évidence.

Influence des scénarios d'injection, Boxplots



Une injection plus élevée fait croître les valeurs de la tension et du courant.

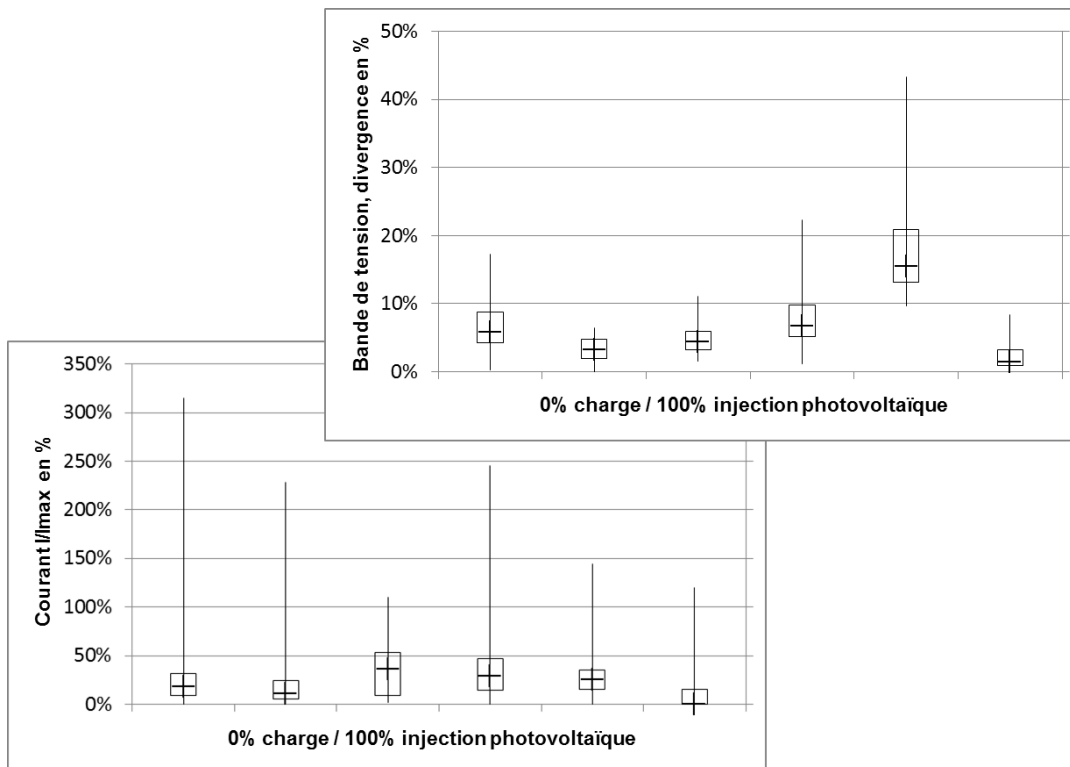
Légende: La ligne verticale va de la valeur minimale à la valeur maximale. Le rectangle (box) contient 50% des valeurs, en sachant que les 25% inférieurs et les 25% supérieurs des valeurs sont hors des boxes. La ligne horizontale dans les boxes indique la valeur médiane.

Comme on le voit dans le graphique de gauche, la bande de tension entre tension minimale et maximale s'élargit lorsque l'injection photovoltaïque augmente. A partir d'une injection photovoltaïque de 50%, il n'est plus possible pour quelques nœuds de respecter la bande de tension de +/-10%. Dans tous

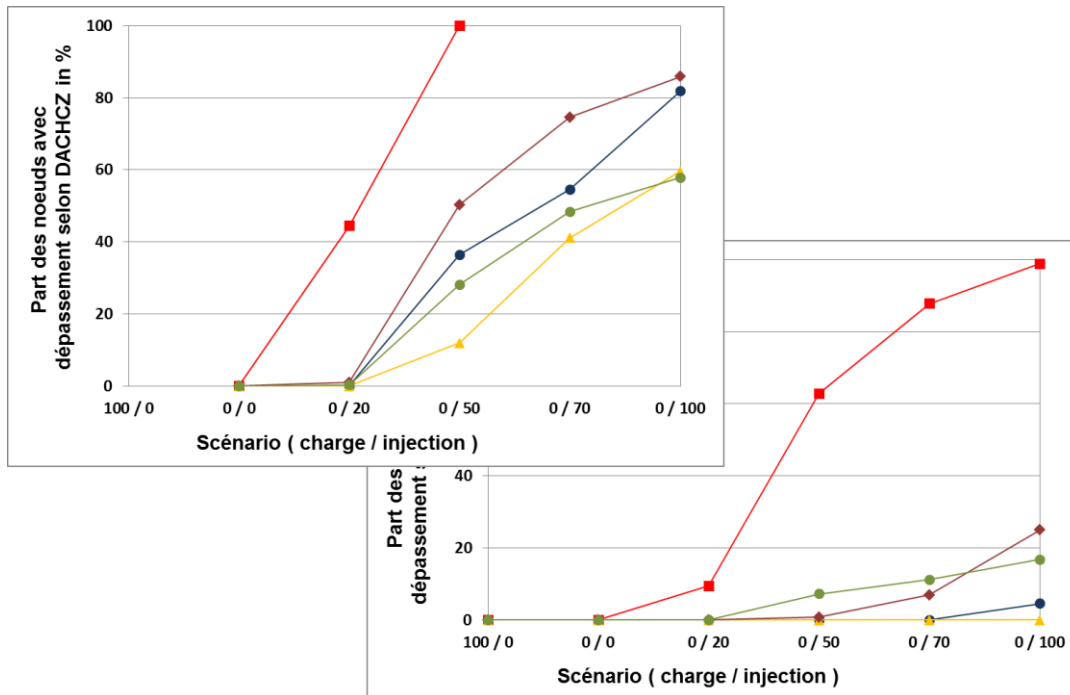
les scénarios, plus de 50% des nœuds restent cependant dans la bande de +/- 10%. Le graphique de droite montre qu'à partir d'une injection photovoltaïque de 50%, certains tronçons de ligne sont surchargés. Avec 100% d'injection photovoltaïque, certains tronçons de ligne sont chargés à plus de 200%. Dans tous les scénarios, la charge des lignes reste cependant inférieure à 40% dans la grande majorité des cas.

Le prochain graphique compare les divers secteurs de réseaux observés. La réaction à l'augmentation de l'injection est très différenciée, aussi bien en ce qui concerne les variations de tension que la charge des lignes. Les dépassements des valeurs limites tant selon DACHCZ que EN50160 sont mis en évidence.

Comparaison des secteurs de réseaux observés



Divers réseaux de distribution réagissent très différemment à la croissance de l'injection



Divers réseaux de distribution réagissent très différemment à la croissance de l'injection

Finalement, les mesures à prendre ainsi que leurs coûts ont été analysés. Le mix optimal de mesures dépend du cas particulier observé. Le bilan qui suit montre la tendance des mesures envisageables, y compris les coûts correspondants.

Les recherches entreprises tiennent compte des conséquences et mesures prises à un moment donné. Le courant produit est soit injecté, soit limité. Si l'on observe d'autre part le déroulement temporel, d'autres mesures sont nécessaires comme le déplacement de charges par télécommande centralisée, l'engagement d'accumulateurs, le « Demand Side Management » ou d'autres moyens.

En résumé, les recherches quantitatives concernant les impacts de l'injection photovoltaïque décentralisée ont montré ce qui suit:

Les réseaux de distribution actuels ne peuvent pas absorber l'injection photovoltaïque maximale sans dépasser certaines limites. Il faut appliquer des mesures complémentaires.

- Les réseaux sont hétérogènes. C'est pourquoi les impacts de l'injection photovoltaïque diffèrent d'un cas à l'autre
- Pour les réseaux hétérogènes, des considérations particulières sont nécessaires (au niveau secteur de réseau et/ou de chaque installation)
- Les transformateurs sont souvent les premiers à atteindre leurs limites
- Le maintien de la tension est pratiquement partout important, dépend cependant dans le détail de la densité des charges
- La charge des lignes n'est le plus souvent pas un problème général.

Afin de rendre possible l'injection photovoltaïque, diverses mesures sont envisageables. Le mix optimal de mesures est à nouveau dépendant de la situation concrète. La tendance mise en évidence à ce jour montre:

Le réglage limitatif ou la limitation pure et simple de la puissance d'injection photovoltaïque est la plus avantageuse; les renforcements conventionnels comptent souvent parmi les solutions coûteuses.

Toutefois, les coûts influençant les résultats diminuent fortement pour les mesures conventionnelles si les objets à remplacer lors de l'investissement sont proches de la fin de leur durée de vie et devraient dans tous les cas être échangés dans un proche avenir.

La prise en considération des mesures possibles peut être priorisée ainsi:

1. réglage limitatif (ou accumulateur décentralisé)
2. $\cos \varphi$, éventuellement avec réglage
3. transformateur réglable si le problème est généralisé dans le réseau
4. renforcement conventionnel

2.4 Stations transformatrices intelligentes au NR6

Quels impacts y a-t-il lors de la construction d'une nouvelle station transformatrice? Faut-il tenir compte de nouveaux concepts pour continuer d'assurer la gestion efficiente du réseau?

Comme indiqué dans les paragraphes ci-dessus, l'avenir exige un management actif des réseaux de distribution, ce qui suppose en conséquence des stations transformatrices intelligentes et un échange d'information dans le réseau basse tension. Les moteurs de changement sont:

- la croissance de l'injection décentralisée,
- un nouveau comportement variable de la charge, comme par exemple l'électromobilité et les pompes à chaleur,
- la pression toujours plus forte sur les coûts,
- les hautes exigences de la régulation et la collecte de renseignements.

Le tableau suivant montre le cheminement logique grâce auquel on peut déduire les fonctionnalités nécessaires à l'avenir. Les changements entraînent des fonctionnalités plus étendues au sein des stations transformatrices du NR6 dans les domaines mesure, traitement, analyse, commande et réglage.

Les conséquences possibles pour une station transformatrice sont exposées pour les trois cas pratiques «Remplacement ou réhabilitation d'une station transformatrice», «Raccordement d'une grande installation photovoltaïque sur une ferme» ainsi que «Liaisons de communication d'une station transformatrice». Les aspects de l'exploitation ne sont pas tous pris en considération.

Moteurs de changement et leurs conséquences

Moteur			
Injection décentralisée	Electromobilité Pompes à chaleur	Pression sur les coûts	Régulation, collecte de renseignements
Conséquences			
Charge des transfos Maintenance de la tension Charge des lignes Puissance de c.-circ.	Charge des transfos Maintenance de la tension Charge des lignes	Construction du réseau et gestion doivent être optimisés	Reporting en augmentation
Mesures à prendre			
Réglage limitatif Puissance réactive Réglage de la tension Renforc. convent.	Demand Side Management Réglage de la tension Renforc. convent.	Optimisation de la prévention Localisa. des défauts Répar. des défauts	Power Quality et autres mesures
Fonctionnalités étendues			
mesure/traitement/ analyse/commande/ réglage	mesure/traitement/ analyse/commande/ réglage	mesure/traitement/ analyse/commande/ réglage	mesure / traitement

Chaîne logique: Moteur → Conséquences → Mesures à prendre → Fonctionnalités

Aperçu des fonctionnalités du NR6: En qualité d'élément de liaison du réseau, le transformateur du NR6 est touché par les exigences modifiées du réseau amont moyenne tension (NR5) ainsi que du réseau aval basse tension (NR7). Du NR5 proviennent par exemple la gestion de la puissance active et réactive, les centrales de production virtuelles, la circonscription automatique des défauts, la reconfiguration dynamique ainsi que les tâches de commande et de communication. Sur le NR7, il faut assurer la qualité de la tension et du courant, le Demand Side Management, les centrales de production virtuelles et aussi éviter ou pouvoir gérer les réseaux en îlot.

