

« Info Berlin N°6 – Juillet 2010 »

Par M. Joël Guidez, Conseiller CEA à l'Ambassade de France à Berlin

Et Melle Claire Vaille, Volontaire International.

## Les Smart Grids

### L'instauration d'un réseau intelligent en Allemagne – contexte et perspectives

La consommation sur un réseau électrique varie dans la journée, suivant les saisons et suivant les événements climatiques. Par exemple, en France, la variation journalière est d'environ 17 GW<sup>1</sup> et la consommation hivernale est environ double de celle de l'été. En 2009<sup>2</sup> la consommation maximale a été de 92,4 GW<sup>3</sup> pour une consommation minimale de 31,4 GW<sup>4</sup>.

Le suivi de ces fluctuations de besoins par le réseau de production va encore devenir plus difficile avec la montée en puissance des énergies renouvelables.

En Allemagne ces énergies renouvelables ont atteint en 2009 17,6 % de la production électrique, dont 1% pour le solaire et 7,6% pour l'éolien. Ces énergies renouvelables ont représenté sur l'année la production de 6 EPR sur un réseau qui correspondrait à la production d'environ 42 EPR. Par contre la production pic théorique maximale de ces énergies renouvelables était de 21 EPR.

Ceci montre bien la difficulté croissante d'adéquation entre les besoins du réseau et une production de plus en plus fluctuante.

Les Smart Grids (voir annexe B) constituent une des réponses à ce problème.

Les essais d'adéquation entre la consommation et la production ne sont pas nouveaux, et on connaît tous par exemple les compteurs avec tarifs préférentiels heures creuses, permettant d'essayer de mieux lisser les demandes de consommation.

Les Smart Grids ont un objectif plus ambitieux de communication entre producteur et consommateur, permettant connaissance et interaction.

Quels avantages potentiels ?

Les compteurs intelligents correspondants vont permettre au producteur de mieux suivre et de mieux comprendre les consommations effectuées. Les relevés de compteur peuvent

<sup>1</sup> Cf données de consommation en temps réel de 2009 : <http://www.rte-france.com/fr/developpement-durable/maitriser-sa-consommation-electrique/consommation-production-et-contenu-co2-de-l-electricite-francaise>

<sup>2</sup> Consommation intérieure totale en 2009: 486,4 TWh, soit une baisse de 1,6% par rapport à 2008 (source: RTE 2009)

<sup>3</sup> Pointe de puissance instantanée en France métropolitaine le 07/01/2009 - 2.035 GWh. [http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf\\_zip/publications-mensuelles/aperçu\\_energie\\_elec\\_2009\\_12.pdf](http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-mensuelles/aperçu_energie_elec_2009_12.pdf)

<sup>4</sup> Minimum de puissance instantanée en France le 09/08/2009 - 903 GWh.

alors s'effectuer à distance et les facturations être établies sur une consommation réelle et non prévisionnelle.

Certaines consommations pourraient être anticipées ou différées suivant les conditions prévisionnelles. En cas de difficultés les délestages pourraient être ciblés.

Pour le consommateur, ils vont permettre de mieux connaître ses postes de consommation, avec d'éventuelles économies à la clé par suppression de certains gaspillages ou par utilisation de tarifs préférentiels. Des possibilités domotiques de contrôle à distance sont aussi facilitées.

De manière générale, le remplacement progressif des énergies fossiles par l'énergie électrique, en particulier les batteries pour voitures électriques, va rendre cette communication de plus en plus nécessaire.

Quelle technologie ?

On est dans le domaine de la communication et de nombreuses technologies se disputent ce marché encore expérimental. Pour résumer le but est d'avoir le maximum d'informations et de possibilités d'interactions, mais pour un coût minimal.

Dans ce contexte où même les spécifications sont encore floues, chaque distributeur développe son boîtier expérimental et la technologie correspondante. Les annexes C et G résument quelques projets en cours d'installation en France et en Allemagne.

Quel modèle économique ?

Le but final est d'obtenir globalement, par la meilleure adéquation production/consommation, des gains économiques en productivité, fiabilité, investissement, etc.

Par contre ces compteurs ont un coût d'investissement et d'exploitation.

Le modèle économique reste donc à définir pour savoir qui investira et qui profitera en final des gains obtenus entre le consommateur, le producteur et le distributeur.

Le système actuel de concurrence, qui multiplie les acteurs, ne facilite pas aujourd'hui l'émergence d'un modèle économique simple et reconnu.

En France on trouvera en annexe G le projet Linky et ses 300.000 compteurs d'ici 2011. On y trouvera aussi le dispositif de régulation à distance testé par EDF pour la région de Bretagne.

Et l'Allemagne ?

De par sa position en pointe dans l'utilisation de l'énergie solaire et éolienne, l'Allemagne est extrêmement concernée par la mise en place des Smart Grids. Le programme E-Energy (annexe C) y a été lancé dans six régions pilotes. Des connexions ont été établies avec les projets initiés par le programme E-Mobility (annexe E), pour les véhicules électriques. Par ailleurs, la décentralisation de la production électrique requiert le développement de la recherche sur le concept de centrales virtuelles (annexe D). Enfin, l'intermittence de l'offre énergétique renouvelable incite les chercheurs à se pencher également sur les techniques de stockage de l'énergie (annexe F).

En conclusion, la montée des énergies renouvelables et des nouveaux modes de consommation (batteries électriques pour voitures) vont rendre les Smart Grids de plus en plus indispensables.

De nombreuses voies de recherche existent tant sur la technologie que sur les modèles économiques. Elles se concluent souvent par des projets pilotes et des situations expérimentales, dont on trouvera un bilan dans les annexes jointes.

