

**Etude sur la conduite du réseau haute tension des SiL : un pas vers le smartgrid  
Réponse à la motion de M. Pierre-Antoine Hildbrand « Réseaux électriques lausannois  
intelligents : un vrai pas vers la "société à 2000 Watts" »**

*Rapport-préavis N° 2014/24*

Lausanne, le 24 avril 2014

Madame la présidente, Mesdames et Messieurs,

**1. Objet du préavis**

La conduite actuelle des réseaux de distribution d'électricité ne permet pas de répondre aux défis à venir quant aux sources de production et de stockage d'énergie décentralisées. Il s'agit en l'occurrence des productions issues des nouvelles énergies renouvelables dont le nombre d'installations va s'accroître ces prochaines décennies et pour lesquelles des moyens de stockage devront être prévus. Ces nouvelles sources vont déstabiliser l'équilibrage du réseau (offre-demande) et par conséquent, influencer la sécurité d'approvisionnement. Pour garantir celle-ci, des systèmes de surveillance et de conduite de nouvelle génération, basés sur le concept d'un réseau bidirectionnel et sur l'utilisation de synchrophaseurs seront nécessaires. Ils permettront de résoudre cette problématique à l'aide d'un estimateur d'état en temps réel couplé à des points de mesures installés judicieusement dans le réseau de distribution d'électricité.

Conscient de cette évolution incontournable, le Service de l'électricité a décidé de collaborer avec le laboratoire de systèmes électriques distribués de l'EPFL pour réaliser un projet pilote de recherche appliquée dans le réseau à haute tension de la Ville de Lausanne.

Par le présent préavis, la Municipalité sollicite un crédit d'investissement du patrimoine administratif de CHF 670'000.-, y compris frais de personnel interne, pour l'étude et la réalisation du projet pilote intitulé « Estimation en temps réel d'un réseau électrique haute tension au moyen de synchrophaseurs (PMUs) » qui sera en partie compensé par une subvention de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) fixée à ce jour à CHF 336'600.- HT (CHF 363'600.- y compris TVA de 8%). L'investissement net sollicité se monte donc à CHF 333'400.-, constitué uniquement de frais de personnel interne.

La Municipalité répond également à la motion de M. Pierre-Antoine Hildbrand « Réseaux électriques lausannois intelligents : un vrai pas vers la "société à 2000 Watts" ».

## 2. Table des matières

1.	Objet du préavis .....	1
2.	Table des matières .....	2
3.	Smartgrid (réseau intelligent).....	2
3.1.	Evolution dans la conduite des réseaux de distribution .....	3
3.2.	Estimation en temps réel de l'état d'un réseau de distribution.....	3
3.3.	Intégration dans le réseau à haute tension de la Ville de Lausanne.....	4
4.	Aspects financiers.....	5
4.1.	Contribution de l'EPFL – DESL.....	5
4.2.	Subvention de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN).....	5
4.3.	Conséquences sur le budget d'investissement.....	5
4.3.1.	Charges d'investissements .....	5
4.4.	Conséquences sur le budget de fonctionnement.....	6
4.4.1.	Charges de personnel .....	6
4.4.2.	Charges d'exploitation .....	6
4.4.3.	Charges d'intérêt.....	6
4.4.4.	Charges d'amortissement .....	6
4.4.5.	Revenus supplémentaires .....	6
4.4.6.	Tableau récapitulatif .....	6
5.	Réponse à la motion de M. Pierre-Antoine Hildbrand .....	7
5.1.	Rappel de la motion .....	7
5.2.	Réponse de la Municipalité.....	7
5.2.1.	Définition et éléments de contexte.....	7
5.2.2.	Stratégie « smart » et modèle économique.....	9
5.2.3.	Protection des données .....	10
5.2.4.	Stratégie multifluides .....	11
6.	Conclusions.....	11

## 3. Smartgrid (réseau intelligent)

Après la catastrophe nucléaire de Fukushima le 11 mars 2011, la Suisse, par son Conseil fédéral, a décidé d'abandonner progressivement l'énergie nucléaire d'ici 2034. Les documents « Stratégie énergétique 2050 » et « Stratégie Réseaux électriques : concept détaillé dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 » ont été mis en consultation et contiennent un paquet de mesures pour la transformation progressive de l'approvisionnement énergétique et du réseau électrique en Suisse. Parmi ces mesures figure le remplacement de la production d'électricité nucléaire *par des gains d'efficacité et le développement de nouvelles énergies renouvelables (NER)*. Pour cela, le réseau électrique nécessite en parallèle une modernisation et un développement incluant des techniques dites intelligentes et une orientation vers un réseau intelligent (*Smartgrid*). La « Stratégie Réseaux électriques » pose des directives de base pour ces transformations nécessaires dont voici un extrait :