La fonctionnalité d'une station transformatrice intelligente comprend ce qui suit:

- Acquisition des données de mesure moyenne tension (MT) et basse tension (BT) ainsi qu'éventuellement celles provenant des raccordements
- Saisie et sauvegarde des valeurs de mesure
- Traitement des données de mesure selon une logique préétablie et génération de signaux adéquats
- Commande d'appareillages, comme par exemple transformateurs, disjoncteurs ou production photovoltaïque au moyen de signaux adéquats
- Communication prioritaire avec la centrale de commande du réseau.

Cas pratique «Remplacement ou réhabilitation d'une station transformatrice»

Le catalogue d'exigences pour le remplacement ou la réhabilitation d'une station transformatrice a été fixé de la manière suivante pour un cas concret:

- Réhabilitation complète
→ comprend MT / Transformateur / BT / Communication / Bâtiment
- La station transformatrice est «intégrée» dans le réseau
→ Lignes BT et MT existent sous forme câblée, 8 départs BT
- 630 kVA, un seul transformateur, assez de place disponible
- Liaison existante vers la centrale de commande (fibre optique, réseau télécom mobile)
- Liaison avec charges commandables, production, accumulateurs, Smart Meters, éclairage public.

Moyenne tension: Avec une topologie optimale du réseau et des mesures ciblées pour circonscrire les défauts, il est possible grâce à des disjoncteurs de déclencher certains segments du réseau MT et de remettre en service les lignes intactes par enclenchement de sectionneurs de charge. Le choix des éléments MT et leurs coûts dépendent du concept choisi.

Transformateur: Le coût d'un transformateur de distribution de 630 kVA s'élève à environ 25'000 CHF. En cas de remplacement ou lors de la réhabilitation d'une station transformatrice, un transformateur réglable peut être installé. La place disponible dans une station le permet dans la grande majorité des cas (voir la photo ci-dessous). Une estimation grossière indique un doucement des coûts, mais qui se réduira à l'avenir grâce à de plus grandes quantités. La puissance attendue du photovoltaïque ainsi que les charges probables dues aux pompes à chaleur et à l'électromobilité dans le secteur basse tension desservi sont un moteur important de la puissance de dimensionnement. Si la limite de charge devait être atteinte, un système d'accumulation d'énergie par batteries pourrait procurer un certain soutien, mais avec un besoin relativement important de place supplémentaire.

Exemple d'une station transformatrice accessible et munie de technique de conduite



Basse tension: Les coûts d'une distribution basse tension complète avec un champ d'entrée et huit départs BT s'élèvent à environ 15'000 – 20'000 CHF. Pour la surveillance, les départs peuvent être équipés de divers appareils de mesure. Selon le type et le nombre de fonctions, il faut budgétiser 500 – 1500 CHF par appareil.

Technique de communication: Pour la surveillance et la commande, la station transformatrice intelligente doit être reliée au centre de conduite du réseau. Il est conseillé de munir la station d'un dispositif de commande central qui contienne les interfaces permettant de superviser les divers composants. Une conception modulaire de ce dispositif permet une extension à posteriori du système et simplifie ainsi l'implémentation de nouvelles fonctionnalités. Pour la communication entre la station et les consommateurs/installations productrices, un réseau PLC (Power Line Communication) sur le réseau 400V est une option déjà utilisée aujourd'hui pour des systèmes de Smart Meters. Sur le même canal, la communication avec les appareillages de commande de la charge (remplacement de la télécommande centralisée) est possible. Si présentes, des fibres optiques peuvent bien évidemment être utilisées.

Besoins propres et surveillance: Une alimentation de secours s'impose afin d'assurer la surveillance et la transmission des valeurs de mesure, ceci même en cas d'interruption de l'alimentation.

Cas pratique «Raccordement d'une grande installation photovoltaïque sur une ferme»

Dans ce cas exemplaire, c'est la manière de procéder qui prime sur la solution choisie. Il s'agit en première ligne d'un thème pour les gestionnaires de réseaux ruraux avec de multiples facteurs d'influence, ce qui exclut une solution standard valable dans tous les cas. Déterminer à partir de quelle grandeur une installation photovoltaïque est qualifiée de «grande» ou encore de «critique»

dépend du rapport entre puissance de l'installation photovoltaïque et puissance du transformateur en place ainsi que de «l'éloignement électrique» (impédance de ligne et distance) entre la station et l'installation.

Cas pratique «Raccordement d'une grande installation photovoltaïque sur une ferme»



L'élévation de tension engendrée par l'injection maximale possible de toutes les installations photovoltaïques (sans charges de consommation) est le facteur clé. Dans le cas de figure (voir schéma), la valeur limite en vigueur est dépassée aux deux points d'injection (PV1 et PV2) en absence de mesures adéquates. Diverses variantes ont été comparées pour trouver une solution.

L'option de base est un renforcement conventionnel du réseau. Dans le cas concret, la moitié de la longueur des lignes de ce secteur de réseau devrait être

remplacée par des câbles de section supérieure. Les investissements, y compris le génie civil, atteignent un ordre de grandeur de 120'000 CHF.

Les études ont cherché à quel point l'élévation de tension pouvait être réduite en réglant la puissance réactive par l'onduleur de l'installation photovoltaïque. Dans ce cas, cette solution ne suffit pas. Des renforcements du réseau demeurent nécessaires et représentent un investissement d'environ 100'000 CHF.

L'étude a ensuite envisagé l'utilisation de composants capables de régler la tension, soit essentiellement un transformateur de réseau local réglable au NR 6 (RONT) ainsi que d'un régulateur de ligne (ESR, voir les photos ci-dessous). Alors que le transformateur local réglable remplace un transformateur de distribution existant et agit donc sur tout le réseau BT en aval, le régulateur de ligne peut être implanté à n'importe quel endroit du réseau basse tension. Le domaine réglé est dans les deux cas découpé des variations de la partie du réseau amont. Dans le cas présent, deux branches du réseau sont touchées par les problèmes de tension. Ainsi, un transformateur réglable ou un régulateur de ligne entre le transformateur et sa distribution basse tension entrent en ligne de compte. Sachant qu'il n'y a pas besoin de place supplémentaire en cas d'échange du transformateur, c'est cette solution qui est appliquée ici. L'investissement se monte à environ 50'000 CHF.

L'exemple décrit n'est pas valable partout, mais est typique pour des réseaux ruraux. Les réflexions faites sont d'ordre fondamental et n'incluent pas les coûts sur le cycle de vie tels que des coûts de maintenance probablement plus élevés sur les nouveaux composants (par exemple plus de pannes). Les conditions locales, comme par exemple des mises sous câbles déjà programmées, peuvent conduire à ce que la solution présentant l'investissement le plus faible n'est pas toujours celle finalement réalisée.

Transformateur réglable monté sur pylône et régulateur de ligne



Cas pratique «Communication d'une station transformatrice»

Du point de vue topologique, il existe trois types de liaisons de communication:

- Installation ⇔ Station transformatrice
- Station transformatrice ⇔ Système centralisé
- Installation ⇔ Système centralisé

On comprend ici par «installation» tous les besoins décentralisés de communication comme par exemple le pilotage de charges, les mesures de qualité en divers points choisis du réseau, les armoires de distribution et les installations de production.

Les valeurs de mesure de l'installation sont périodiquement transmises à la station et/ou au système centralisé. En cas de transgression d'une valeur limite, celle-ci est analysée par un algorithme local – s'il existe – de la station et une correction est générée. Si la transgression ne peut pas être éliminée par une mesure prise par la station, l'alarme est transmise au système centralisé.

Pour la surveillance de la station transformatrice, d'autres informations comme les états d'enclenchements ou alarmes de protection anti-feu sont transmises. En cas d'interruption de courant, la communication devrait rester possible pendant au minimum une heure.

La communication et sa solution sont décrites en détail au chapitre 5.

Les résultats pour une station transformatrice intelligente peuvent être résumés de la manière suivante:

- Les changements identifiés exigent un management plus actif des réseaux basse tension, ce qui suppose des stations transformatrices intelligentes et un échange de données accru dans le réseau BT.

- Une station transformatrice intelligente livre déjà aujourd'hui une contribution à l'élévation de la disponibilité du réseau. D'autres fonctions peuvent être ajoutées pas à pas. Il y a lieu de réserver de la place à cet effet.
- Le raccordement d'une grande installation photovoltaïque dans un réseau rural n'offre pas de solution valable pour tous les cas.
- Les exigences futures quant à la technologie de la communication sont relativement modérées. Il est important de savoir comment sera planifiée le déploiement de la solution de communication (→ projet d'infrastructure).
- La construction de solutions intelligentes avec fonctions supplémentaires dans la station doit dès aujourd'hui être une option lors de la planification du réseau. Les interventions sur la charge et la production doivent être possibles afin de pouvoir piloter et régler de manière optimale.

2.5 Bilan et recommandations

Les quatre effets principaux de l'injection décentralisée dans les réseaux de distribution sont l'inversion du flux d'énergie, l'augmentation de la puissance, les changements de la puissance de court-circuit et l'évolution de la qualité du réseau. Il faut faire face à ces effets par des mesures appropriées. A côté du renforcement conventionnel du réseau, des réglages intelligents peuvent être mis en œuvre, et ceci tant chez le producteur (puissances active et réactive) qu'au moyen de transformateurs de distribution réglables (réglage de la tension).

Les recherches quantitatives montrent que les réseaux de distribution actuels ne peuvent pas simplement absorber la production photovoltaïque maximale sans transgresser de limites. Des mesures d'accompagnement sont nécessaires. Du fait de l'hétérogénéité des réseaux de distribution, les effets de

l'injection photovoltaïque sont aussi variés. On peut en substance affirmer que les transformateurs sont les premiers à atteindre leurs limites, que le maintien de la tension est important pratiquement dans chaque cas et que la charge des lignes n'est pas un problème généralisé.

Le mix optimal de mesures dépend de la situation rencontrée.

Tendanciellement, le réglage limitatif ou la limitation pure et simple de l'injection photovoltaïque maximale est la plus avantageuse, les renforcements conventionnels comptent souvent parmi les solutions coûteuses. Toutefois, les coûts influençant les résultats diminuent fortement pour les mesures conventionnelles si les objets à remplacer au moment de l'investissement sont proches de la fin de leur cycle de vie et devraient dans tous les cas être échangés dans un proche avenir. Les mesures prises en considérations devraient être priorisées ainsi:

1. Limitation, 2. Cos ϕ , 3. Transfo réglable, 4. Renforcement conventionnel.

Pour un management plus actif des réseaux à basse tension, il faut des stations transformatrices intelligentes et un plus large échange d'information. Une station transformatrice « smart » contribue à l'amélioration de la disponibilité du réseau et une élévation de la capacité du réseau. D'autres fonctions peuvent être implémentées peu à peu. Des solutions intelligentes devraient dès aujourd'hui être prises en considération en tant qu'alternatives à un renforcement conventionnel du réseau. Les possibilités d'intervention sur les charges et la production sont une aide précieuse pour piloter et régler de manière optimale.