Merci et bonne lecture

## Sommaire des annexes

<b>Annexe A : La décentralisation de l'approvisionnement énergétique : une nécessité, mais qui appelle de nouveaux défis</b> .....	<b>4</b>
1. Les atouts d'un approvisionnement énergétique décentralisé .....	4
2. Mais de nouveaux défis énergétiques à relever .....	4
<b>Annexe B : Les Smart Grids, ou réseaux électriques intelligents</b> .....	<b>5</b>
1. Gestion de la charge ("Demand response") : .....	5
2. Enjeux liés aux systèmes intelligents .....	5
3. Le compteur électrique numérique : Smart Meter .....	5
4. Les Smart Grids (Réseaux électriques intelligents) : .....	6
5. Le modèle anglosaxon des Smart Grids : le "prosommateur" .....	6
<b>Annexe C : Le programme allemand E-Energy</b> : .....	<b>7</b>
1. Présentation du programme E-Energy .....	7
2. Etat des lieux du Smart Meter en Allemagne – réglementations et applications industrielles .....	7
3. Constats et défis rencontrés par l'E-Energy .....	8
4. Les projets des régions-pilotes : .....	8
5. Perspectives du programme E-Energy .....	10
6. Programmes dans les pays partenaires de l'E-Energy .....	10
7. Contacts au sein des six régions du programme E-Energy .....	10
<b>Annexe D : Centrales virtuelles</b> .....	<b>11</b>
1. Le concept de centrale virtuelle .....	11
2. Des défis à relever et des réflexions à engager .....	11
3. Quelques projets pilotes de R&D en centrales virtuelles en Allemagne .....	11
4. Exemple : le projet de SaarEnergie (Sarrebuck).....	11
5. Exemple : projet de recherche de centrale virtuelle de Harz Energie /université de Clausthal .....	12
<b>Annexe E : L'intégration intelligente de l'électromobilité</b> .....	<b>13</b>
1. Etat des lieux de l'électromobilité en Allemagne .....	13
2. Electromobilité et intégration au réseau .....	13
3. L'intégration au réseau – charge de la batterie .....	13
4. Le besoin de stockage électrique .....	14
5. Données techniques concernant la mobilité.....	14
6. Scénarios de charge : .....	15
<b>Annexe F : Stockage d'énergie</b> .....	<b>16</b>
1. Des centrales hybrides pour gérer les "pannes" électriques.....	16
2. Gestion de la surproduction d'électricité – stockage .....	16
3. Stockage par hydrogène .....	17
4. Stockage par gaz naturel.....	17
5. Stockage par pompage-turbinage .....	18
6. Stockage par air comprimé.....	18
7. Stockage par supercondensateur .....	19
8. Les véhicules électriques .....	19
<b>Annexe G : les Smart Grids en France</b> .....	<b>20</b>
1. Un déploiement généralisé des Smart Meters : projet Linky.....	20
2. Dispositif de régulation à distance d'EDF en Bretagne .....	20
<b>Annexe H : Une idée à l'échelle européenne : "SuperSmart Grid"</b> .....	<b>21</b>

## **Annexe A : La décentralisation de l'approvisionnement énergétique : une nécessité, mais qui appelle de nouveaux défis**

### **1. Les atouts d'un approvisionnement énergétique décentralisé**

L'usage accentué d'énergies renouvelables (EnR) pour la production d'électricité implique une **décentralisation** de l'approvisionnement énergétique, c'est-à-dire une production à échelle locale. Outre les avantages liés à l'usage intrinsèque des EnR<sup>5</sup>, cette décentralisation comporte des atouts :

- **Réduction des pertes** sur les réseaux de **transport** d'électricité (rapprochement des lieux de production et de consommation),
- Meilleure **efficacité énergétique** (**adaptation** de la production électrique à la consommation locale),
- Contribution à la **relance de l'économie locale**, notamment par la création locale d'**emplois**,
- Amélioration de la **sécurité d'approvisionnement énergétique**.

### **2. Mais de nouveaux défis énergétiques à relever**

#### *a. Un courant "vert" irrégulier et peu fiable : menace pour la stabilité du réseau*

L'**irrégularité de l'électricité renouvelable menace la stabilité du réseau électrique**, d'une grande sensibilité. En effet, il est difficile de faire correspondre la production et la consommation d'électricité (**pics de consommation, surproduction**, etc.).

Ce problème est particulièrement flagrant pour les **éoliennes**. Malgré des prévisions météorologiques précises, le débit électrique produit par les éoliennes correspond rarement aux attentes des opérateurs de réseaux à haute tension. La différence ne pouvant être équilibrée à l'aide d'astuces techniques, plane une menace de **rupture du réseau**. Ce danger ne fera qu'augmenter dans les années à venir avec l'augmentation nette de production électrique éolienne qui sera liée à l'implantation actuelle d'**éoliennes offshores** au large des côtes de la Mer du Nord et de la Mer Baltique (24.000 MW onshore en 2008, **28.000 MW** offshores supplémentaires prévus d'ici 2020). Aujourd'hui le vent contribue à hauteur de **6%** à la production électrique nationale, et dans 10 ans cette proportion pourrait être multipliée par 2 voire par 4 selon les estimations.

Par ailleurs, un développement massif des installations **photovoltaïques** est prévu dans le sud de l'Allemagne. La capacité actuelle s'élève à 4.000 mW, et d'ici 2020 sont prévues **20.000 MW**.

Pour contrebalancer la surproduction des centrales à source renouvelable et ainsi stabiliser le réseau électrique, diverses mesures sont envisageables :

- Une plus grande souplesse des centrales traditionnelles fossiles (charbon ou gaz) et **adaptation à court terme de leur rendement** à la fluctuation de la demande.
- Le **stockage** de l'électricité **excédentaire** des centrales à sources renouvelables intermittentes (éoliennes, solaire, hydraulique) pour être injectée dans le réseau en période de forte consommation et ainsi équilibrer le débit électrique.
- L'**assouplissement** de la **consommation** électrique et une meilleure adaptation aux fluctuations de la production (rôle des Smart Grids – voir Annexe B).
- **La cogénération** dirigée par l'électricité.
- L'utilisation "à revers" de l'**électromobilité**.
- Le développement des capacités **internationales de transport d'électricité**.

#### *b. Un manque de vision globale de la consommation*

Par ailleurs, alors que l'électricité provenait autrefois de quelques grandes centrales centralisées, de plus en plus de sources d'énergie **locales** se développent actuellement (centrales à biogaz, panneaux solaires). Cela rend la conservation d'une **vision globale** plus délicate : quelle quantité d'électricité alimente le réseau, et quelle proportion en est prélevée? Il devient difficile pour les particuliers et les industries de connaître et ainsi **maîtriser leur propre consommation**.

Ces informations pourraient à l'avenir être appréhendées par chaque fournisseur et consommateur et être envoyées sous forme de ligne de données à un **poste de commande central**. Ainsi tous les petits producteurs d'électricité pourraient être régulés selon les besoins. Ce système, dénommé "**centrale virtuelle**"<sup>6</sup>, correspond déjà à des projets de recherche, et son développement à grande échelle pourrait s'avérer nécessaire pour l'alimentation en énergie de demain<sup>7</sup> (voir Annexe D).

<sup>5</sup> Diminution de la dépendance fossile, courant respectueux du climat, réponse à l'augmentation de la demande énergétique.

<sup>6</sup> Informations sur les centrales virtuelles avec liens vers des projets allemands (en allemand) : [http://de.wikipedia.org/wiki/Virtuelles\\_Kraftwerk](http://de.wikipedia.org/wiki/Virtuelles_Kraftwerk)

<sup>7</sup> Informations supplémentaires : BE Allemagne 205 - 16/09/2004 - <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/22667.htm>

## **Annexe B : Les Smart Grids, ou réseaux électriques intelligents**

Les réseaux électriques se modernisent, et le réseau physique de transmission de l'électricité par lignes haute tension va se doubler d'un réseau "**virtuel**" d'information.

### **1. Gestion de la charge ("Demand response") :**

A court terme, une piste déjà utilisée aux USA<sup>8</sup> et dans certains pays d'Europe est la **gestion de la charge**, incitant les consommateurs à décaler leur demande vers les **périodes creuses** et ainsi **réduire les pics de consommation**. Elle peut se traduire sous la forme de **tarifs heures pleines / heures creuses** (ex : EDF en France), ou encore par des **contrats** par lesquels les clients s'engagent à réduire leur consommation en cas de besoin et sur demande de l'opérateur de transmission.