*« Un recours accru aux techniques de mesure, d'information, de communication et de contrôle dans les réseaux de distribution – également pour les consommateurs finaux – est nécessaire pour intégrer de nombreuses injections décentralisées de manière efficiente et sans incidence négative sur la sécurité de l'approvisionnement ».*

Le réseau électrique du futur devra faire preuve d'une intelligence suffisante pour la gestion combinée des sources de production irrégulières, réparties dans le réseau, et des systèmes de stockage dont la gestion devra être judicieuse afin de garantir une surveillance et une conduite sûre, fiable et économique du réseau. En plus de s'intégrer dans le contexte en effervescence des Smartgrids, ce projet représente une première avancée très importante<sup>1</sup> dans le domaine de l'estimation d'état en temps réel d'un réseau de distribution en fonctionnement (ce type d'équipement est déjà utilisé pour le réseau de transport).

<sup>1</sup> Actuellement, il n'y a aucun équipement compatible avec les normes internationales de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) traitant spécifiquement de l'utilisation de PMUs dans les réseaux électriques. Au niveau

### 3.1. Evolution dans la conduite des réseaux de distribution

La conduite actuelle des réseaux de distribution ne permet pas de répondre aux défis à venir quant aux sources de production et stockage décentralisées. Afin de garantir la sécurité d’approvisionnement, des systèmes de surveillance et de conduite de nouvelle génération doivent être étudiés et mis en place. Les réseaux de distribution dans lesquels les sources énergétiques (sources de production et de stockage décentralisés, charges) sont activement surveillées et contrôlées par un *Energy Management System (EMS)* afin d’atteindre des objectifs de gestion d’exploitation optimale appelés *Active Distribution Networks (ADNs)*. Les fonctions dites *avancées* intégrées dans ces systèmes requièrent la connaissance de l’état du réseau de manière continue et en temps réel. Les applications typiques de ces fonctions en temps réel sont les suivantes : contrôle optimal de tension, gestion de la congestion, détection et localisation des défauts, minimisation des pertes, équilibre de charge. Cette dernière décennie a été marquée par l’utilisation de Phasor Measurement Units (PMUs) pour le monitoring des réseaux de transport à des fins de surveillance, de contrôle et d’optimisation des performances notamment dans les domaines de la stabilité des systèmes et de l’estimation d’état. Au vu de l’évolution progressive des réseaux de distribution de l’état passif à l’état l’actif, il est fortement probable qu’un déploiement et une utilisation massive de PMUs dans ces réseaux améliorera considérablement leur gestion opérationnelle.

L’Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL), par son Laboratoire des systèmes électriques distribués (DESL) et avec le groupe Power Systems (PWRS), effectue des recherches portant sur les processus de monitoring et de contrôle des réseaux électriques. Le Service de l’électricité des SiL, par son Centre d’exploitation de Pierre-de-Plan (CEPP), responsable de la surveillance et de la conduite du réseau de distribution d’électricité, souhaite mettre à disposition une partie de son réseau et apporter son expertise à la recherche précitée dans le but d’évaluer les ressources qui permettraient une gestion plus efficace de son réseau, à court, à moyen et à long terme. Les sujets de collaboration envisagés entre avec l’EPFL sont les suivants :

- localisation des défauts ;
- étude du comportement du réseau en présence de futures sources de production et de stockage distribuées (dynamique lente et rapide) ;
- évaluation de la coordination des dispositifs de protection (HT/MT) dans le cas d’une présence massive de sources de production décentralisées ;
- monitoring réparti dans le réseau à moyenne tension des SiL (11.5kV).

En sus de la technologie des PMUs, les sujets de recherche précités s’appuieront sur l’utilisation d’une infrastructure de simulation consistant en un simulateur numérique en temps réel (*Real Time Simulator, RTS*) qui est installé dans le laboratoire de systèmes électriques distribués (DESL) de l’EPFL. Au terme de ce projet pilote, toute l’installation déployée dans le réseau à haute tension restera en place et permettra, entre autres, à l’EPFL et aux SiL de poursuivre la collaboration sur les sujets de recherche précités. Une telle installation de ces PMUs pourrait s’étendre demain au réseau à moyenne tension des SiL.

### 3.2. Estimation en temps réel de l’état d’un réseau de distribution

L’estimation d’état est un outil d’aide essentiel pour l’exploitation en temps réel des réseaux électriques bidirectionnels. Ses résultats permettent d’alimenter une base de données ayant pour but de favoriser une meilleure surveillance de l’état du réseau et l’utilisation de fonctions de haut niveau telles que l’analyse de sécurité, l’optimisation du flux de charge (optimal loadflow), le dispatching économique des sources de production, l’évaluation des pertes d’énergie, le contrôle des transits de puissances réactives et des profils de tensions.