Le développement en direction du Smart Grid aura lieu pas à pas au gré des exigences changeantes, de manière évolutive et non pas révolutionnaire.

CHAPITRE 3

Smart Meter

Comme indiqué au chapitre 1, les Smart Meters sont en premier lieu des instruments de mesure servant à mesurer l'énergie produite ou consommée, offrant éventuellement des fonctionnalités supplémentaires. Les données de mesure peuvent être lues à distance grâce à un système de communication et mises à disposition de divers utilisateurs ou applications. Une interface supplémentaire est nécessaire pour informer directement le client final de ses données de consommation,.

3.1 Exigences minimales pour Smart Meter

Les exigences minimales proposées dans le «Livre blanc Smart Grid» [1] sont résumées ici. Elles ont été présentées au groupe de travail de l'OFEN lors de la rédaction des «Exigences minimales pour Smart Meter» [3], et ont été introduites et détaillées dans ce dernier document.

Données de mesure pour le client final: le client final en est propriétaire. Il y a accès par une interface locale ou grâce à un outil sur Internet.

Fréquence de mesure suffisante pour des économies d'énergie: une visualisation de la consommation en temps réel (par ex. 2 sec.) est nécessaire.

Lecture à distance: Les données de mesure peuvent être lues à distance. La transmission des données a lieu périodiquement ou au besoin (on-demand).

Communication bidirectionnelle: à côté de la transmission évidente des données de mesure, une mise à jour à distance du « firmware », un contrôle et une alarme ainsi que la synchronisation sont nécessaires.

Fréquence de mesure suffisant à la planification des réseaux: aucune exigence supplémentaire.

Soutien de systèmes tarifaires: les systèmes tarifaires futurs seront plus flexibles que les actuels. Ceci est une exigence pour le système global, mais n'influence pas forcément les Smart Meter eux-mêmes.

Interruption du raccordement: le raccordement peut être interrompu, aussi bien sur place qu'à distance.

Protection des données: les exigences de protection des données sont remplies et les lois afférentes respectées. Seul un accès autorisé est possible.

Détection et prévention d'abus: les Smart Meters sont construits de manière à ce qu'une manipulation soit empêchée ou déclenche une alarme.

Flux du courant dans les deux directions: la mesure fonctionne dans les deux directions. Ainsi, l'injection décentralisée est encouragée.

Remplacement de la télécommande centralisée: Les Smart Meters ou les systèmes de Smart Grid doivent pouvoir remplacer les fonctions actuelles de la télécommande centralisée.

Plug&Play: les Smart Meters doivent être Plug&Play aussi bien du point de vue de la technique du système que de celui de la technique d'installation.

Consommation d'énergie: la consommation d'énergie des Smart Meters, y compris les systèmes périphériques, doit être minimale.

Les standards sont à la base: Les Smart Meters, en particulier leurs interfaces, correspondent aux standards reconnus. Le protocole de communication est de préférence IP.

Toutes ces exigences ont été encore précisées par le groupe de travail de l'OFEN et acceptées comme «exigences légales minimales possibles». Les possibilités de commande, d'interruption du raccordement et de remplacement de la télécommande centralisée sont des exceptions, étant considérées comme propriété supplémentaires. Un rollout a d'autre part été proposé pour une

introduction complète (80% de couverture) de systèmes de mesure intelligents jusqu'à 2025.

3.2 Planification d'un rollout de Smart Meters

Pour le bon déroulement d'un rollout, le VSGS a préparé un concept générique de rollout pour Smart Meters reprenant et décrivant les thèmes principaux. Pour assurer le succès, des préparatifs approfondis sont incontournables. Il faut pour cela inclure les expériences rassemblées par les projets pilotes. Si l'on n'a pas réalisé de projet pilote, il faut choisir un projet modèle correspondant aux contingences propres. Tout au début de la planification, il faut prendre quelques décisions novatrices. Important: En combien de temps le rollout doit-il être réalisé? La planification subséquente sera en harmonie avec ce premier pas.

Conditions préalables et cadre: un projet de cet ordre de grandeur et de cette complexité (spécification, évaluation, fourniture, communication à la clientèle, logistique, rollout, fonctionnement etc.) rend nécessaire une organisation du projet établie comme projet d'entreprise, donc ayant le poids nécessaire. Les lois et ordonnances sur les soumissions doivent être respectées. A côté de la technique, les finances et les produits jouent un rôle décisif dans les procédures. Celles-ci s'étendent à toute la chaîne MeterToCash, un processus d'importance primordiale pour l'entreprise. Le Smart Metering est une tâche du gestionnaire de réseau et les investissements y afférents doivent être des coûts imputables de l'utilisation du réseau. La communication à la clientèle concernant le rollout sera claire et transparente.

Organisation du projet et procédures: la direction du projet et les tâches relatives au projet seront organisées selon les normes reconnues. Les procédures existantes de la gestion des compteurs sont clairement séparées et peuvent être traitées de manière séquentielle. Le pas changement de compteur planifié» est dans ses principes le plus proche d'un rollout de Smart Meters,

mais des modifications sont nécessaires. Pour ne pas surcharger pendant des mois les systèmes avec des ordres de travail prévisibles, mais pas encore prêtes à l'exécution, une priorisation des tâches au cours du rollout est importante. Le système chef de file génère les ordres de travail correspondants et met à disposition les informations nécessaires pour les pas suivants. Avant le montage des compteurs, il faut contrôler si des travaux préalables sont nécessaires dans les installations en place. Du point de vue de la logistique, les questions liées à la place de stockage et à la livraison du matériel doivent être éclaircies. Dans les entreprises « multiutility », il serait bon de savoir comment les autres fluides seront intégrés. Immédiatement après le montage, il faut vérifier si le bon Smart Meter a été installé et s'il est atteignable par le système. Selon la conception des procédures, il faut en premier modifier l'organisation. Avec l'aide d'un système de Workforce Management, divers procédés de planification des ordres de travail et de l'ordonnancement du matériel peuvent être simplifiés et optimisés.

Environnement du système: un système de Smart Metering consiste d'une part en compteurs (les éléments) et d'autre part en un système informatique centralisé. Les principes de communication et l'encodage des données doivent être indépendants du mode de communication utilisé. Le système de facturation importe les données de consommation nécessaires. Le portail clientèle est important dans le cadre des efforts d'efficacité énergétique: cela permet de mieux comprendre comment l'électricité est utilisée. L'infrastructure Smart Metering permet une gestion ciblée de la charge et procure une plus grande flexibilité (Demand Side Management).

Risques: certains risques existants ont une haute probabilité de se produire, et leurs conséquences pourraient entraîner des coûts élevés. Il faut prendre garde aux risques techniques, aux risques financiers, aux risques dus à de nouvelles lois et aux risques politiques.

3.3 Smart Meter en service

Comme indiqué dans le «Livre blanc Smart Grid», la plupart des membres du VSGS avaient déjà réalisé au début de 2013 des projets pilotes de Smart Meters largement en conformité avec les exigences. Quelques membres du VSGS ont lancé entretemps une implantation plus étendue de Smart Meters.

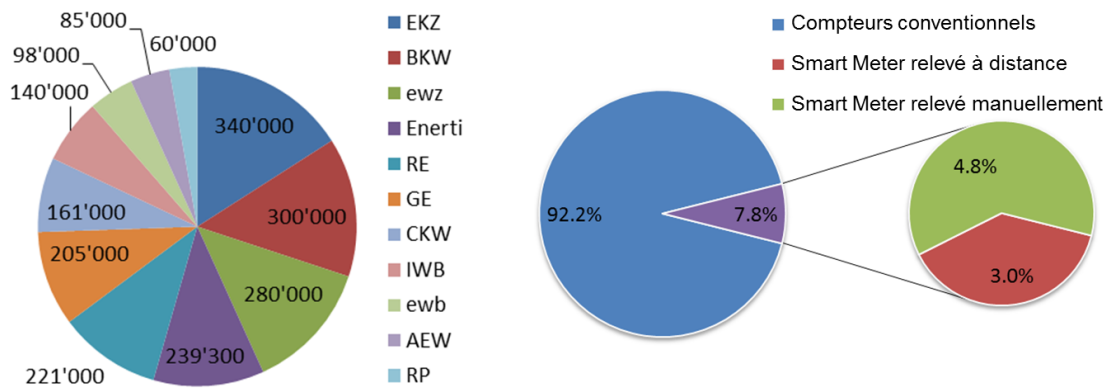
En tant que premier grand distributeur d'énergie de Suisse, l'entreprise électrique du canton de Zürich (EKZ) a décidé l'implantation généralisée de Smart Meters. En deux ans, environ 50'000 Smart Meters seront installés dans des constructions neuves ou en remplacement d'anciens compteurs. Au début, les Smart Meters fonctionnent encore comme des compteurs conventionnels. Quand un Smart Meter est installé chez suffisamment de clients d'un quartier, la fonctionnalité complète est enclenchée. Cela durera probablement 15 à 20 ans jusqu'à ce que l'ensemble du territoire desservi par EKZ soit équipé de Smart Meters fonctionnels.

IWB installe aussi des Smart Meters. Actuellement, environ 45'000 Smart Meters sont relevés automatiquement à distance. Les nouveaux compteurs digitaux sont capables de saisir toutes les 15 minutes la consommation moyenne de ce laps de temps. Cette valeur forme ce que l'on nomme la courbe de charge; celle-ci, qui est télérelevée le jour suivant. La courbe de charge met en évidence les variations de la consommation sur 24 heures. La connaissance de ces variations est importante pour IWB en tant que gestionnaire de réseau, car si elle ne peut pas être accumulée dans le réseau, l'énergie électrique mise à disposition doit toujours correspondre exactement aux variations temporelles de la consommation. Tous les clients profitent de cette connaissance: les données sont saisies de manière anonyme, condensées et mémorisées pour optimiser l'approvisionnement et les réseaux. Ces données anonymisées et agrégées ne permettent par principe plus de remonter à des clients particuliers.

Au début de 2014, le VSGS a réalisé une vue d'ensemble de l'état d'engagement de Smart Meter chez ses membres. Le graphique ci-dessous montre le résultat. Là où une implantation plus large de Smart Meters a été lancée (voir ci-dessus), les chiffres ont entretemps fortement augmenté.

Smart Meters dans le VSGS au début de 2014

2.13 Mio. de compteurs électriques 165'000 Smart Meters



Début 2014, les membres du VSGS avaient des Smart Meters en service pour 7.8% des compteurs d'électricité. Cette valeur a fortement augmenté depuis lors.