### **2. Enjeux liés aux systèmes intelligents**

Les **enjeux techniques et réglementaires**, devenant cruciaux lorsque la production renouvelable décentralisée dépasse un certain seuil (20 GW pour l'ADEME, 40-50 GW pour la dena), touchent l'ensemble du système électrique :

- La consommation : Les **compteurs intelligents** (Smart Meters) mesurant la consommation en temps réel permettront aux différents acteurs de maîtriser la demande et de lisser les pics de consommation.
- La distribution : Les **réseaux intelligents** (Smart Grids) permettront aux différents agents du système électrique de communiquer entre eux ; E.ON et RTE étudient de tels systèmes, aujourd'hui intégrés au réseau haute-tension, à déployer sur le réseau de distribution.
- La production : La **production intelligente** (Smart Power) permettra de répondre avec beaucoup de flexibilité à la demande ; Alstom développe des centrales thermiques traditionnelles (charbon, nucléaire) capables de s'adapter à la demande, grâce à de nouveaux systèmes de commande.

### **3. Le compteur électrique numérique : Smart Meter**

#### *a. Le Smart Meter pour une consommation électrique plus transparente et économe*

La **consultation de la consommation électrique**, faisant partie du quotidien de nombreuses entreprises, demeure encore inconnue de la plupart des foyers privés. Cependant, grâce au **Smart Meter**, les clients privés peuvent désormais consulter leur consommation en **temps réel**<sup>9</sup> et ainsi dépister les appareils très consommateurs. Avec un système d'affichage externe, il est possible d'obtenir une représentation graphique et comparée par mois. Les Smart Meters améliorent ainsi la **transparence** de la consommation d'énergie et augmentent les **économies** réalisées sur la **facture électrique**.

Tout comme le compteur électrique classique, le Smart Meter **comptabilise la consommation d'électricité en kW/h** mais dispose de nouvelles fonctions : il communique les données relevées à travers le réseau électrique ("**Power Line**") par ondes radio ou via Internet directement au fournisseur. Il permet aussi de **lisser les pics de consommation** en proposant des tarifs adaptés et différenciés en fonction de la disponibilité des capacités de production. Les Smart Meters informeront ainsi les distributeurs sur l'existence de goulots d'étranglement dans le réseau et sur les besoins de développement d'infrastructures. Ils permettront aux opérateurs de réaliser des opérations **à distance** (relevage des compteurs), afin de réduire leurs coûts.

Dans une prochaine génération, ces appareils pourront **contrôler à distance** les appareils électriques<sup>10</sup>.

#### *b. Premiers retours d'expérience liés aux Smart Meters*

Les premiers retours d'expérience des projets de démonstration allemands mettent en évidence les exigences suivantes pour les prochaines générations de Smart Meters :

- Compteur composé d'un module de base simple, auquel pourraient être ajoutés des modules complémentaires, selon les besoins des consommateurs (gestion des appareils ménagers en fonction de la demande, gestion à distance par téléphone portable...). Cet appareil devrait, au minimum, proposer un affichage de la consommation, une communication entre consommateur et producteur et une tarification optimale automatisée. Il devrait être ergonomique et intuitif ;
- Déploiement des compteurs à la charge du distributeur : les logiciels et services associés devraient être proposés par les **fournisseurs** ou des acteurs **indépendants**. Ce système serait moins onéreux et permettrait l'émergence plus rapide d'un **standard** (plus de fournisseurs que de gestionnaires de réseaux) ;

<sup>8</sup> Informations supplémentaires : <http://www.demandresponsecommittee.org/>

<sup>9</sup> Ce qui permet de calculer une facture mensuelle, non plus basée sur des estimations selon la consommation totale annuelle

<sup>10</sup> Par exemple pour allumer la machine à laver lorsque le courant est à faible coût ou désactiver un fer à repasser oublié lors d'un départ en vacances

- Instauration d'un système d'incitation financière : pour améliorer l'acceptation des consommateurs, réticents à payer un tel compteur dont le prix est estimé entre 100 et 150 €, il faudra les convaincre que ce dispositif permet des économies d'au moins 3 à 4% sur les factures électriques (voire 10% selon la dena) ;
- Transparence et sécurité des données : les clients craignent notamment que les fournisseurs adaptent les tarifs contre leur intérêt et augmentent les prix en période de consommation.

#### 4. Les Smart Grids (Réseaux électriques intelligents) :

##### a. Définition du Smart Grid :

Le Smart Grid est un **réseau de distribution électrique**, utilisant des technologies **IT** pour **optimiser la distribution** entre les producteurs et les consommateurs, et permettre, par l'implémentation sur le réseau physique existant de **capteurs** reliés à un réseau informatique :

- La **connaissance en temps réel** de la consommation et de la production électriques,
- L'**ajustement de la production et de la consommation électrique** (adaptation offre/demande) pour pallier nombre de défauts des réseaux actuels (coupures de courant, qualité du signal, centrales de réserves...), éviter les **pics de consommation** ou les pannes dues à une **surcharge**,
- L'intégration de dispositifs de **stockage** d'électricité (batteries, volants d'inertie, supercondensateurs)
- L'intégration au réseau électrique de **sources d'énergie renouvelables intermittentes et propres** (éoliennes domestiques, panneaux solaires installés sur les toits),
- Le déploiement des **véhicules électriques**.

##### b. Problèmes liés aux Smart Grids :

- Une vision globale avec des ajustements locaux : Les Smart Grids doivent surmonter la difficulté d'une **gestion "d'ensemble"** de la production d'énergie<sup>11</sup>, tout en opérant des compensations efficaces d'offre et de demande d'énergie, en procédant à des **ajustements localement**, au cas par cas.
- Transformation fondamentale du réseau électrique : Les fonctionnalités du réseau doivent être enrichies : implémentation de **capteurs**, liaison à un **réseau informatique central**, fonctionnement du réseau en **fourniture** et en **collecte**, systèmes de **stockage**, ajustement de l'apport ou prélèvement au cas par cas.
- Choix des acteurs chargés de la gestion des Smart Grids : les grands groupes énergétiques, les exploitants des réseaux électriques, l'Etat, les communes, les services techniques municipaux, de nouveaux acteurs ? Il faut déterminer leur **positionnement** par rapport aux autres acteurs du paysage énergétique, et les identifier dans leurs rôles respectifs et dans leurs relations d'échanges énergétiques et économiques.