De nos jours, la fréquence d’utilisation d’une estimation d’état est typiquement d’une fois toutes les 10-15 minutes. Cependant, les recherches actuelles menées au sein des entités DESL et PWRS visent à

---

mondial, selon le National Institute of Standards and Technology (NIST) américain, le seul « Phasor Measurement Unit » conforme avec les standards internationaux est le PMU développé à l’EPFL.

mettre au point un estimateur d'état opérant en temps réel, à savoir que tout le processus de l'estimation d'état s'exécute en quelques dizaines/centaines de millisecondes. Ce nouvel outil repose non seulement sur une technologie hardware d'avant-garde mais aussi sur l'utilisation d'algorithmes numériques très performants. Au niveau hardware, le DESL s'appuie sur l'utilisation massive d'un prototype de PMU qu'il développe en ce moment et ayant les caractéristiques de performances escomptées ainsi que sur le simulateur haute performance qui permet la simulation en temps réel.

### 3.3. Intégration dans le réseau à haute tension de la Ville de Lausanne

L'infrastructure que les SiL souhaitent mettre à disposition du DESL et du PWRs pour l'installation de la solution précitée est le réseau à haute tension 125 kV de la Ville de Lausanne qui comporte sept postes de transformation et 11 liaisons majoritairement câblées (Figure1). Le réseau comporte deux points d'injection 220/125 kV aux postes de Banlieue-Ouest et de Romanel. Ce dernier doit être rénové<sup>2</sup> et sera doté à l'horizon 2017-18 d'une transformation 380/220 kV. Les postes Banlieue-Ouest, Galicien et Pierre-de-Plan sont les trois points d'injection en 50kV et les postes de Boisy, Bellefontaine, Sébeillon et Pierre-de-Plan sont des postes de transformation 125/11.5 kV.

L'installation des PMUs ne concerne que la partie 125 kV des stations de transformation et plus précisément les liaisons. Tous les départs liaisons 125 kV seront donc équipés des modules de mesure de tension et courant afin d'assurer la redondance des mesures et une bonne observabilité du réseau, conditions nécessaires pour la précision et la fiabilité de l'estimation d'état. La capacité du PMU à traiter 24 signaux restreint à huit les équipements à installer, à savoir un par poste sauf à Romanel où deux PMUs sont nécessaire pour les 36 signaux à mesurer. Pour les futures installations industrielles, il est important de mentionner qu'il ne sera pas nécessaire d'équiper tous les départs du réseau. Les travaux actuels sur l'optimisation des emplacements de mesure montrent que l'installation sur environ 50% des nœuds est suffisante. Dans le cadre de ce projet, tous les départs seront équipés en vue de connaître l'état exact du système à des fins de démonstration des capacités de l'estimateur d'état.