Hors du VSGS, d'autres gestionnaires de réseau ont un nombre important de Smart Meters en service; dans des réseaux petits ou moyens réseaux, souvent de manière généralisée. Ce sont, sans prétendre être exhaustif:

- Energie Arbon AG: La ville avec ses 14'000 habitants a été la première en Suisse ayant installé des Smart Meter de manière généralisée
- Smart Linth Region: Technische Betriebe Glarus Nord, Glarus Süd, Energieversorgung Schänis AG
- SWG Grenchen
- die Werke Versorgung Wallisellen AG
- Werkbetriebe Frauenfeld.

C H A P I T R E 4

Smart Market

La transition énergétique entraîne des changements. Le marché de l'électricité s'adaptera. Le VSGS a examiné les impacts de ces changements sur les interactions entre réseaux électriques et marché de l'électricité et a développé cinq thèses qui, du point de vue des gestionnaires de réseaux, décrivent les chances et les risques du Smart Market [6]. Les chances du marché libre font face aux défis de l'infrastructure régulée des réseaux. Il y est décrit les opportunités et extensions futures sur la base des mécanismes actuels du marché.

4.1 Smart Market en interaction avec Smart Grid

Comme on l'a montré au premier chapitre, de nouveaux instruments seront à l'avenir nécessaires pour maîtriser la production stochastique. Des changements fondamentaux verront le jour. Il est déjà maintenant clair que l'infrastructure Smart Grid sera le fondement du Smart Market. Dans ce cadre, le modèle adéquat de marché doit permettre d'établir un optimum entre coûts d'infrastructure et d'énergie, tout en maintenant la sécurité d'approvisionnement. La chaîne de valeur ajoutée traditionnelle, jusque là essentiellement linéaire devient alors plus complexe. Diverses fonctions possibles ont déjà été exprimées:

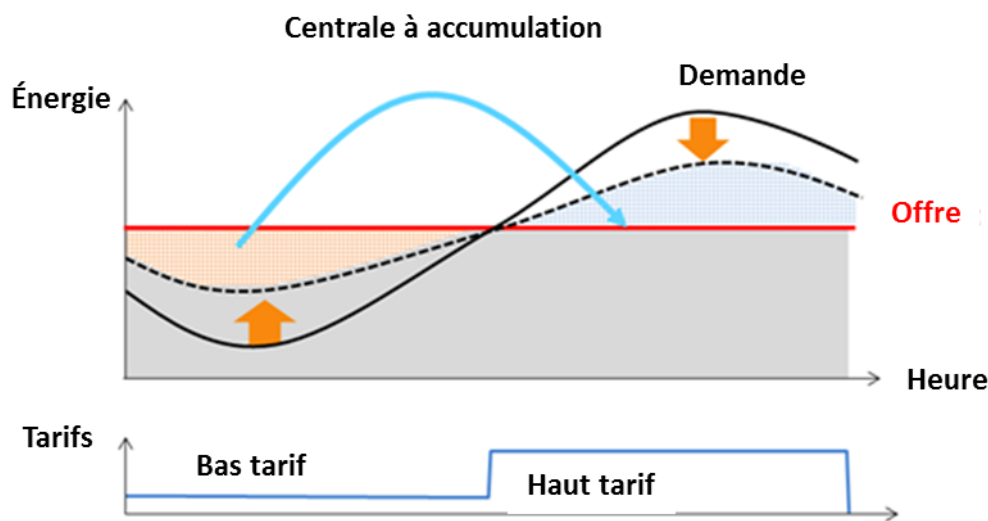
- ajustement de la consommation d'électricité à la production existante
 - a) avec des signaux de commande fixes (Demand Side Management) ou
 - b) avec l'aide d'une structure tarifaire plus flexible (Demand Response)
- adaptation de la production (décentralisée) à l'état local du réseau: réduction de la production ou enclenchement de charges
- équilibre local de production et consommation par accumulation sur site.

Les batteries des voitures électriques pourraient permettre de combiner ces fonctions.

Avec des réseaux plus intelligents et des procédures plus intelligentes, de nouveaux acteurs jouant d'autres rôles apparaîtront sur le marché. Une spécialisation d'acteurs individuels sur certains aspects partiels est probable. Pour que les nouveaux mécanismes, les nouveaux rôles et acteurs puissent développer ensemble une solution globale et sensée, les réseaux électriques et les marchés de l'électricité devront prendre garde à leur coordination.

4.2 Mécanismes de marché aujourd'hui et demain

Equilibre de l'offre et de la consommation d'énergie électrique



Exemple: consommation (noir) et offre d'énergie en ruban (rouge). L'offre suit la demande.

Aujourd'hui, le courant est essentiellement produit dans de grandes unités centralisées. L'offre (la production) suit dans ce contexte la demande (la consommation). La demande est typiquement plus élevée durant le jour que pendant la nuit. La valeur maximale est atteinte vers midi, le minimum est pendant la nuit (voir le graphique). Production et consommation de courant

doivent toujours être en équilibre pour assurer la stabilité du réseau.

Aujourd'hui, cette situation est atteinte grâce à diverses méthodes.

Compensation des variations quotidiennes au moyen de signaux de prix:

Avec des tarifs différenciés pendant les heures de jour et de nuit, on essaye de rapprocher la consommation de l'offre (courbe noire traitillée dans le graphique). Les consommateurs avec accumulateurs sont commandés de telle manière qu'ils se chargent pendant la nuit (bas tarif, BT), au moment où peu d'énergie est consommée. Les machines à laver peuvent être bloquées au milieu de la journée, de manière à ce que personne ne lave pendant la pointe de midi (haut tarif, HT). Les appareils des clients ne peuvent pas connaître eux-mêmes les informations tarifaires. Ils sont enclenchés et déclenchés par le système connu aujourd'hui sous le nom de télécommande centralisée.

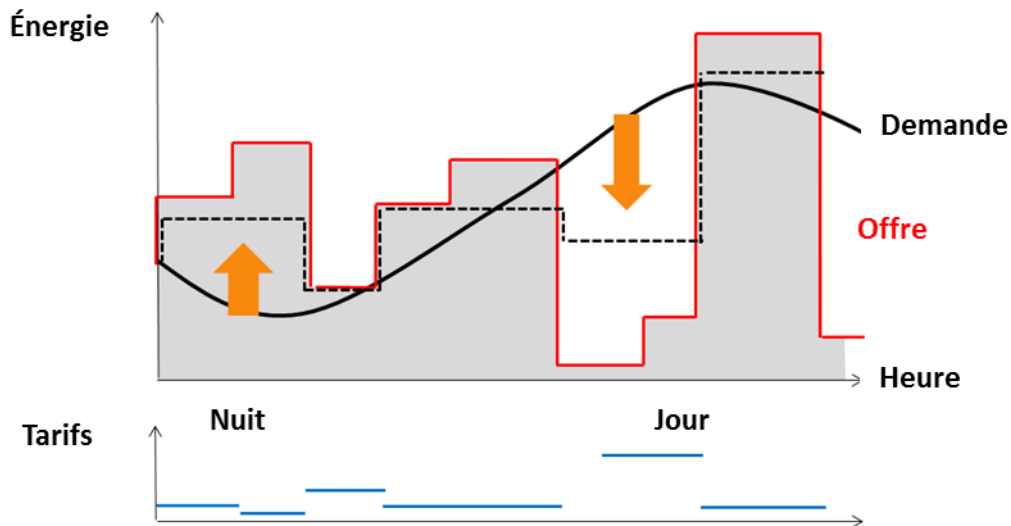
Compensation des variations quotidiennes à l'aide des centrales de pompage-turbinage: Dans ces installations, l'énergie excédentaire de la nuit (surface orange du graphique) est transférée vers le jour (surface bleue). La production est ainsi mieux adaptée à la consommation.

Compensation des variations saisonnières à l'aide des centrales d'accumulation: En plus des différences entre jour et nuit, il existe des différences saisonnières. Ces dernières sont compensées par les centrales d'accumulation, éventuellement soutenues par des tarifs saisonniers.

Compensation des variations de l'ordre de la minute (services systèmes): Afin d'assurer à court terme l'équilibre entre offre et demande, des centrales de réglage sont mis à contribution. Elles mettent à disposition sous forme de services système (SDL) l'énergie de réglage primaire, secondaire et tertiaire. Le marché des fournisseurs de SDL était jusqu'il y a peu limité à quelques gestionnaires de grandes unités centralisées.

A l'avenir, la demande (consommation) et l'offre de courant (production) menacent de s'éloigner de plus en plus de l'équilibre à cause de l'injection volatile d'énergies renouvelables (voir le graphique ci-dessous). La demande (courbe noire) doit donc suivre à l'avenir (courbe noire traitillée) de manière beaucoup plus différenciée celle de l'offre volatile (courbe rouge). Il faut des moyens supplémentaires pour adapter consommation et production (flèches orange).

Compensation différenciée de l'offre et de la demande



Exemple: Demande (noire) et offre volatile d'énergie (rouge)

Efficienc e énergétique: Pour limiter l'augmentation de la consommation de courant, des mesures d'envergure portant sur l'efficacité énergétique sont nécessaires, comme par exemple l'isolation thermique des bâtiments. Des indications transparentes au sujet de sa consommation directement chez le client final (technologies de Feedback) peuvent soutenir ces mesures.

Tarifs variables: La consommation de courant doit être plus fortement influencée par des tarifs variables et dépendants de l'offre et de la demande. La structure tarifaire sera plus complexe au cours de la journée (bleu dans le

graphique). Consommation et production tendront à se rapprocher (ligne traitillée noire). L'offre peut être prédite par des techniques de pronostic.

Accumulation en cours de journée: Le cycle du pompage-turbinage va singulièrement se raccourcir. Les centrales seront plus intensivement utilisées dans les deux directions et gagneront en importance. Du point de vue technique, les centrales de pompage-turbinage sont l'une des méthodes les plus efficaces d'accumuler du courant. Suite à la tendance actuelle des prix (Price Spread), leur emploi est cependant lié à des risques économiques croissants.

Accumulation saisonnière: Les écarts saisonniers peuvent aussi être compensés par des centrales à accumulation. Il faut cependant contrôler si les capacités d'accumulation existantes suffisent.

Pooling de centrales, Demand Side Management, Energie de réglage: La compensation actuelle au moyen d'énergie de réglage – primaire, secondaire et tertiaire – gagnera massivement en importance à l'avenir. En cas de pléthore d'énergie, la production peut être bridée (centrales de réglage, installations solaires ou éoliennes) ou la consommation poussée (charge d'accumulateurs: entrepôts frigorifiques, pompes à chaleur, batteries, etc.). En cas de manque, la production peut être dopée (centrales de réglage, couplages chaleur-force, décharge de batteries) ou la demande limitée (pas de charge d'accumulateurs).

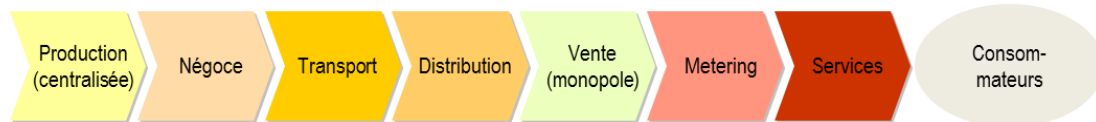
Introduction d'un marché de la puissance, respectivement de capacités: Pour s'assurer de disposer d'assez de capacités en réserve, il serait pensable d'établir un marché de puissance ou de capacités.