#### 5. Le modèle anglosaxon des Smart Grids : le "prosommateur"

- Un découplage de la production et de la consommation énergétique : Un nouvel acteur pourrait entrer sur le marché énergétique : le "**prosommateur**" (prosumer en anglais). Ce néologisme décrit un **consommateur produisant également de l'électricité** (ex : installation photovoltaïque domestique sur son toit ou installation de cogénération dans sa cave). L'énergie qu'il consomme ne correspond pas forcément à celle qu'il a produite, qu'il réinjecte sur le réseau électrique. Ce n'est qu'à l'aide de **compteurs d'électricité digitaux**, lisibles facilement et à distance, qu'il semble possible de faire coïncider la diversité future des petits centres d'alimentation du réseau avec les besoins élevés des grands consommateurs d'électricité.
- Une consommation guidée par la production électrique : **L'approvisionnement électrique actuel** se calque majoritairement sur la **consommation** : un réseau d'installations de production d'électricité fournit le courant pour satisfaire les besoins en énergie lorsqu'un pic de demande apparaît à court terme. Dans le système d'approvisionnement du futur, basé sur des **énergies plus volatiles**, ce mode d'approvisionnement atteindra ses limites, car l'électricité produite par ces sources ne peut être **stockée** qu'en **quantités limitées**, les installations de stockage étant onéreuses et les pertes de conversions électriques élevées. Ceci implique un changement de paradigme, avec une **consommation en électricité** devenant **fonction de la production**.
- Le Smart Grid comme solution contre la surproduction d'énergie éolienne : Le **Smart Grid** pourrait à l'avenir permettre de choisir sa source d'électricité pour réaliser des économies sur sa facture et adapter la consommation à l'intermittence de la production. Ainsi, un consommateur pourrait notamment mettre des appareils terminaux (PC, téléphone, répondeur) sous tension, et le **choix de la source d'électricité** sera effectué par un réseau d'ordinateurs **centralisés en usage normal, et décentralisés en cas de conditions favorables** : par exemple, en cas de vent fort, les éoliennes génèrent souvent plus d'électricité que la capacité d'intégration du réseau, ce courant "décentralisé" étant ainsi vendu à faible coût. L'utilisation des appareils ménagers comme les réfrigérateurs, pompes à chaleurs, machines à laver et lave-vaisselles pourrait, dans le cadre d'un système de gestion de la consommation, être contrôlée de façon optimale.

<sup>11</sup> Évolution vers des bâtiments à énergie positive, disposant d'une capacité globale de production électrique

## Annexe C : Le programme allemand E-Energy :

### 1. Présentation du programme E-Energy

Le programme technologique E-Energy lancé par le Ministère fédéral de l'économie et de la technologie (BMW) en collaboration avec le Ministère fédéral de l'environnement (BMU) a pour but d'intensifier la R&D dans le domaine de l'"**Internet de l'énergie**"<sup>12</sup>, par l'**intégration** de toutes les parties prenantes au sein d'un **même marché d'électricité**, avec des systèmes énergétiques du futur basés sur les nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC). L'"Internet de l'énergie" et le programme E-Energy associé ont pour objectif d'**interconnecter** intelligemment tout le cycle de l'énergie : de la production d'énergie (notamment de source renouvelable) à la consommation d'électricité (à haute efficacité énergétique), en passant par le réseau de transmission et le stockage.

A la suite d'un appel d'offres, des consortiums dans **6 régions pilotes**<sup>13</sup> ont été retenus et, depuis décembre 2008, développent et testent les éléments fondamentaux pour l'"Internet de l'énergie". Le BMW et le BMU soutiennent à hauteur de **60 Mio €** les activités de R&D correspondantes dans ces **6 régions** pour une durée de 4 ans (**2008-2012**). Les partenaires mettent à disposition 80 Mio € supplémentaires, ce qui élève la somme du budget alloué aux projets pilotes à **140 Mio €**.

Le programme E-Energy fait partie du plan d'action "**L'Allemagne, pionnier du Green IT**", conclu en décembre 2008 lors du 3<sup>ème</sup> sommet des TIC à Darmstadt par les hautes personnalités du gouvernement fédéral, de l'industrie IT et du monde scientifique.

Le premier congrès annuel du programme **E-Energy** s'est tenu les 26 et 27 novembre 2009 au BMW à Berlin. Les 6 régions pilotes retenues dans ce programme y ont présenté leurs premiers résultats après une année de développement. De nombreux experts étaient présents, ouvrant ainsi des débats relatifs aux constats et défis relatifs à l'Internet de l'énergie.

### 2. Etat des lieux du Smart Meter en Allemagne – réglementations et applications industrielles

L'Allemagne planifie un déploiement graduel par une **ouverture du marché à la concurrence**. Deux réglementations issues du dernier amendement de la loi d'économie d'énergie (loi **EnWG**<sup>14</sup>) soutiennent le développement de nouvelles technologies d'économie d'électricité et assurent une relève pour les vieux compteurs rotatifs :

- La mise en place de **compteurs d'électricité intelligents numériques** est obligatoire depuis **janvier 2010** dans tout nouveau bâtiment ou bâtiment entièrement rénové ;
- Les fournisseurs d'électricité doivent proposer à leurs clients d'ici **2011** des **mesures d'incitation** avec des tarifs dépendant de l'heure et de la durée de la consommation.

Au plus tard en **2022**, tous les compteurs électriques classiques en Europe devront être remplacés par des Smart Meters. En Allemagne, ceci représente **42 millions d'appareils**.

Même si les grandes entreprises énergétiques allemandes (RWE, Vattenfall et EnBW) et de nombreux services techniques municipaux ont démarré des **installations tests** avec de nouveaux compteurs électriques économiseurs ou en proposent à leurs clients à échelle locale, actuellement seul le fournisseur d'électricité **Yello Strom**<sup>15</sup> met à disposition à l'échelle fédérale des **compteurs avec un tarif d'épargne** selon les créneaux temporels à faible charge.

Selon le BMW et l'Agence fédérale des réseaux, ce secteur ne doit pas être sur-réglementé, afin de favoriser l'émergence de produits efficaces et innovants. La difficulté consiste à encadrer suffisamment le marché pour obtenir un "effet système". En Allemagne, il semble que le manque de règles limite le déploiement des compteurs intelligents (taux de pénétration inférieur à 0,05% par an). Pour l'encourager, les représentants du secteur énergétique et le BMU plaident pour une **réglementation minimale**, qui permette de **sécuriser les investissements et qui clarifie le rôle de chaque acteur** concernant le paiement des compteurs, leur exploitation, la définition des standards. Les représentants du secteur énergétique déplorent l'absence d'un "business model" et attendent un signal fort des pouvoirs publics avant d'investir dans ces technologies.

<sup>12</sup> L'"Internet de l'énergie" met en réseau de nombreux acteurs de l'énergie, depuis la production jusqu'au consommateur final en passant par la distribution. Chaque élément connecté au réseau électrique (par Plug&Play) sera reconnu et pris en compte dans le réseau global de l'énergie. Dans un futur proche, l'"Internet de l'énergie" sera donc un **réseau énergétique et de données complètement intégré** avec des fonctions et des structures totalement novatrices.

<sup>13</sup> **Etelligence** (région pilote de Cuxhaven), **E-DeMa** (région pilote de Rhin-Ruhr), **MEREGIO** (région pilote de Baden-Württemberg), **Model city of Mannheim** (région pilote de Rhin-Neckar), **RegModHarz** (région pilote de Harz), **Smart Watts** (région pilote d'Aix-la-Chapelle).

<sup>14</sup> Loi EnWG : Energiewirtschaftsgesetz - Informations supplémentaires : <http://de.wikipedia.org/wiki/Energiewirtschaftsgesetz>

<sup>15</sup> Informations supplémentaires sur Yello Strom : <http://www.yellostrom.de>

### 3. Constats et défis rencontrés par l'E-Energy

#### a. Nécessité d'établir des standards

Selon le BMWi, l'Allemagne doit être un pays précurseur dans l'**établissement de standards** et de normes dans la course à l'Internet de l'énergie et en vue des retombées économiques<sup>16</sup> qui en résulteront. En référence aux services développés autour d'Internet avec un marché dominé par les géants américains (Microsoft, Apple, Google, Facebook, Twitter), l'objectif du programme E-Energy est d'établir des **"Smart Grids Made in Germany"**.