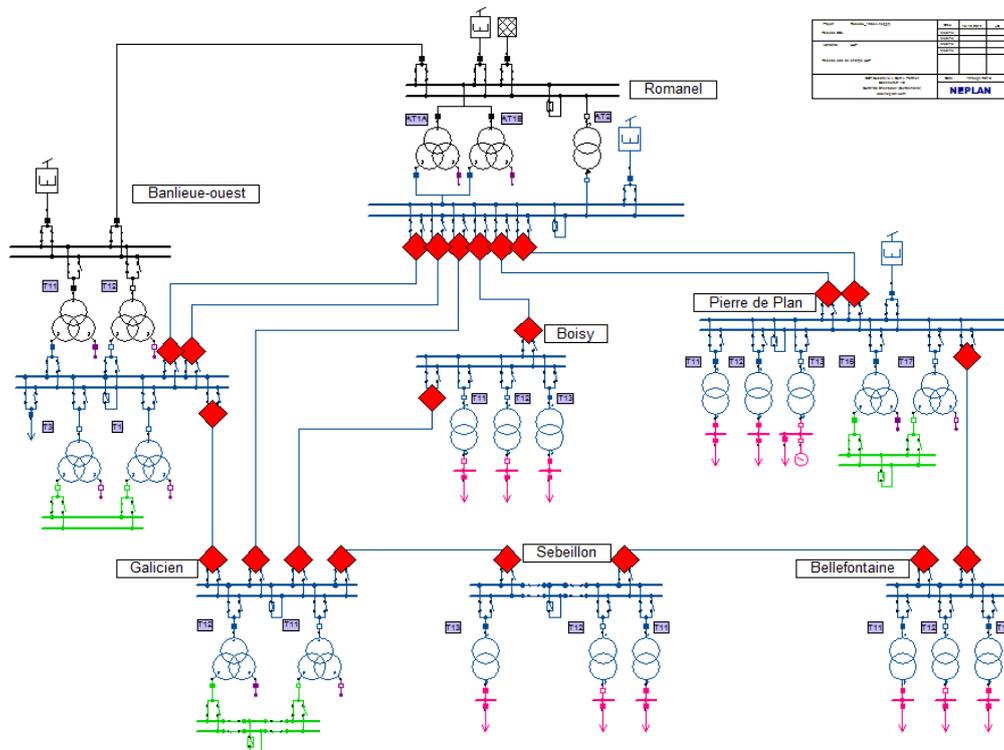


Figure 1 – Emplacements prévus des PMUs (◆) dans le réseau 125 kV des SiL

<sup>2</sup> Voir préavis N° 2014/22 « Rénovation du poste de couplage et de transformation 220/125 kV de Romanel », en cours de traitement par votre Conseil.

## 4. Aspects financiers

Dans sa phase pilote, ce projet ne permet pas de réaliser des économies immédiates. A terme, une meilleure gestion du réseau devrait permettre d'optimiser l'offre et la demande et de réaliser des économies énergétiques et d'assurer une meilleure maîtrise de la gestion bidirectionnelle des réseaux.

### 4.1. Contribution de l'EPFL – DESL

La contribution du DESL consiste à mettre à disposition, sans contre partie, son savoir ainsi que tous les logiciels destinés à l'enregistrement des mesures, aux traitements de celles-ci et à leur analyse. Ce projet pilote permettra à des étudiants d'effectuer des projets ou des thèses. En fonction des résultats obtenus, des publications sont prévues dans des revues spécialisées ou dans le cadre de conférences.

### 4.2. Subvention de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN)

Sur la base du contrat de recherche établi entre les SiL et le DESL, une requête a été déposée, au nom des SiL, en décembre 2013 auprès de l'OFEN pour solliciter une subvention dans le cadre des soutiens accordés aux projets pilotes et de démonstration. L'OFEN a donné son accord en date du 24 février 2014. Le versement de cette somme fait l'objet d'un contrat de subvention et de conditions stipulant l'engagement des bénéficiaires en termes de responsabilité du projet et de l'administration de celui-ci.

Cette subvention est fixée au maximum à 40% des coûts effectifs du projet et sera calculée en fonction des charges effectives du projet. A ce jour, elle est fixée à CHF 363'600.- y compris TVA, soit CHF 336'600.- HT.

### 4.3. Conséquences sur le budget d'investissement

#### 4.3.1. Charges d'investissements

Le crédit d'investissement sollicité se monte à CHF 670'000.- et se répartit comme suit :

Matériel (PMU)	170'000.-
Main-d'œuvre interne	500'000.-
<b>Total (HT)</b>	<b>670'000.-</b>

Ce montant sera en partie compensé par la subvention de l'OFEN, laquelle sera portée en recettes d'investissement.

L'échelonnement prévu des dépenses est le suivant :

(En millier de francs)	2014	2015	2016	2017	2018	Total
Dépenses d'investissement	100.0	70.0	0.0	0.0	0.0	170.0
Frais de personnel interne	120.0	200.0	130.0	50.0	0.0	500.0
<b>Investissement total</b>	<b>220.0</b>	<b>270.0</b>	<b>130.0</b>	<b>50.0</b>	<b>0.0</b>	<b>670.0</b>
Recettes d'investissement (OFEN)	-220.0	-70.4	0.0	-46.2	0.0	-336.6
<b>Total net</b>	<b>0.0</b>	<b>199.6</b>	<b>130.0</b>	<b>3.8</b>	<b>0.0</b>	<b>333.4</b>

Ce projet ne figure pas au Plan des investissements pour les années 2014 à 2017. L'investissement net de CHF 333'400.- n'étant constitué que de frais de personnel interne avec une imputation de revenus équivalente comptabilisé sur le budget de fonctionnement, il n'a pas d'impact sur le plafond d'endettement.



## 5. Réponse à la motion de M. Pierre-Antoine Hildbrand

### 5.1. Rappel de la motion

La motion de M. Pierre-Antoine Hildbrand relève que l'augmentation des sources de production d'électricité décentralisées, les besoins de véhicules électriques, la gestion optimale de certaines activités (chauffe-eau, lave-linge, etc.) et l'augmentation des capacités de stockage et de la gestion de ces stocks impliqueront à moyen-terme une évolution technique du réseau permettant une gestion plus fine, soit une évolution vers un réseau qualifié d'intelligent (« smart grid »). Cette évolution passe par la mise en place de compteur électrique « communiquant » ou « intelligent » (« smart meter »).