Toutes ces possibilités sous-entendent une vaste interconnexion et une commande automatisée de consommateurs mobiles et fixes. Il en résulte de

nouvelles exigences imposées au système énergétique électrique qui vont également influencer les chaînes de création de valeur ajoutée.

La chaîne traditionnelle de création de valeur ajoutée est linéaire

- production selon consommation



La chaîne traditionnelle de création de valeur ajoutée d'une entreprise (classique) d'approvisionnement en électricité (EAE) est linéaire, de la production (centralisée) jusqu'au consommateur. Les EAE de Suisse ne disposent pas toutes de chaque échelon de création de valeur. Les EAE peuvent être rangées en trois catégories:

1. entreprise basée sur la production (production et commerce)
2. distributeur (distribution et vente) avec clients finaux, mais sans production propre ou avec une part de production insignifiante
3. entreprise intégrée verticalement, active à tous les échelons de la chaîne de création de valeur

Production: à l'échelon production de la chaîne de création de valeur se trouvent les installations produisant du courant à partir de sources d'énergie conventionnelles ou renouvelables et l'injectant dans le réseau électrique. Dans le modèle de marché actuel, ce sont essentiellement de grandes unités produisant le courant de manière centralisée. Soit l'EAE est propriétaire et exploitante, soit la production est répartie entre divers partenaires. L'échelon production administre un portefeuille de production comprenant des centrales en propriété, des parts de centrales en partenariat ou encore des centrales prises en bail.

Commerce: cet échelon de la chaîne de création de valeur rassemble toutes les activités liées à la mise en valeur des portefeuilles de production et de vente. Le commerce assure comme une plaque tournante l'interconnexion de tous les flux d'énergie au sein de l'échelon de la chaîne de création de valeur et assure généralement les positions (achat de l'énergie manquante et vente des surplus) quelques années à l'avance. Le commerce est également responsable du groupe bilan (production et vente). Il élabore les pronostics, optimise le groupe bilan sur le marché intra Day (c'est à dire le jour même), optimise l'énergie de compensation ou vend des services systèmes issus des unités de production flexibles du portefeuille.

Transport: cet échelon sert au transport de l'énergie aux niveaux de réseau supérieurs 3 et 4 (les niveaux de réseau 1 et 2 sont chez swissgrid).

Distribution: toutes les activités du gestionnaire de réseau de distribution sont réunies dans cet échelon de la chaîne de création de valeur, c'est-à-dire dans les niveaux de réseaux inférieurs 5 à 7. Le but principal est d'assurer la sécurité d'approvisionnement dans le périmètre de desserte.

Vente: dans cet échelon de la chaîne de création de valeur sont concentrées toutes les activités ayant directement trait au consommateur final. La vente assure le contact direct avec le client, en particulier le service à la clientèle, la communication concernant les produits et les prix ainsi que le décompte.

Metering: la mesure par un compteur de l'énergie consommée prend place à cet échelon. Dans ce but, des places de mesure sont gérées et servent au décompte de la consommation du client.

Services: afin d'assurer la stabilité du réseau, les services système les plus variés sont nécessaires, comme par exemple l'énergie de réglage tertiaire. De

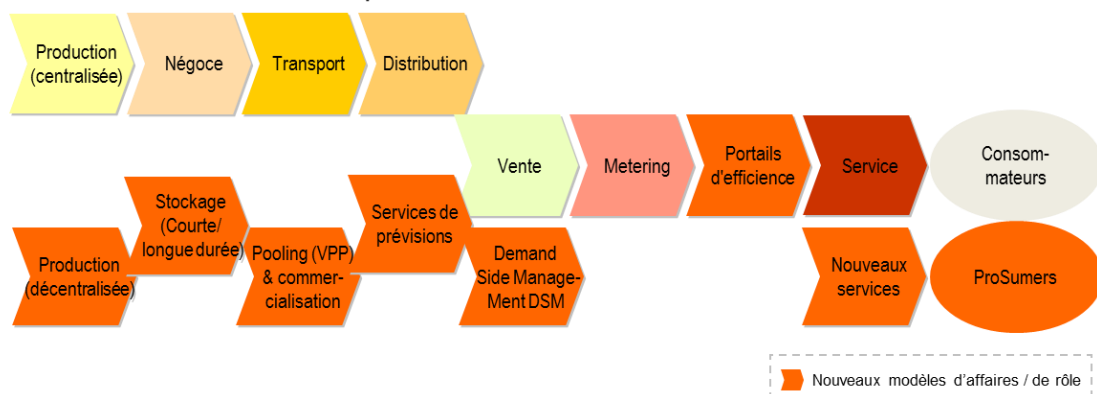
plus, il est possible de proposer au client des services ayant trait à l'énergie comme des conseils en efficacité énergétique.

Consommateur: le consommateur est le client final de la chaîne de création de valeur, qui utilise le courant pour ses propres besoins. Des types de clients différents comme ménages, artisanat, industrie etc. ont des besoins diversifiés.

Du fait de la modification du système énergétique, de nouvelles chaînes de création de valeur parallèles et interconnectées voient le jour avec de nouveaux acteurs du marché. Ce sont par exemple des fournisseurs qui bâtissent des installations de production, les exploitent ou les gèrent en groupe (Pooling), ou encore des entreprises proposant des solutions d'accumulation, des services de pronostiques pour l'éolien ou le solaire jusqu'à des systèmes regroupant de petits consommateurs et pilotant leur comportement. On peut aussi imaginer un marché de la puissance (marché de capacité): celui qui offre une production assurée de courant (centrale, accumulateur) recevrait à l'avenir une rémunération pour la mise à disposition.

Les chaînes de création de valeur du futur sont interconnectées

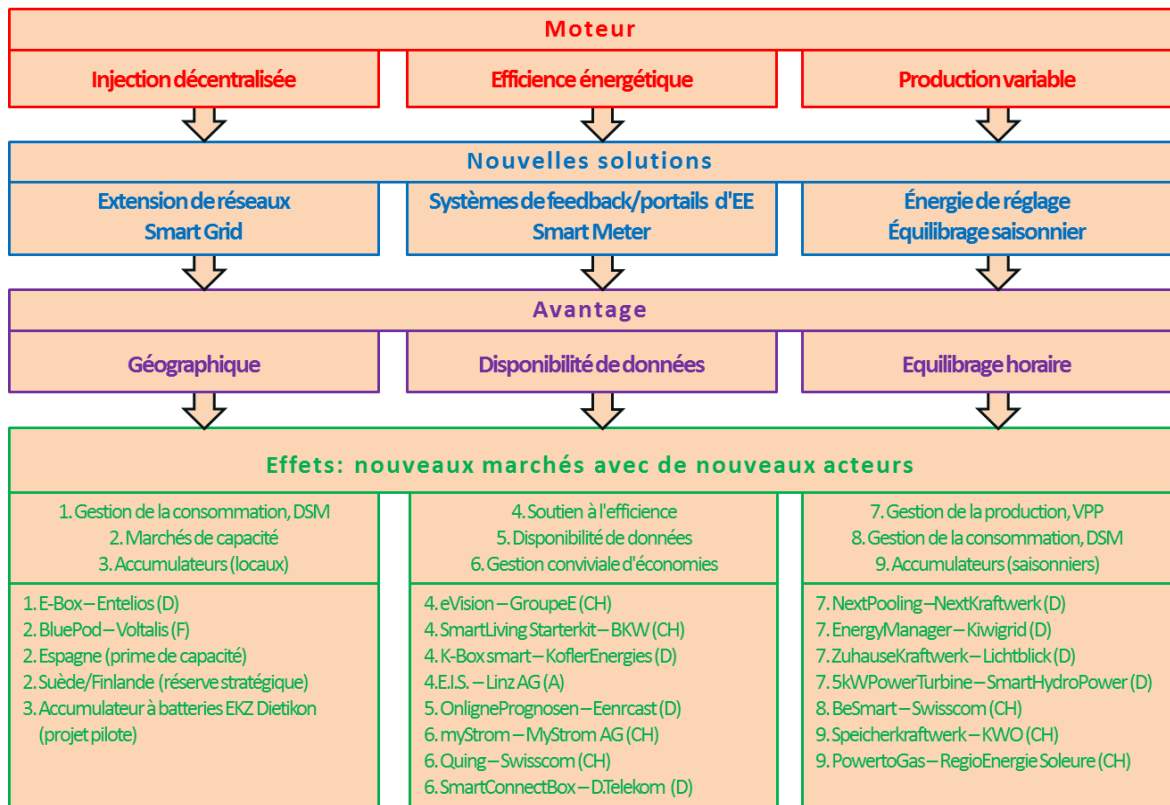
- parallèle et maillé
- consommation selon production



4.3 Les nouveaux acteurs rencontrent d'anciennes règles: 5 thèses

Les divers moteurs créent de la place et des opportunités pour de nouveaux marchés et acteurs. La figure suivante montre quelques exemples, sans prétendre être exhaustive.

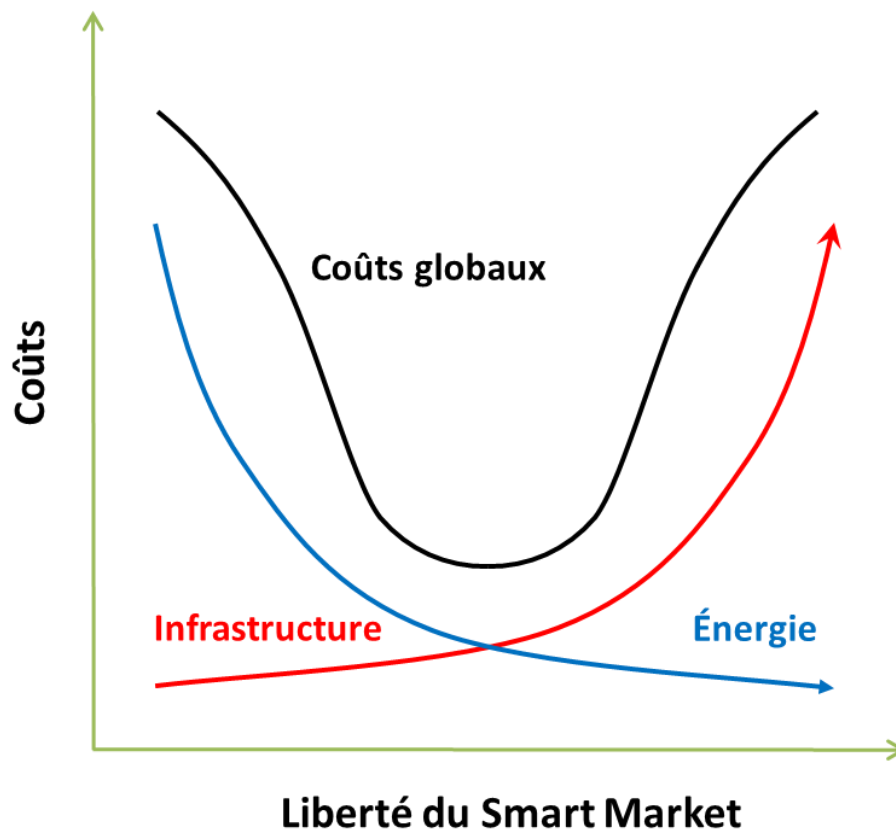
Nouveaux acteurs dans le Smart Market



A côté des éléments classiques de la chaîne de création de valeur linéaire, il y aura de nouvelles propositions de services. Chaque acteur poursuit selon son rôle des buts précis. Pour chaque orientation, il résulte diverses actions qui peuvent être contradictoires. Ainsi, un producteur (unité seule ou essaim d'unités de production) ayant par exemple pour but «réglage du réseau, soutien du réseau» agira différemment qu'un producteur poursuivant le but «optimisation sur le marché de l'énergie» ou encore qu'un consommateur dont le but déclaré serait «économies de courant».