#### b. Interdépendance des secteurs des TIC et de l'énergie

Les expériences acquises au sein de chacun des deux secteurs doivent s'apporter mutuellement une valeur ajoutée afin de créer un Internet de l'énergie efficace. Par exemple, le secteur énergétique devrait s'inspirer de l'expérience du secteur IT pour la **gestion informatique d'une quantité phénoménale de données**. A l'inverse, les TIC pourraient gagner en **fiabilité** (ex : panne de serveur) en observant les minimisations de pannes électriques du secteur de l'énergie.

Des questionnements accompagnent cette nouvelle thématique, concernant la **gestion informatique** (ex: plus de support papier pour les factures), la **protection des données** (ex: attaques du réseau par des hackers), la **protection de la vie privée**, la **tarification** (comparaison avec les secteurs des TIC et de l'automobile – ex: tarifications de la DSL, recharge d'un véhicule électrique chez une tierce personne), **l'acceptation de la population et la législation**.

En ce qui concerne les **conditions cadres légales et la protection des données**, un débat doit être soulevé entre les différents acteurs des secteurs énergétique et TIC afin d'appréhender le **contexte législatif de l'Internet de l'Énergie**, à savoir devra-t-il être soumis à la législation relative aux TIC ou à l'énergie (EEG) ? Un compromis doit être trouvé afin que tous les acteurs puissent être présents, dans un contexte de libéralisation du marché de l'énergie.

#### c. Interdépendance des programmes E-Energy et E-Mobility

Ces 2 programmes sont indissociables : en effet, **les systèmes énergétiques du futur alimenteront les futures voitures électriques**<sup>17</sup> qui peuvent également servir de **réservoir d'électricité mobile** à l'avenir en injectant ou prélevant de l'énergie sur le réseau. Les standards et normes entre les deux programmes doivent ainsi être établis en amont. Certaines **coopérations sont notamment réalisées entre les 6 régions pilotes du programme E-Energie et les 7 projets-pilotes du programme E-Mobility**. Ainsi, tous les acteurs, de l'industrie automobile aux TIC en passant par celui de l'énergie, doivent s'entendre et coopérer sur ce thème.

#### d. Coopérations internationales

L'E-Energy est la plus vaste infrastructure de réseau jamais construite. Pour nombre d'experts allemands, les Smart Grids seront la prochaine révolution technologique, telle qu'Internet il y a 10 ans. Il est ainsi **nécessaire de créer une alliance entre les compétences**, les tâches et objectifs étant trop importants pour être soutenus par un seul pays. Une collaboration trilatérale dans ce domaine existe d'ores-et-déjà entre l'Allemagne, la **Suisse** et l'**Autriche**. Il faudrait pouvoir y réfléchir à un niveau européen. Ainsi, lors du premier congrès d'E-Energy a été soulevée l'**opportunité de développer un marché leader en Europe**, grâce à un **investissement public** plus important et à l'établissement d'une **feuille de route à l'échelle européenne**. Un cadre bien défini entre les différents acteurs semble obligatoire pour l'élaboration de standards, en vue de l'exportation des technologies. Un partenariat avec la **France**, où il n'existe pas encore de plan national concret, est envisageable.

#### e. Des financements publics insuffisants

Dans ce contexte, les financements publics accordés en Allemagne (**60 Mio €** pour l'E-Energy) et en Europe semblent dérisoires par rapport à ceux accordés par exemple en **Chine ou aux Etats-Unis** (financement de **3,4 Mrd \$ en trois ans annoncé en octobre 2009**).

### 4. Les projets des régions-pilotes<sup>18</sup> :

**Projet eTelligence** - région modèle Cuxhaven - *"Intelligence pour énergie, marchés et réseaux"* - *Démonstration et tests en temps réel d'une centrale virtuelle à niveau régional*

Plus de 50% de l'énergie de la région côtière de **Cuxhaven** (Basse-Saxe) provient d'installations renouvelables (éoliennes des polders en Mer du Nord et installations photovoltaïques et de biogaz dans les environs ruraux), la mise en réseau de la production étant décentralisée.

<sup>16</sup> Selon la société de conseil américaine KEMA en énergie, les Smart Grids représenteront à terme 100 à 1.000 fois le marché de l'Internet.

<sup>17</sup> Charge de la batterie soumise au contrôle des TIC pour éviter les heures de saturation

<sup>18</sup> Informations supplémentaires : <http://www.e-energy.de/de>



Dans le cadre du projet eTelligence, une liaison Plug&Play relie producteur et consommateur. Une visualisation en ligne de la consommation électrique et des tarifs ainsi qu'un système de conseil s'appuyant sur les TIC aide les clients à améliorer leur consommation. Des producteurs d'EnR (éolienne, solaire, biogaz et cogénération) sont aussi impliqués dans le projet. Etant données la fluctuation et l'éventuelle surproduction de cette offre d'éco-électricité, le groupe **EWE** tente de **stocker l'énergie excédentaire** à l'aide de **techniques de régulation modernes** : les **entrepôts frigorifiques** et le **parc aquatique** de Cuxhaven servent de réservoirs d'énergie en cas de surproduction électrique<sup>19</sup>, ces réserves étant disponibles en cas de fort besoin d'électricité.

*Partenaires* : EWE, OFFIS, energy&meteo systems, BTC, Association Fraunhofer Energie (AST et ISE), Eco-Institut.

#### **Projet MeRegio** - Baden-Württemberg - "Vers des régions à émissions minimales" - Développement des Smart Meters

La région s'intéresse à l'intervention des TIC dans la réduction des émissions de CO2 et la lutte contre le changement climatique. Le point phare du projet est le développement d'une **certification "émissions minimales"** qui sera mise en application dans la région Karlsruhe/Stuttgart.

Par ailleurs, 2.000 clients pionniers ont été équipés de **Smart Meters**. Ce projet s'oriente plus particulièrement sur le **contrôle des appareils ménagers**, avec l'intégration de nouvelles techniques online de la production d'énergie à la consommation, pour une haute efficacité énergétique.

*Partenaires* : EnBW Energie Baden-Württemberg, ABB, IBM, SAP, Systemplan, Université de Karlsruhe.

#### **Projet Modellstadt Mannheim** - Rhein-Neckar - développement d'un marché virtuel

Le projet "ville modèle de Mannheim" se concentre sur une **agglomération urbaine à forte densité d'approvisionnement**, avec une amélioration de l'efficacité énergétique, de la qualité du réseau et de l'intégration des EnR et des systèmes énergétiques décentralisés dans le réseau électrique urbain. **Le point phare du projet est une approche multi-sectorielle (électricité, chaleur, gaz, eau)** par la mise en réseau intelligente des composants de consommation grâce à une **infrastructure de câbles de liaison à haut débit**, pour une gestion du réseau en temps réel. Les lieux de production d'électricité et de consommation seront très rapprochés, pour éviter les pertes pendant le transport, et l'utilisation de réservoirs décentralisés d'énergie est intégrée au concept. 3.000 **clients proactifs** des villes de Mannheim et Dresde, équipés pendant 4 ans, peuvent ajuster leur consommation et leur propre production à des prix variables.