La motion demande à la Municipalité de bien vouloir présenter :

1. « Une stratégie relative à la mise en place sur le territoire lausannois de réseaux électriques intelligents, équipés de compteurs communiquant la consommation, la production voire l'état de stockage ;
2. Une étude d'un modèle économique pour les Services industriels, les fournisseurs, les consommateurs et les pouvoirs publics sur la prise en charge des coûts des compteurs et des investissements dans le réseau ;
3. Une étude de la protection des données ainsi collectées afin de respecter la sphère privée des citoyens, des habitants et des entreprises ;
4. L'extension de ces réflexions aux compteurs d'eau et de gaz naturel et l'utilisation pour le faire, par exemple, de la fibre optique ».

### 5.2. Réponse de la Municipalité

#### 5.2.1. Définition et éléments de contexte

Actuellement, les réseaux électriques sont conçus de manière hiérarchisée (réseau de transport, réseaux haute puis moyenne tension et enfin réseau basse tension de distribution au client final) et essentiellement unidirectionnel. Cette structure découle du mode d'approvisionnement qui était, jusqu'à la fin du siècle passé, essentiellement assuré par de grandes centrales de production hydraulique et nucléaire ainsi que par des importations de courants. Cette situation est en train de changer notamment avec le développement des nouvelles énergies renouvelables grâce au système fédéral de rétribution à prix coûtant : des milliers de sources de production décentralisées de petites puissances injectent désormais de l'énergie en tout point du réseau (en particulier avec les centrales solaires photovoltaïques sur les bâtiments).

Les nouveaux usages de l'électricité (mobilité individuelle électrique en particulier), la nécessité de stabiliser puis de réduire la consommation, l'arrivée de nouveaux services (agrégation d'effacement diffus, stockage) et de nouveaux acteurs (télécoms) sont également des éléments qui viennent modifier les variables à prendre en compte dans la gestion du réseau pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

Dans un réseau électrique, l'énergie injectée doit à chaque instant être égale à l'énergie soutirée. Pour pouvoir continuer d'assurer cet équilibre pour un réseau soumis à plus de variables, l'interaction entre la production, la consommation et le stockage doit devenir plus intelligente. Le réseau intelligent est donc considéré comme un des éléments nécessaires de la transition énergétique.

Il existe de nombreuses définitions du smart grid. L'Association Smart Grid Suisse, regroupant plusieurs grands distributeurs suisses, reprend celle de l'Agence fédérale allemande des réseaux (Bundesnetzagentur-BNetzA), qui fait une différenciation claire entre « smart grid » et « smart market ». Les questions relatives à la capacité du réseau sont traitées dans le « grid » et les questions relatives aux quantités d'énergie sont traitées dans le « market ».

Le régulateur allemand de l'énergie définit ces deux concepts de la manière suivante :

- smart market : le marché intelligent concerne les volumes d'énergie et les services associés qui sont échangés entre les participants du marché sur la base de la capacité de réseau disponible. Ce marché concerne les producteurs, les consommateurs et les nouveaux fournisseurs de services (par exemple : fournisseurs de services d'efficacité énergétique, agrégateurs d'effacement). Le « smart market » implique des choix de la part du consommateur ;
- smart grid : le réseau électrique conventionnel deviendra un smart grid en modernisant son utilisation des technologies de l'information et de la communication, de comptage, de contrôle, de régulation et d'automatisation. Grâce à l'utilisation accrue de ces technologies, l'état du réseau pourra être connu en temps réel et de manière beaucoup plus fine qu'actuellement de sorte à optimiser la gestion du réseau.

On peut encore relever que la majorité des fonctionnalités nécessaires à un réseau intelligent ne nécessite pas de compteurs intelligents, qui permettent de suivre l'état du réseau au niveau du consommateur uniquement. Les synchrophaseurs, qui font l'objet de la première partie du présent rapport préavis, sont en revanche incontournables<sup>3</sup>.

Au niveau des dispositifs de comptage évolués, on distingue deux niveaux :

- le compteur télérelevé ou automated meter reading (AMR) : c'est un compteur qui dispose d'une technologie dite AMR permettant un télérelevé automatisé. Il permet une remontée d'information du compteur vers l'opérateur. Ce type de compteur est souvent paramétrable à distance, mais il est unidirectionnel. Il ne permet pas d'envoyer un feedback au client ou à un système automatisé lui appartenant. Il n'est, dès lors, pas considéré comme un compteur intelligent ;
- le compteur télérelevé évolué (compteur intelligent) ou automated meter management (AMM) : c'est un compteur de type AMR disposant de prestations complémentaires telles que la communication bidirectionnelle. D'autres fonctions sont parfois associées au compteur intelligent : enclenchement / déclenchement de consommateurs (contrôle de la charge), remplacement de la télécommande centralisée actuellement en fonction, commutation ou limitation de l'ensemble de la consommation électrique du point de raccordement.