Le nouveau marché de l'énergie apporte aussi de nouvelles chances aux acteurs en lice. Pour que celles-ci soient mises à profit de manière optimale, les conflits (potentiels) doivent être tranchés. Un champ de contraintes oppose économie de marché et économie planifiée. Le marché devrait être utile à la transition énergétique. Pour assurer la sécurité d'alimentation, le marché libre doit cependant respecter les lois physiques valables pour les réseaux électriques.

Les coûts du système global dépendent du modèle de marché



Selon une image simpliste, un marché libre réussit à faire baisser les coûts de l'énergie (bleu). Si le degré de liberté augmente, les coûts d'infrastructure croissent cependant (rouge). Les règles du marché devraient aider à optimiser le système global et ses coûts (noir).

Il existe une relation de cause à effet entre les coûts de l'infrastructure et la liberté du Smart Market. Une plus grande liberté du marché suppose une

infrastructure plus fortement étoffée et donc des coûts d'infrastructure plus élevés (voir le graphique). Simultanément, on attend du marché une progression de l'efficacité et ainsi de plus faibles coûts d'approvisionnement, de transport et d'utilisation de l'énergie. Une liberté croissante du marché réduit les coûts de l'énergie. Entre hausse des coûts d'infrastructure et baisse des coûts de l'énergie, il existe un optimum des coûts globaux. Il faut trouver ce point en veillant à ce que le domaine régulé (infrastructure) s'accommode bien de la pratique du marché libre et vice versa. C'est pourquoi il faut de nouvelles règles du marché.

Avec ces considérations, les chances et les conflits, on peut formuler cinq thèses du point de vue des gestionnaires de réseau.

Thèse 1 – Marché de l'électricité orienté selon les capacités du réseau: le Smart Market est un marché de l'électricité intégré pour soutenir la transition énergétique. La transition énergétique entraîne une plus grande production de courant à partir d'énergies renouvelables. Donc la production de courant devient plus décentralisée et plus stochastique. L'échange d'énergie passe par les réseaux électriques. La capacité des réseaux actuels est limitée. De ce fait, les capacités des réseaux doivent être intégrées aux marchés de l'électricité.

Thèse 2 – Une plus large gestion des capacités de réseaux est nécessaire: une gestion optimale et efficiente (planification, construction, fonctionnement) de la capacité adéquate des réseaux est nécessaire pour soutenir le Smart Market. Une gestion intelligente et informatisée des limites temporelles et spatiales des capacités des réseaux peut être plus avantageuse qu'un renforcement quasi illimité de ces capacités. Ceci vaut tout particulièrement pour les situations critiques. Une gestion intelligente permet de plus faibles réserves de capacité.

Thèse 3 – La gestion des capacités de réseau est prioritaire: le gestionnaire de réseau de distribution est selon les dispositions légales responsable d'une gestion sûre et fiable du réseau de distribution et de la qualité de la distribution. Si des congestions dans le réseau menacent et pourraient conduire à des instabilités ou des interruptions, la gestion des capacités du réseau doit être prioritaire et pouvoir prendre le pas sur d'autres activités.

Thèse 4 – Nécessité de nouveaux produits influençant le besoin de capacité du réseau: à côté des mesures décrites plus haut pour assurer la capacité existante, des produits influençant le besoin en capacité du réseau doivent aussi devenir possibles. La gestion de la charge est un important produit de ce genre. Elle doit intervenir tout d'abord par des mécanismes du marché (incitations financières, produits du réseau lissant la charge etc.) et seulement ensuite par commande de la consommation et limitation de la production. Un marché de gestion de la charge se concrétisera pour les réseaux sous la forme de produits spécifiques aux réseaux. De tels produits existent déjà à ce jour (par exemple périodes de blocage). Des services améliorant la stabilité locale du réseau sont imaginables en analogie avec les services système.

Thèse 5 – Le Smart Market a besoin de règles claires: pour pouvoir mettre en place le Smart Market comme soutien optimal à la transition énergétique, les chances doivent être saisies et les conflits potentiels résolus. Il faut pour cela des règles claires à l'attention des divers acteurs, comme cela sera par exemple nécessaire lors de la mise en service d'accumulateurs.

4.4 La branche en mutation – une analogie

La maîtrise des changements fondamentaux attendus du modèle de marché pourrait trouver quelques orientations parmi les expériences de la branche des télécommunications (voir la table qui suit):

- Avec la libéralisation complète du marché, le lien géographique est rompu et la gestion des groupes bilan deviendra plus compliquée. Dans le lacis N x M, le gestionnaire de réseau de distribution doit connaître chaque fournisseur possible à cause de l'échange des données énergétiques. Pour la répartition efficiente des quantités d'énergie, de nouveaux mécanismes sont nécessaires. L'industrie des télécommunications connaît un mécanisme analogue avec la «NumberPortability».

Comparaison des branches de l'électricité et des télécommunications

Branche électrique	Branche des télécommunications
Groupes bilan partiellement marqués par la géographie	Indépendant du lieu. Routing / Transfert du numéro
Environ 20 grandes et 750 plus petites EAE. Beaucoup avec moins de 1000 clients	3 grands fournisseurs de services
Tarifcation décentralisée sur le compteur. Essentiellement deux tarifs (HT et BT) pour ménages	Tarifcation centralisée par le système de facturation (Billing). Plans de prix diversifiés. Offre Prepaid/Postpaid
«Utilisation du réseau» selon la quantité de l'énergie	«Utilisation du réseau» selon la «puissance de raccordement», soit selon la largeur de bande mise à disposition
Énergie (kWh)	Datenmenge (MB)
Puissance (kW)	Largeur de bande (MB/s)
Décompte en fonction du volume	Forfait d'accès, indépendant du volume

- Une consolidation du marché est vraisemblable, certainement au moins une collaboration plus intense sous forme de partenariats. Coopération et services ouvrent des possibilités intéressantes.
- La flexibilisation du marché passe par une tarification plus flexible. La représentation décentralisée des plages tarifaires dans les compteurs

signifierait par analogie qu'à chaque changement tarifaire, le téléphone portable du client devrait être adapté! La tarification a lieu de manière centralisée sur la base de Call Data Records (CDR) avec un plan de prix individuel et un Billing Engine. En analogie, la consommation d'énergie pourrait être facturée sur la base d'un «Energy Data Records».

- L'imputation actuelle des coûts du réseau n'est plus juste en présence d'injection décentralisée et d'autoconsommation. Le modèle du soutirage facture les coûts du réseau sur la base de l'énergie soutirée du réseau. Cela paraît non-conforme au principe d'équité. Pour la révision nécessaire du modèle, l'inspiration pourrait venir des télécommunications où c'est la largeur de bande mise à disposition qui sert de base à la partie fixe de la facture, ce qui correspondrait à la puissance de raccordement.

4.5 Bilan et recommandations

L'intégration de l'injection décentralisée et l'incertitude temporelle apportent de nouveaux défis aux réseaux de distribution. A cela s'ajoutent les activités croissantes de nouveaux acteurs. La chaîne de création de valeur n'est plus linéaire, mais de plus en plus interconnectée.

Le marché de l'électricité se base sur les réseaux électriques. C'est pourquoi la gestion de la capacité de ces réseaux est importante. Pour le moins en cas de situations critiques, la sécurité d'alimentation et donc le point de vue des réseaux doivent être prioritaires. Le bon sens commande d'influencer au besoin la capacité des réseaux, par exemple au moyen de gestion de la charge ou d'autres produits. Pour maîtriser la complexité croissante du marché, des règles claires sont absolument indispensables.

Ces réflexions, les conséquences et les mesures nécessaires du point de vue des gestionnaires de réseaux de distribution se résument en cinq thèses:

- **Marché de l'électricité orienté selon les capacités du réseau**
- **Une plus large gestion des capacités de réseaux est nécessaire**
- **La gestion des capacités de réseau est prioritaire**
- **Nécessité de nouveaux produits influençant au besoin la capacité du réseau**
- **Le Smart Market a besoin de règles claires.**

Le Smart Market a été défini comme marché de l'électricité, modelé afin de soutenir la transition énergétique. Du point de vue des gestionnaires de réseaux de distribution, une gestion des capacités des réseaux plus intense que jusqu'à maintenant est indispensable. Pour cela, il faut prévoir de bonnes règles du jeu. Ce n'est qu'ainsi que les investissements continueront d'être effectués de manière optimale.

C H A P I T R E 5

Information et communication

Les aspects partiels de Smart Energy décrits au premier chapitre ont en commun qu'ils nécessitent un échange d'information plus évolué. Pour cela, il faut des infrastructures de télécommunication très coûteuses à mettre en place. Des solutions de communication intelligentes sont de ce fait un aspect partiel incontournable de Smart Energy. La mise à disposition de la communication est une des responsabilités primaires des gestionnaires de réseaux de distribution.

Le focus principal de ce chapitre vise la liaison entre stations transformatrices et immeubles, installations concrètes ou points de mesure spécifiques. De plus, des idées concernant la communication entre stations transformatrices et centrales sont énoncées. D'autres domaines d'application comme TV, internet, téléphonie, Smart Home ou automation de bâtiments ne sont pas traités.

Smart Meter: des données énergétiques saisies sur place sont transmises aux systèmes centralisés pour leur traitement subséquent. A côté de ces fonctionnalités de base, les Smart Meter doivent être gérés de manière centralisée, y compris paramétrage, actualisation des programmes et fonctions analogues. Les données de mesure seront mises à disposition du client final.

Smart Grid: les réseaux électriques deviennent de plus en plus complexes. De ce fait, plus de capteurs et d'acteurs sont mis en place et doivent pour une fonctionnalité intelligente être interconnectés par la communication des données.

Smart Market: l'équilibre production – consommation d'énergie devient plus difficile à assurer avec la production de plus en plus volatile. Les nouveaux instruments nécessaires ont aussi besoin d'interconnexion.

Ces trois domaines de Smart Energy induisent des exigences plus amples mais diversifiées pour la communication des données, et les besoins permettant l'ouverture du marché s'y ajoutent. Une infrastructure de communication commune doit relever ces défis.

Ouverture du marché: La libéralisation par étapes du marché suisse de l'électricité permet le libre choix du fournisseur. L'échange de données entre gestionnaires de réseau et fournisseurs devient plus varié et plus exigeant. Ces exigences peuvent être maîtrisées par une automatisation plus poussée des procédures commerciales s'appuyant sur la communication des données.