*Partenaires* : MVV Energie, DREWAG-Services municipaux de Dresde, IBM Allemagne, Power Plus Communications, Papendorf Software Engineering, Université de Duisburg-Essen, association ISET à l'Université de Kassel, ifeu Heidelberg, IZES.

#### **Projet E-DeMa** – région modèle Rhein-Ruhr - "Développement et démonstration d'un système énergétique en réseau décentralisé pour un marché E-Energy du futur" - Développement du premier MUC (Multi Utility Controller) au monde

La région Rhein-Ruhr, rassemblant des zones rurales et urbaines possédant 2 réseaux électriques différents, est caractérisée par une **densité d'approvisionnement très hétérogène**, véritable défi technique auquel une infrastructure intelligente en TIC pourrait remédier. Des **Smart Meters** sont développés dans la ville de Mülheim pour améliorer l'efficacité énergétique grâce à une liaison réseau au foyer ("**passerelle TIC**") ; l'accent est notamment mis sur une **gestion intelligente du besoin**, sur la saisie et la mise à disposition de données sur la consommation, et sur l'optimisation de la gestion du réseau grâce à la décentralisation.

*Partenaires* : RWE energy, Siemens, ef.ruhr, Miele & Cie, services municipaux de Kerfeld, Prosynt Software.

#### **Projet RegModHarz** - Harz - intégration des véhicules électriques dans le réseau électrique

Les **EnR** (vent, solaire, hydraulique) sont très développées dans la région de Harz, qui cherche à lier intelligemment la production, le stockage et la consommation de l'électricité, en couplant des EnR, des récepteurs gouvernables, des réservoirs d'électricité et des centrales virtuelles ("RegenerativKraftwerk Harz"). L'**électromobilité** joue aussi un rôle primordial, par la régulation de la charge des batteries et le stockage de l'électricité avant sa réinjection sur le réseau en cas de besoin.

*Partenaires* : Cube Engineering, envia Energie Allemagne centrale, envia réseau de distribution, E.ON Avacon, Institut Fraunhofer de production et d'automatisation (IFF), Halberstadtwerke, Harz Regenerativ Druiberg, HSN Magdeburg, Université de Kassel IEE\_transformation énergétique rationnelle, in.power, Institut Fraunhofer de recherche sur l'énergie éolienne (IWES), circonscription Harz, Université Otto-von-Guericke Magdeburg, RegenerativKraftwerk Harz & Co, Siemens, services municipaux de Blankenburg, services municipaux de Wernigerode, services municipaux de Quedlinburg, 50Hertz Transmission.

---

<sup>19</sup> L'eau des piscines est chauffée davantage et les entrepôts frigorifiques sont refroidis plus intensément

**Projet Smart Watts** - Aix la Chapelle - "Le kilowattheure intelligent aide l'autorégulation du système énergétique"

Le projet se base sur l'association de 15 services municipaux, qui veulent contribuer à un "Internet de l'Energie" en développant l'**interopérabilité et la standardisation** dans un approvisionnement énergétique soutenu par les TIC. Le "kilowattheure intelligent" est l'**accompagnement de la livraison de l'énergie avec la mise à disposition de données** (prix, source énergétique, lieu de production, transport) sur cette énergie : des **compteurs intelligents modulaires** sont développés pour que les appareils ménagers consomment l'électricité en priorité quand elle est disponible à bon marché, sans limiter le confort ; les clients reçoivent des informations détaillées et des services (notamment conseil en énergie) pour améliorer l'efficacité énergétique. *Partenaires* : utilicount, Institut de recherche pour la rationalisation (FIR) à l'Université technique d'Aix la Chapelle, Kellendonk Elektronik, PSI Büsing& Buchwald, Soptim, services municipaux d'Aix la Chapelle.

### **5. Perspectives du programme E-Energy**

Le programme E-Energy devrait permettre d'offrir plus de **transparence et de compétitivité** tout au long de la chaîne de création de valeur : de la centrale électrique jusqu'au consommateur final, en passant par le réseau de distribution. Ceci se fera notamment grâce à la **libéralisation du marché de l'énergie et à la décentralisation du réseau électrique**. A travers cela, des innovations dans les domaines techniques et économiques vont apparaître, ce qui laisse présager l'émergence de nouveaux marchés de l'énergie.

Cependant le premier congrès annuel E-Energy s'est conclu par quelques recommandations :

- E-Energy représente l'opportunité de développer un **marché leader en Europe**, mais celui-ci n'est possible que grâce un **investissement public plus important**.
- Un **cadre bien défini** entre les différents acteurs est obligatoire pour l'élaboration de standards, en vue d'exporter ces technologies.
- L'élaboration d'une **feuille de route à l'échelle européenne** est nécessaire.
- Au vue de l'ampleur du projet, un partenariat avec la **France** est envisageable.

### **6. Programmes dans les pays partenaires de l'E-Energy**

En **Autriche**, le programme "**Système énergétique du futur**", initiative du Ministère des transports, soutient depuis 2003 des projets de recherche et de développement à travers des mesures concrètes. Par exemple, 6 projets pilotes ont été sélectionnés dans le cadre des Smart Grids.

En **Suisse**, la stratégie énergétique votée en 2007 se base sur 4 piliers : efficacité énergétique, EnR, remplacement et nouvelles constructions de centrales électriques, politique énergétique internationale. Le programme de recherche "**Réseaux**" donne une vue d'ensemble des développements dans les Smart Grids.

### **7. Contacts au sein des six régions du programme E-Energy**

<b>Régions pilotes</b>	<b>Contacts</b>	<b>Coordonnées</b>
<b>ETelligence</b> (région pilote de Cuxhaven)	<b>Dr. Wolfram Krause</b> EWE Aktiengesellschaft Abteilung Forschung und Entwicklung (FE)	Tirpitzstraße 39, 26122Oldenburg E-mail : <a href="mailto:info@etelligence.de">info@etelligence.de</a> <a href="http://www.etelligence.de">www.etelligence.de</a>
<b>E-DeMa</b> (région pilote de Rhin-Ruhr)	<b>Prof. Dr. Michael Laskowski</b> RWE Energy AG	Rheinlanddamm24, 44139Dortmund E-mail : <a href="mailto:michael.laskowski@rwe.com">michael.laskowski@rwe.com</a> <a href="http://www.e-dema.com">www.e-dema.com</a>
<b>MEREGIO</b> (région pilote de Baden-Württemberg)	<b>Hellmuth Frey</b> EnBWEnergie Baden-Württemberg AG	Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe E-mail : <a href="mailto:h.frey@enbw.com">h.frey@enbw.com</a> <a href="http://www.e-energy.de/de/meregio.php">www.e-energy.de/de/meregio.php</a>
<b>Model city of Mannheim</b> (région pilote de Rhin-Neckar)	<b>Andreas Kießling</b> MVV Energie AG Technologie & Innovation	Luisenring 49, 68159Mannheim E-mail : <a href="mailto:a.kiessling@mvv.de">a.kiessling@mvv.de</a> <a href="http://www.modellstadt-mannheim.de">www.modellstadt-mannheim.de</a>
<b>RegModHarz</b> (région pilote de Harz)	<b>Regionale Kontaktstelle</b> RegModHarz	Kirchplatz 241a, 38836Dardesheim E-mail: <a href="mailto:info@regmodharz.de">info@regmodharz.de</a> <a href="http://www.regmodharz.de">www.regmodharz.de</a>
<b>Smart Watts</b> (région pilote d'Aix-la-Chapelle)	<b>André Quadt</b> utilicount GmbH& Co. KG	GrünerWeg 1, 52070 Aachen E-mail: <a href="mailto:a.quadt@utilicount.com">a.quadt@utilicount.com</a> <a href="http://www.smartwatts.de">www.smartwatts.de</a>