Il n'existe pas actuellement de consensus international sur les caractéristiques minimales que doit posséder un compteur intelligent (AMM). Dans son *Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (Révision du droit de l'énergie) et à l'initiative populaire fédérale « Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative "Sortir du nucléaire") »* du 4 septembre 2013, le Conseil fédéral propose de se réserver le droit d'édicter les exigences techniques minimales en la matière.

Une évolution est également en cours dans l'automatisation et le contrôle des maisons et des bâtiments. Que cela soit au travers de la domotique ou de système de contrôle, les bâtiments vont aussi évoluer vers des bâtiments intelligents. Ces derniers sont équipés d'un système pour automatiser et améliorer le confort domestique et réduire la consommation d'énergie. Une installation domotique permet de contrôler à distance différents appareils (éclairage, volets et stores, chauffage, climatisation). Ces services sont réalisés au moyen de « smart box » qui permettent de contrôler différents périphériques (prises, stores, thermostats réglables, caméras) et de se connecter à une plateforme de contrôle via smartphones, tablettes ou ordinateurs.

Au niveau international, de nombreux acteurs, dont les sociétés de télécommunication, se lancent sur ce marché. En Suisse, Swisscom propose déjà une offre dans ce domaine (*Quing home* pour la domotique et *Besmart* pour l'effacement diffus qui permet de participer au réglage du réseau par la déconnexion des chauffes-eau et des pompes à chaleur des particuliers qui participent à ce marché).

---

<sup>3</sup> Le *Livre blanc* du 28 février 2013 de l'Association Smart Grid Suisse définit ainsi le smart grid : « Souvent, le terme "Smart Grid" désigne la totalité des modifications attendues des réseaux électriques. En font partie les capteurs supplémentaires pour la saisie de l'état du réseau et les nouveaux éléments actifs pour la conduite. Les capteurs et les éléments actifs sont connectés à une infrastructure de communication et généralement à une logique de commande centralisée (centre de conduite). Ces composants sont de plus en plus utilisés aux niveaux de réseaux inférieurs. L'interaction intelligente entre tous ces éléments d'infrastructure doit permettre une gestion optimale et efficace des situations complexes dans les réseaux électriques » (p. 10).

Au niveau européen, on constate que les pays qui se sont équipés les premiers en compteurs intelligents l'ont fait en raison d'une obligation légale (Suède) ou d'une rentabilité démontrée (Italie). Pour le reste de l'Europe, l'heure est encore à l'expérimentation et aux projets pilotes. Les buts de ces projets ont généralement pour buts de :

- démontrer les économies d'énergies réalisables ;
- sonder l'intérêt des clients ;
- estimer les coûts de déploiement, la durée, les problèmes potentiels ;
- évaluer les gains en matière de gestion du réseau.

On constate des différences importantes entre les pays selon que le distributeur d'énergie est unique (France, Italie) ou pas (Suède). La France et l'Italie ont choisi d'installer un seul type de compteur, fabriqué sur mesure. Dans le cas de la Suède, chaque gestionnaire de réseau (plus de 150 dans le pays) a choisi un type de compteur selon les exigences minimales légales et les besoins supplémentaires qu'il a identifiés.

Au niveau suisse, on constate qu'aucun gestionnaire de réseau ne s'est lancé dans un déploiement massif de compteurs intelligents. Certains gestionnaires de réseau, tels que EKZ et IWB, planifient l'introduction progressive des compteurs sur leur réseau. La majorité en est au stade de projets pilotes. Les tests portent sur la technologie de transmission de l'information (courant porteur (CLP), ondes radio (GPRS), ou internet (IP)) et comportent souvent un volet comportemental. Un des buts est notamment de vérifier si des économies d'énergies peuvent être induites et, si oui, par quel biais. Les premiers projets pilotes montrent que les économies réalisées sont faibles (3-4%) et inférieures à ce qui avait été escompté (5-6%) par l'OFEN dans son étude *Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz* du 17 novembre 2009.

Au niveau des SiL, plus de 1'000 compteurs intelligents ont été installés pour réaliser des tests portant sur différentes technologies. L'absence de normes pour les protocoles de communication et d'interopérabilité est un problème important. Chaque type de compteur nécessite l'utilisation d'une plateforme spécifique pour la transmission de l'information. Sur le volet comportemental, un projet est en gestation qui sera proposé au Conseil communal une fois finalisé. A relever également qu'un test de smart box est également en cours.