Dans ce chapitre, la communication pour Smart Meter, Smart Grid et Smart Market est analysée. Des solutions possibles sont décrites et évaluées. L'échange de données est pris en considération, mais ni les banques de données ni d'autres applications ne sont traitées.

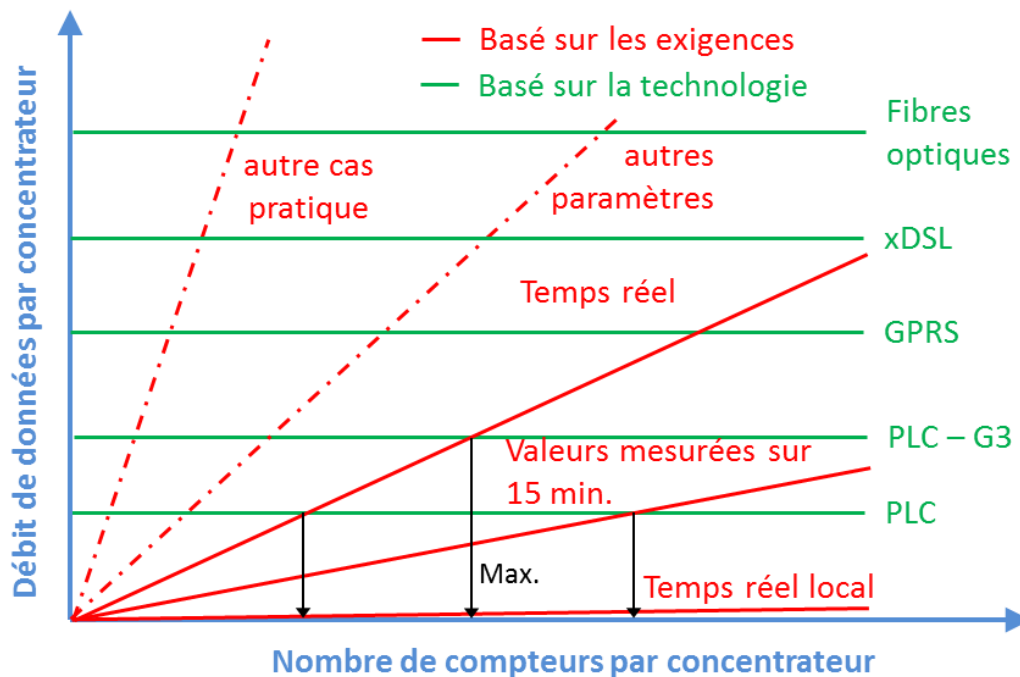
5.1 Méthodologie, cas pratiques et technologies de la communication.

Les solutions de communication peuvent être approchées globalement de deux manières: en se basant sur les **exigences** ou sur les **technologies**.

Dans le premier cas, on définit d'abord les exigences et les fonctionnalités. Ces exigences livrent alors des paramètres de télécommunication tels que largeur de bande, délai de transmission et débit parmi d'autres. Il faut en particulier prendre en considération les exigences minimales de l'OFEN pour les Smart Meter ou le vœu d'un affichage quasi en temps réel basé sur le télérelevé.

La deuxième manière part du fait que les technologies et leurs possibilités sont disponibles. Sur cette base, on cherche jusqu'à quel point une fonctionnalité désirée peut être implémentée. Il faut en particulier contrôler si le rollout de Smart Meter permet aussi une couverture maximale et quasi complète.

Deux approches: basée sur les exigences ↔ basée sur les technologies



Si des exigences données doivent être remplies (basée sur les exigences, rouge), le débit de données nécessaire augmente avec le nombre de compteurs. Si les technologies sont données, (basée sur les technologies, vert), le débit de données possible est constant. Il y a ainsi un nombre maximal de compteurs par technologie par laquelle une fonction est implémentée.

Cas pratiques → en se basant sur les exigences

On inspecte avec cette méthodologie les deux domaines d'application «Rollout Smart Meter» et «Réalisation Smart Grid» et on les transpose dans des cas pratiques: une exigence générale posée aux solutions de communication est l'interopérabilité. Il faut pour cela utiliser des standards ouverts comme par exemple IP ou IDIS.

Technologies de communication → en se basant sur les technologies

Les technologies de communication PLC ou FTTH entrent en ligne de compte.

5.2 Cas pratiques avec exigences

Les cas pratiques couvrent les applications Smart Meter et Smart Grid.

Cas pratique rollout Smart Meter

Un rollout Smart Meter est important et présente diverses facettes. Pour préciser ceci, voici quatre cas pratiques A) à D):

A) Lecture à distance selon les exigences minimales de l'OFEN: les exigences minimales dans le domaine de la lecture à distance doivent être remplies. Les points les plus importants à ce sujet sont:

- Mesures de l'énergie en intervalles de 15 minutes
- Mesures de qualité du réseau: évènements et dépassement des limites
- Lecture quotidienne à distance des grandeurs mesurées
- Degré de couverture d'au moins 80%.

B) Affichage local en temps quasi réel selon les exigences minimales

OFEN: ici les exigences minimales doivent être remplies dans le domaine de l'affichage local en temps quasi réel. Les points les plus importants sont:

- Affichage des mesures de valeurs énergétiques au moyen d'une interface locale
- Affichage en temps quasi réel, c'est à dire après 1 à 3 secondes.

Cette fonctionnalité est assurée localement. Il n'y a aucune exigence quant à la communication.

C) Affichage local étendu en temps quasi réel par lecture à distance, extension en option: les exigences minimales doivent être remplies dans le domaine de l’affichage en temps quasi réel, cependant pas en passant par une interface locale, mais au moyen de lectures à distance et d’internet (extension optionnelle des exigences minimales OFEN). Points les plus importants:

- Affichage des valeurs énergétiques par lecture à distance et internet
- Initialisation du service: 10 secondes, fin du service après 10 minutes
- Temps de réponse: 3 secondes, délai de mise à jour: 3 secondes
- Nombre disponible: maximum 5% simultanément par station transform.
- Puissance active (pas réactive) pour consommation et/ou production
- Pour l’affichage, cela présuppose un accès internet en fonction

D) Couverture maximale avec Smart Meters tendant vers 100%: il faut atteindre une couverture maximale avec les Smart Meters au moyen des technologies disponibles. Une appréciation coûts/utilité décidera si une couverture à 100% peut vraiment être atteinte. On vérifiera quelle couverture est possible avec quels moyens (approche dictée par la technologie).

Cas pratique de réalisation de Smart Grid

Les applications Smart Grid sont elles aussi de grande envergure et ont diverses facettes. Leur description est précisée dans les trois cas pratiques E) à G).

Les fonctions Smart Grid sont prioritaires.

E) Dépassement de valeur limite et réaction: Quelles exigences sont-elles posées à la communication en cas de dépassement d’une valeur limite? Selon que l’équipement de la station transformatrice comprend de l’intelligence locale

ou pas, la communication a lieu entre station transformatrice et centrale. Les points les plus importants sont:

- Alarme de la station transformatrice (hypothèse: intelligence locale dans la station transformatrice)
- Collecte de toutes les valeurs de mesure concernant l'état du réseau: typiquement 20 points avec 10 valeurs
- Pilotage pour juguler le dépassement de la valeur limite
- Réponse du système dans un délai de 30 secondes
- Disponibilité, accessibilité: proche de 100% pour les alarmes
- Quantité de données: maximum 100 kByte par évènement
- Panne de courant: la communication peut manquer
- Escalade, si la correction est impossible localement. Mêmes valeurs que ci-dessus, mais à une fréquence moindre
- Sans intelligence locale: mêmes valeurs que ci-dessus, aussi souvent par station transformatrice.

F) Mesure continue pour contrôle du fonctionnement: pour le contrôle du fonctionnement, des valeurs sont transmises continuellement, soit vers la station transformatrice ou directement à la centrale. Points les plus importants ici:

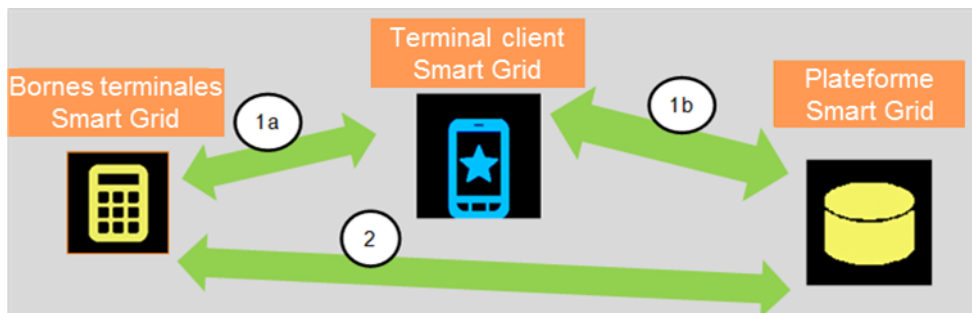
- Mesures comme ci-dessus: typiquement 20 points avec 10 valeurs
- Périodicité: 10 minutes, temps de transm. non critique en service normal.

G) Surveillance et communication avec la station transformatrice: La station transformatrice est elle-même contrôlée et commandée. La fonction «commander / commuter» doit rester disponible en cas de panne pendant un temps limité, par exemple une heure. Les points les plus importants sont:

- Annonces de détecteurs d'incendie, états d'enclenchements, etc.
- Commander, commuter
- Panne de courant: Communication possible durant 1 heure (>mobiles!<)
- Disponibilité: approximativement 100%.

5.3 Variantes de solutions et évaluation

Architecture de communication: voies de communication nécessaires



L'architecture de communication se compose de deux parties:

- Raccordement des terminaux des clients:
Soit local (1a) ou global (1b) à la plateforme Smart Grid
- Raccordement des terminaux à la plateforme Smart Grid (2)

Les temps de réaction requis ont une influence prépondérante sur les technologies de communication à utiliser. C'est pourquoi les terminaux sont segmentés en trois groupes selon le temps de réaction:

- **Temps de réaction < 1 seconde:** mesure synchrone essentielle, commande ou mécanisme de protection. Exemple commande de centrale.

- **Temps de réaction 1 – 10 secondes:** mesures où une synchronisation lente suffit. Pilotage supportant un court délai. Exemple: affichage de données de consommation actuelles.
- **Temps de réaction > 10 secondes:** Exigences basses. Exemple: transmission de courbes de charge avec sauvegarde quotidienne centralisée. L'acuité de la mesure est assurée par l'horloge interne du Smart Meter.

Lors de l'évaluation des diverses solutions de communication, l'itinéraire de la communication a été divisé en segments (par exemple raccordement d'immeuble – armoire de distribution – station transformatrice – sous-station – système central) et modélisé avec diverses technologies de communication. Les observations ont été faites pour deux régions exemplaires, soit urbaine et rurale. Des paramètres comme concrétisation des exigences, coûts (Capex et Opex sur 10 ans) et autres aspects comme flexibilité, extensions possibles, durée de vie, coûts internes pour raccordements supplémentaires ont été pris en compte.

Les approches de solutions concentrant les données sur les sites donnent de meilleurs résultats que des solutions avec concentration dans la station transformatrice ou surtout dans la centrale. Ceci est valable pour les cas de figure avec plusieurs appareils à commander par immeuble. La liaison entre le point de concentration dans l'immeuble et la centrale de l'EAE peut être réalisée de différentes manières selon l'infrastructure en place: avec fibre optique, cuivre, GSM ou câble coaxial. Les solutions PLC sont souvent les moins chères. L'importance accordée au facteur coûts influence cependant fortement le jugement.