## Annexe D : Centrales virtuelles<sup>20</sup>

### 1. Le concept de centrale virtuelle

La centrale virtuelle est une **combinaison de petites sources d'énergie**, optimisées par un **contrôle-commande** (existence d'un réseau de communication et d'un poste de commande central). Ce concept innovant se propose de **mutualiser des producteurs indépendants** afin de permettre une meilleure **valorisation** de leurs productions. La centrale virtuelle contribue à garantir un mix énergétique optimal, en conservant une **vision globale** de la production et de la consommation d'électricité, et ainsi de contrôler davantage la production électrique, réduisant ainsi les risques liés aux irrégularités du réseau et augmentant l'efficacité énergétique. Une centrale virtuelle peut être considérée comme une **coopérative énergétique polymorphe**, garantissant l'approvisionnement et le prix de la production. Elle permet également de **valoriser les EnR**, tout en proposant une offre de services (éventuellement au niveau local).

### 2. Des défis à relever et des réflexions à engager

- Nécessité de positionnement de la centrale virtuelle : Pour **positionner** la centrale virtuelle par rapport aux autres acteurs du paysage énergétique, il faut **identifier** les différents acteurs et leurs relations d'échanges énergétiques et économiques avec la centrale virtuelle.

- La régulation des marchés : Les **aspects de régulation** dans le positionnement des acteurs du marché de l'énergie sont essentiels. Les aspects de la tarification, des multi-acteurs, des échanges énergétiques et financiers, des coûts d'infrastructures et de l'évolution des coûts mutualisés doivent rentrer dans la réflexion scientifique concernant les centrales virtuelles.

- Concept de cellules et d'architectures : Une réflexion concernant la pertinence de développer une **cellule universelle** et la possibilité de créer des **sous-cellules** est nécessaire. Ce concept est intéressant de par les fonctionnalités qu'il apporte pour le réseau de distribution du futur. Par ailleurs, l'enjeu de **l'observabilité du réseau** apparaît primordial, à la fois pour garantir le contrôle du réseau et pour assurer les calculs de réseau, en grande partie basés sur la connaissance de l'état du réseau. Ce concept apparaît également comme propice pour le **développement d'intelligences locales** permettant une exploitation plus **flexible** des réseaux.

### 3. Quelques projets pilotes de R&D en centrales virtuelles en Allemagne

- "Virtual Fuel Cell Power Plant"<sup>21</sup>
- Parc énergétique de **KonWeri**<sup>22</sup>
- Projet de recherche de centrale virtuelle de **Harz Energie** / Université de **Clausthal**<sup>23</sup>
- Centrale virtuelle des régies municipales d'**Unna**<sup>24</sup>
- Centrale virtuelle avec micro-cogénération à **Bingen**<sup>25</sup>
- Projet VIRTPLANT de **Badenova** - Institut Fraunhofer des systèmes énergétiques solaires (**ISE**)<sup>26</sup>
- Projet **PERN** – les systèmes innovants intelligents de la région de Nüremberg<sup>27</sup>
- Centrale virtuelle de **Hesse centrale**<sup>28</sup>
- Projet pilote pour une centrale virtuelle de **RWE Energy et Siemens PTD (DEMS)**<sup>29</sup>
- Centrale combinée régénératrice des entreprises **Enercon, Schmack et SolarWorld**<sup>30</sup>

### 4. Exemple : le projet de SaarEnergie (Sarrebuck)<sup>31</sup>

Le fournisseur d'énergie **SaarEnergie** utilise pour le fonctionnement de ses centrales un système de gestion en réseau de **Siemens**, qui simule une **centrale électrique virtuelle**. L'entreprise domiciliée à

<sup>20</sup> Informations supplémentaires : BE Allemagne 422 - 05/02/2009 - <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/57588.htm>

<sup>21</sup> Projet financé par le 5<sup>ème</sup> programme cadre de la Commission Européenne. Objectif : développer, installer, tester et faire la démonstration d'une centrale virtuelle composée de 31 systèmes de piles à combustible décentralisées. Partenaires européens : Vaillant (DE), Plug Power Holland (NL), Cogen Europe (BE), Instituto Superior Técnico (PT), TEE University of Duisburg-Essen (DE), DLR (DE), Sistemas de Calor S.L.(ES), Gasunie Research (NL), E.ON Ruhrgas AG (DE), et E.ON Energie AG (DE) - <http://ec.europa.eu/energy/res/sectors/doc/polygeneration/euvpp.pdf>

<sup>22</sup> [http://www.gws-weri.de/techpark/pdf-techpark-texte/energiepark\\_aktuell.pdf](http://www.gws-weri.de/techpark/pdf-techpark-texte/energiepark_aktuell.pdf)

<sup>23</sup> <http://www.idw-online.de/pages/de/news85375>

<sup>24</sup> [http://eurosolar.de/de/images/stories/pdf/Aachen05\\_Stephanblome\\_Virtuelles\\_Kraftwerk.pdf](http://eurosolar.de/de/images/stories/pdf/Aachen05_Stephanblome_Virtuelles_Kraftwerk.pdf)

<sup>25</sup> [http://www.tsb-energie.de/leistungen/fe\\_virkw.html](http://www.tsb-energie.de/leistungen/fe_virkw.html)

<sup>26</sup> [https://www.zvei.org/fileadmin/user\\_upload/Fachverbaende/Energietechnik/Nachrichten/Eid\\_2006\\_-\\_Vortraege/Vortrag\\_6\\_-\\_Smart\\_Metering\\_-\\_Dr\\_Schaeffler.pdf](https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Fachverbaende/Energietechnik/Nachrichten/Eid_2006_-_Vortraege/Vortrag_6_-_Smart_Metering_-_Dr_Schaeffler.pdf)

<sup>27</sup> [http://www.mstonline.de/foerderung/projektliste/printable\\_pdf?vb\\_nr=V3008](http://www.mstonline.de/foerderung/projektliste/printable_pdf?vb_nr=V3008)

<sup>28</sup> [http://www.dachs-center.de/dateien/lahn-dill-austellung\\_presse.pdf](http://www.dachs-center.de/dateien/lahn-dill-austellung_presse.pdf)

<sup>29</sup> <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilung/?pmid=4001753>

<sup>30</sup> <http://www.kombikraftwerk.de/>

<sup>31</sup> Informations supplémentaires : BE Allemagne 180 - 03/03/2004 - <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/019/19203.htm>

**Sarrebruck** possède plusieurs centrales d'une capacité totale d'environ **2.000 MW** et achète en outre de l'électricité à diverses installations de production d'électricité décentralisées comme des centrales thermiques de chauffage à distance ou des éoliennes. Le système de gestion en réseau **Spectrum Power CC** de Siemens permet aux entreprises fournisseuses de courant d'adapter de façon optimale la production et la distribution de l'électricité en fonction de la demande.