### 5.2.2. Stratégie « smart » et modèle économique

Pour un gestionnaire de réseau, les compteurs smart présentent des intérêts multiples, à la fois techniques et commerciaux. Comme déjà relevé, les exigences techniques minimum ne sont pas encore connues. La technologie actuelle offre toutefois déjà des fonctionnalités propres à faciliter le travail d'un gestionnaire de réseau, aussi bien pour les aspects commerciaux que d'exploitation :

- facturation de la consommation par décompte uniquement ;
- relevé à distance des consommations ;
- lecture au quart d'heure des index ;
- détection d'intrusion ou de fraude ;
- facilitation de la gestion des déménagements-emménagements ;
- facilitation de la gestion du contentieux par la connexion-déconnexion des clients à distance et le contrôle et la limitation de charges à distance.
- paramétrage à distance des compteurs, changement de tarif
- consolidation de la consommation du réseau par zone ;
- rapports au groupe bilan facilités ;
- prévisions des consommations affinées ;

- détection de perte de réseau facilitée ;
- mesures électriques diverses (tension, courant, etc.).

Le coût d'un déploiement complet des compteurs intelligents (près de 120'000 compteurs) sur la zone de desserte des SiL dépendra des fonctionnalités minimales qui seront définies par la Confédération. Pour l'évaluation de la rentabilité de cette opération, les SiL ont estimé ce coût à environ CHF 80 millions pour un matériel permettant également la transmission des informations des compteurs de chaleur et d'eau et pris l'hypothèse d'un déploiement sur huit ans. Cette analyse a montré que les gains d'exploitation ne permettent pas, et de très loin, de compenser les coûts engendrés<sup>4</sup>.

Le *Message* du 4 septembre 2013 de la Confédération (p. 81) prévoit de modifier l'article 15, alinéa 1, de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl)<sup>5</sup> en le complétant de manière à ce que, outre les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace, les coûts de capital (notamment les coûts d'acquisition et d'installation) et les coûts d'exploitation des systèmes de mesure intelligents chez le consommateur final prescrits par la loi soient aussi imputables.

Le message indique encore : « Il importe de fixer des exigences techniques minimales pour les systèmes de mesure intelligents chez le consommateur final, afin d'empêcher que l'on investisse dans une technologie de comptage intelligent incapable de générer l'utilité recherchée. Associées à d'autres adaptations (par exemple, la conception de produits novateurs pour la bourse de l'électricité et de nouvelles offres pour les clients finaux), les mesures prises dans le domaine du comptage intelligent et du réseau intelligent constituent la base qui permettra de rendre le marché de l'électricité viable à l'avenir » (p. 81).

La stratégie en matière de compteur électrique sera définie par la Confédération, de même que le modèle financier. Les SiL estiment que les tests réalisés à ce jour ont permis d'acquérir une expérience suffisante en la matière et maintiennent une veille technologique dans ce domaine.

Dans l'attente que le contexte légal soit précisé, les SiL répondront favorablement aux propriétaires qui demandent la pose de compteurs intelligents. Toutefois, les coûts supplémentaires d'acquisition et de transmission des informations feront l'objet d'une facturation, tant qu'ils ne seront pas reconnus légalement comme des coûts imputables au réseau de distribution.

Comme le montre la première partie du présent rapport-préavis, les SiL procèdent également au test de matériel qui permettra de faire évoluer le réseau actuel vers une gestion plus fine et flexible.

### 5.2.3. Protection des données

Du fait que les compteurs intelligents génèrent des informations détaillées sur la consommation d'énergie des consommateurs finaux, la problématique de la protection des données personnelles et de la sphère privée est potentiellement un frein à l'installation des compteurs intelligents.

En Suisse, la protection des données est régie par la loi fédérale du 19 juin 1992 sur la protection des données (LPD). Les dispositions complémentaires sont définies dans l'art. 10 de la LApEl<sup>6</sup>. La situation des SiL présente une particularité, car la Commune de Lausanne n'est pas soumise à la loi fédérale sur la protection des données, mais à la loi vaudoise sur la protection des données personnelles du 11 septembre 2007 (LPrD), dont le contenu est relativement proche de celui de la loi fédérale. La soumission à la loi cantonale a pour principale conséquence que le contrôle du respect de la problématique de la protection des données est effectué par le préposé cantonal à la protection des données personnelles et à la transparence et non par le préposé fédéral.

---

<sup>4</sup> Le rapport final *Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz* de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) du 5 juin 2012 considère une introduction généralisée du Smart Metering comme rentable du point de vue macroéconomique : les coûts supplémentaires de CHF 1 milliard seraient largement compensés par des économies d'électricité chez les clients finaux de l'ordre de CHF 1.5 à 2.5 milliards.