5.4 Bilan et recommandations

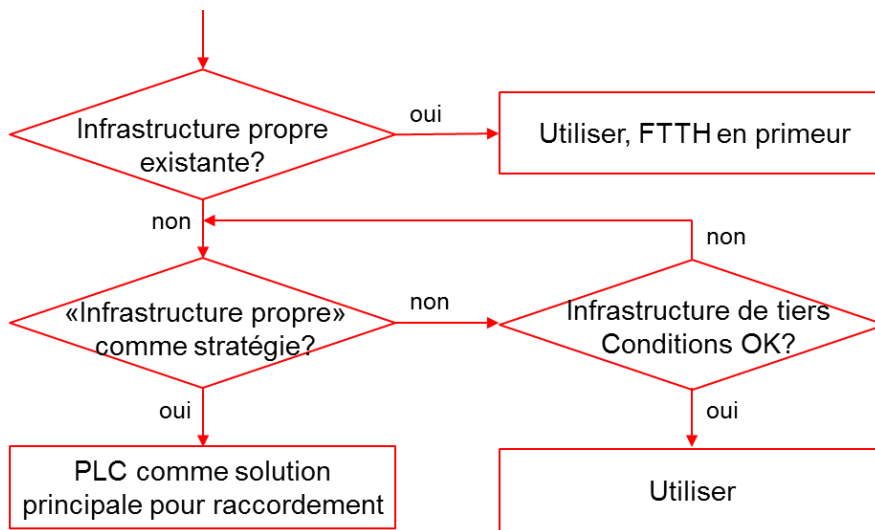
Les réflexions autour du choix de la technologie de communication peuvent être résumées comme suit:

- Pour le raccordement de communication vers l'extérieur, FTTH est le moyen le plus progressif, en particulier si une telle infrastructure est propriété de l'EAE (point de vue des coûts). Mais FTTH est une technologie chère si elle est construite dans le but explicite de la communication.
- Si aucune infrastructure de communication n'existe, il faut se poser la question stratégique de la nécessité d'une infrastructure propre.
- Si l'on doit mettre en place un réseau de communication propre, alors PLC est la solution la meilleure marché pour la communication vers l'extérieur, si aucune autre infrastructure n'existe à côté du réseau électrique. PLC est cependant une technologie complexe.
- GPRS est dans certains cas particuliers une bonne solution de remplacement pour les sites posant problème.

Les deux graphiques suivants présentent le processus de décision illustrant les réflexions ci-dessus. Le premier graphique montre comment procéder pour le choix de la solution principale.

Avec la solution principale choisie pour les raccordements de communication, on ne peut habituellement pas atteindre 100% des installations. Dans des cas particuliers, il faut avoir recours à des solutions de remplacement. Cela signifie que le mode de raccordement doit être contrôlé pour chaque raccordement. Il faut bien sûr éviter tant que possible les exceptions. Dans le cas où PLC a été choisi comme solution principale, le graphique suivant montre le cheminement à suivre pour chaque raccordement.

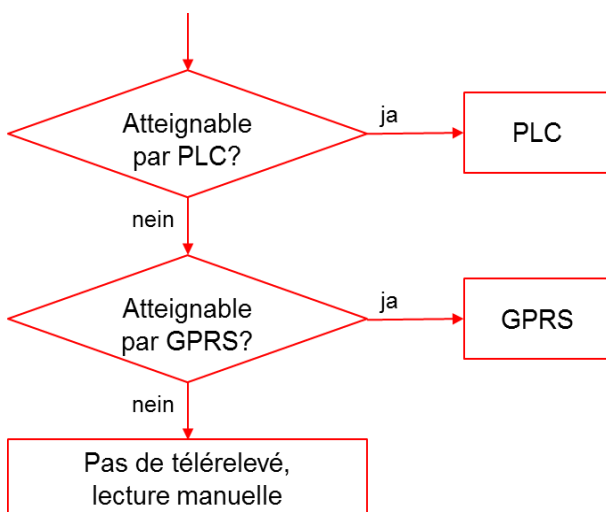
Choix de la solution principale pour la communication



Explication: si une infrastructure de communication propre existe, alors il faut l'utiliser. Dans le cas idéal c'est FTTH. Si aucune infrastructure propre n'est disponible, il faut se poser la question stratégique d'en construire une. Si une telle construction est rejetée, on devrait examiner les infrastructures de tiers.

Si une infrastructure propre est désirable mais pas encore disponible et qu'elle devrait encore être construite, il est conseillé de mettre en place PLC comme solution principale.

Choix de la solution de raccordement individuelle avec PLC comme solution principale



Explication:

Si le raccordement est atteignable par PLC, alors il faut utiliser PLC.

Sinon, il faut examiner GPRS comme solution de remplacement et si cela est possible, l'utiliser.

Si ni PLC ni GPRS ne permettent un raccordement, on doit renoncer à la lecture à distance.

Le bilan et les recommandations de ces recherches sont les suivants:

- Des cas pratiques pour les applications Smart Meter et Smart Grid ont été identifiés. Ils posent diverses exigences à l'infrastructure de communication.
- En simplifiant, on peut dire en résumé que Smart Metering définit la largeur de bande, Smart Grid et de cas en cas une fonction d'affichage définissent la vitesse respectivement les délais de réponse.
- Les fonctions Smart Grid sont prioritaires.
- Dans toute la mesure du possible, il faut couvrir tous les besoins au moyen d'une seule et unique infrastructure de communication.
- Si pour certaines applications cette infrastructure de communication ne suffit pas, il faut définir des exceptions ou extensions correspondantes.
- Il est crucial pour une infrastructure optimale de savoir quelle infrastructure (mode de communication) existe déjà:
 - A) infrastructure de communication existante → utiliser
 - B) aucune infrastructure de communication disponible
 - mettre en place PLC – G3 et – où nécessaire – compléter par services télécom des fournisseurs télécom.
- L'avantage principal de PLC – G3 est que l'infrastructure du réseau électrique est existante. La performance de PLC – G3 dépend du réseau concret. Il faut approfondir l'analyse. Il est conseillé de mettre en œuvre PLC – G3 dans la pratique et de démontrer si possible la performance en dépendance de la configuration du réseau de distribution.
- L'exploitation d'une solution propre doit être organisée.
- Les aspects de sécurité de la technologie informatique (IT) doivent être pris en considération.

Résumé

Le livre blanc de l'association Smart Grid Suisse (VSGS) résume sous forme compacte les bases de Smart Energy, le système électrique intelligent. Les moteurs les plus importants sont l'injection décentralisée, une efficacité énergétique améliorée et une production de courant stochastique. Ensemble, ces trois moteurs engendrent le quatrième, le besoin en information et d'échange de données. Ces moteurs exigent des solutions dans les domaines Smart Grid, Smart Meter, Smart Market ainsi que dans les technologies de l'information et de la communication – ou en résumé de Smart Energy.

Le livre blanc récapitule les répercussions de l'injection décentralisée et les mesures nécessaires pour l'endiguer avec la problématique de l'inversion du sens du flux d'énergie, de la hausse de la puissance, du changement de la puissance de court-circuit et de la modification des perturbations sur le réseau. Les effets majeurs sont les variations de tension et de puissance. Celles-ci sont évaluées quantitativement et représentées globalement pour des réseaux de distribution concrets.

Les réseaux de distribution actuels ne sont pas en mesure d'absorber simplement l'injection PV maximale sans dépassement de limites. Des mesures d'accompagnement sont nécessaires. En simplifiant, on peut affirmer que les transformateurs atteignent en premier lieu leur limite de charge, que le maintien de la tension est pertinent pratiquement partout et que la charge des lignes n'est que rarement un problème général.

Le mix optimal de mesures dépend de la situation à observer. Les mesures envisagées devraient être priorisées comme suit:

1. Limitation, 2. Cos ϕ , 3. Transfo réglable, 4. Renforcement conventionnel.

Une station transformatrice intelligente contribue à l'augmentation de la

disponibilité et de la capacité du réseau. Des solutions intelligentes doivent donc être envisagées comme alternatives à un renforcement conventionnel du réseau.

Dans l'optique d'un rollout de Smart Meters, les exigences minimales ainsi qu'une planification du projet sont présentées. Les Smart Meters connaissent déjà aujourd'hui une diffusion grandissante.

Injection décentralisée, variabilité temporelle, nouveaux acteurs et chaînes de création de valeur mises en réseau modifient le cadre du marché. Cependant, le marché de l'électricité repose sur les réseaux électriques. Afin de minimiser les situations critiques, la priorité doit être allouée à la sécurité d'alimentation, c'est-à-dire à la vision du réseau. Cette réflexion et d'autres qui en découlent ont été résumées en cinq thèses:

- Le marché de l'électricité est orienté selon les capacités du réseau
- Une plus forte gestion des capacités de réseaux est nécessaire
- La gestion des capacités du réseau est prioritaire
- De nouveaux produits influençant le besoin de capacité du réseau sont nécessaires
- Le Smart Market a besoin de règles claires.

Grâce à de bonnes règles de jeu, les investissements se poursuivront de manière optimale.

Pour l'échange plus large d'informations, des solutions intelligentes de communication sont nécessaires. Les domaines de Smart Energy posent diverses exigences à la communication des données, celles-ci devant être couvertes par une infrastructure commune. Elles ont été identifiées grâce à des cas pratiques pour Smart Meter et Smart Grid. Les solutions possibles ont été décrites, évaluées et recommandées, y compris deux arbres de décision pour faciliter le choix de la solution. En simplifiant, on peut dire que Smart Metering définit la

largeur de bande tandis que Smart Grid, le cas échéant avec une fonction de visualisation, définissent la vitesse respectivement les délais de réponse. Les fonctions Smart Grid devront avoir la priorité.

Littérature

- [1] Association Smart Grid Suisse (VSGS): Weissbuch Smart Grid (28. Feb. 2013). http://www.smartgrid-schweiz.ch/Files/publikationen/weissbuch_smart_grid.pdf
- [2] Office fédéral de l'énergie (OFEN): Message relatif à la stratégie énergétique 2050 (4 septembre 2013). <https://www.admin.ch/opc/fr/federal-gazette/2013/6771.pdf>
- [3] Office fédéral de l'énergie (OFEN): [en allemand] Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz; Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten (17. Nov. 2014). <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/37458.pdf>
- [4] Office fédéral de l'énergie (OFEN): Feuille de route suisse pour un réseau intelligent; Pistes vers l'avenir des réseaux électriques suisses (27 mars 2015). <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/38815.pdf>
- [5] Bundesnetzagentur: „Smart Grid“ und „Smart Market“; Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems (Dez. 2011). [en allemand] http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/SmartGrid_SmartMarket/smartgrid_smartmarket-node.html
- [6] Ch. Aichele, O. D. Doleski: Smart Market; Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt, Springer (Mai 2014). O. Krone, M. Bachmann, Smart Market aus Sicht der Schweiz (Kapitel 7, S. 167 ff.) [en allemand]