<sup>5</sup> LApEl, art. 15, al. 1 : « Les coûts de réseau imputables englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace. Ils comprennent un bénéfice d'exploitation approprié ».

<sup>6</sup> LApEl, art. 10, al. 2 : « Sous réserve des obligations de renseigner prévues par la loi, les informations économiques sensibles obtenues dans le cadre de l'exploitation des réseaux électriques doivent être traitées confidentiellement et ne pas être utilisées dans d'autres secteurs d'activité par les entreprises d'approvisionnement en électricité ».

Les données de consommation relevées par un gestionnaire de réseau sont la propriété du client final et doivent être traitées de manière confidentielle. La collection et la transmission de ces données ne peuvent intervenir sans l'accord du client. Le gestionnaire de réseau doit en outre faire le nécessaire afin de garantir que des tiers non habilités n'ont pas accès aux données collectées et traitées. Cela s'applique à la lecture automatique sécurisée, à l'envoi des données ou encore à l'accès à l'appareil lui-même.

En 2011, le préposé fédéral à la protection des données et à la transparence s'est saisi de la question de l'utilisation de compteurs électriques intelligents et a émis une recommandation à ce sujet. A cette occasion, il a mis en avant les buts du recours à ce type de compteurs, à savoir la possibilité d'établir des pronostics précis concernant les besoins en énergie et des impératifs liés à la facturation. Selon sa conception, ces informations détaillées ne devraient pas automatiquement être transmises au fournisseur d'énergie ou à l'exploitant de réseau, car des données moins détaillées leur suffisent compte tenu du but recherché par le recours à ce système de compteur.

Le préposé fédéral recommande également d'informer de manière claire et détaillée les personnes concernées au sujet du but de la collecte et du traitement des données. Une information doit également être donnée si les données sont destinées à être transmises à des tiers pour traitement.

La recommandation du préposé fédéral doit être prise en considération, même si la Commune de Lausanne est soumise au contrôle du préposé cantonal qui ne s'est pas encore prononcé sur cette question<sup>7</sup>. Une prise de position de ce dernier sera nécessaire avant de procéder à un déploiement généralisé de compteurs intelligents.

#### 5.2.4. Stratégie multifluides

Les SiL sont convaincus que l'utilisation de données multifluides pour le développement de prestations supplémentaires aux clients finaux présente un avantage concurrentiel. Plusieurs tests multifluides ont été réalisés dans le domaine du comptage intelligent. Les données de comptage de la chaleur et de l'eau doivent transiter par le compteur électrique pour être remontées par la même liaison vers les systèmes informatiques des SiL. Là également, les problèmes de compatibilité des protocoles de transmissions sont apparus comme importants. Le choix des compteurs électriques intelligents se fera de sorte à garantir la possibilité de remonter des informations multifluides, pour autant que les modèles disponibles sur le marché en fonction des exigences fédérales à venir le permettent.

## 6. Conclusions

Fondée sur ce qui précède, la Municipalité vous prie, Madame la présidente, Mesdames et Messieurs, de bien vouloir prendre les résolutions suivantes :

*Le Conseil communal de Lausanne,*

vu le rapport-préavis n° 2014/24 de la Municipalité, du 24 avril 2014 ;

ouï le rapport de la Commission nommée pour examiner cette affaire ;

considérant que cet objet a été porté à l'ordre du jour,

*décide*

1. d'allouer à la Municipalité un crédit d'investissement du patrimoine administratif de CHF 670'000.- pour l'acquisition des équipements techniques destinés à l'étude et à la réalisation du projet pilote « Estimation en temps réel d'un réseau électrique haute tension au moyen de synchrophaseurs (PMUs) » ;

---

<sup>7</sup> La loi vaudoise sur la protection des données (LPrD) prévoit à son article 5 que des données personnelles ne peuvent être traitées que si une loi au sens formel le prévoit expressément ou si l'accomplissement d'une tâche clairement définie dans une loi au sens formel l'exige absolument.

2. de porter la subvention de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) fixée à ce jour à CHF 363'600.- (y compris TVA de 8%), soit 40% du coût prévu du projet (la contribution finale sera fonction des coûts effectifs de réalisation) en amortissement du crédit demandé sur la rubrique 660 ;
3. d'autoriser la Municipalité à calculer et enregistrer la charge d'amortissement en fonction des dépenses réelles sur les rubriques 331 du Service de l'électricité des SiL ;
4. d'approuver la réponse à la motion de M. Pierre-Antoine Hildbrand « Réseaux électriques lausannois intelligents : un vrai pas vers la "société à 2000 Watts" ».

Au nom de la Municipalité :

Le syndic :  
Daniel Brélaz

La secrétaire adjointe :  
Sylvie Ecklin