Dans le centre de gestion sont rassemblées toutes les informations concernant le fournisseur d'énergie, par exemple les frais d'exploitation des différentes centrales électriques, l'état du réseau de distribution, jusqu'aux besoins en énergie des différents clients. En fonction des besoins en énergie de chacun, un logiciel de gestion énergétique calcule en une fraction de seconde la **combinaison optimale de production d'électricité de chaque centrale**. Ainsi, le fournisseur peut être sûr qu'il produit à tout moment l'électricité nécessaire, et au coût le plus économique. Par ailleurs, des **prévisions de charge à court terme** permettent de satisfaire dans les délais la demande en cas de pic de consommation soudain. Ainsi, la majorité des installations, dispersées dans toute l'Allemagne, peuvent être **télécommandées à partir du centre de gestion**.

De plus, le logiciel Spectrum Power CC tournant sous Windows, le centre de gestion peut être relié à **Internet**. De cette façon, l'entreprise SaarEnergie peut participer au commerce énergétique sur la **bourse électrique européenne EEX**, où les différents fournisseurs d'énergie peuvent acheter de l'électricité afin de couvrir des besoins soudains ou vendre leur électricité excédentaire.

##### **5. Exemple : projet de recherche de centrale virtuelle de Harz Energie /université de Clausthal<sup>32</sup>**

Des chercheurs de l'Institut de génie énergétique et électrique (IEE) de l'**Université technique de Clausthal**, en coopération avec le fournisseur d'électricité et de gaz naturel **Harz Energie**, mènent un projet de centrale virtuelle, soutenu par des fonds régionaux européens (EFRE). Les chercheurs de l'Université technique de Clausthal s'attachent au développement de cette centrale virtuelle dont le cœur est un ordinateur qui reçoit des données météorologiques et est relié par radio, téléphone et Internet aux différentes annexes de production d'énergie. Cela lui permet de les rattacher au réseau de manière sélective et très rapide, afin d'éviter à Harz Energie d'acheter un trop plein d'énergie. La centrale virtuelle permet ainsi de réaliser des économies non négligeables.

---

<sup>32</sup> Projet de recherche "centrale virtuelle" dans la région de Harz (en allemand) : <http://www.idw-online.de/pages/de/news85375> - 08/09/2004

## Annexe E : L'intégration intelligente de l'électromobilité<sup>33</sup>

### 1. Etat des lieux de l'électromobilité en Allemagne

Le Gouvernement fédéral a lancé depuis quelques années de nombreux programmes de R&D pour le développement de propulsions alternatives innovantes : l'un des objectifs actuels de l'Allemagne est de se positionner en tant que **leader sur le marché de l'électromobilité qui cible les véhicules électriques et hybrides rechargeables**. Elle s'est donné comme objectif de mettre en circulation **un million de véhicules électriques** sur le territoire allemand d'ici 2020.

Bien que la **pile à combustible et l'hydrogène** soient des solutions connues et développées depuis des décennies, leur transfert sur le marché n'est pas encore viable. Déjà en 2006, l'Allemagne avait lancé le **programme national de soutien pour l'hydrogène et les piles à combustibles**, basé sur un modèle de partenariat public-privé et visant à coordonner le développement d'applications stationnaires et mobiles de ces technologies, via des travaux de recherche appliquée et des projets pilotes.

La **batterie** suscite depuis peu de grands espoirs par rapport aux autres technologies. A la suite d'une initiative créée en 2007 et rassemblant des industriels pour le développement de batteries lithium-ion, le Gouvernement fédéral a annoncé le lancement du **Plan national de l'électromobilité en août 2009**, intégrant les travaux relatifs au stockage de l'énergie, avec un élargissement aux technologies de propulsion et à l'intégration des véhicules au réseau électrique. Dans le but de fédérer les acteurs et de favoriser le transfert technologique, des programmes et alliances pour l'électromobilité sont actuellement initiés par le Ministère fédéral de l'enseignement et de la recherche (**BMBF**) et les grands organismes de recherche allemands comme la communauté **Helmholtz** ou la société **Fraunhofer**, et de nombreuses alliances industrielles voient le jour. Les derniers développements s'orientent davantage vers un véhicule électrique alimenté par batterie : la **batterie lithium-ion** en particulier occupe une place importante dans les travaux actuels de recherche. En effet, de nombreux paramètres ne sont pas encore au point : autonomie de la batterie, taille, coûts, temps de recharge, sécurité, recyclage, intégration dans les véhicules, etc.

Quant à l'**hydrogène**, il représente une option intéressante pour le stockage à long terme (moins d'un cycle par semaine) grâce aux caractéristiques suivantes :

- Utilisation économique uniquement à **haut débit énergétique** ou **très faibles coûts d'investissement** ;
- Prix typiques d'investissement en batterie entre **100 et 500 €/kWh** ;
- L'hydrogène comprimé dans les cavernes de sel est à **0,25 € / kWh** ( $\Delta p = 100$  bar,  $\mu = 50\%$ ) ;

Cependant l'hydrogène n'est pas intéressant pour un stockage à court terme à cause du rendement réduit.

### 2. Electromobilité et intégration au réseau

La coopération entre les secteurs de l'énergie et de la communication pourrait résulter en un profit macroéconomique. Les objectifs premiers des véhicules électriques (réduction des émissions de CO2 et indépendance vis-à-vis du pétrole) ne doivent pas cacher le fait qu'une coordination intelligente et efficace des différents secteurs pourrait éviter les pics de courant inutiles.

Ainsi, le programme E-Energy devrait permettre l'**intégration intelligente de l'électromobilité à un système global d'approvisionnement en énergie**, la consommation d'électricité étant guidée par la production. En effet, tant que la batterie<sup>34</sup> du véhicule est chargée avant sa prochaine utilisation, peu importe le moment de la journée où elle sera connectée au réseau électrique pour sa recharge.

- 1ère phase : **charge de la batterie**. Des solutions avancées basées sur les TIC sont nécessaires pour **éviter les heures de saturation**.
- 2ème phase : **stockage temporaire** de l'énergie et **injection d'électricité** sur le réseau pour **compenser les effets de fluctuation** des énergies renouvelables. Une mise en place de mécanismes de règles et de pilotage à moyenne et basse tension s'avère nécessaire.

### 3. L'intégration au réseau – charge de la batterie

- Connaissance de la consommation des véhicules : prise de connaissance auprès de l'"Internet de l'énergie" de leur localisation, du niveau de charge auquel se situe leur batterie et du moment auquel ils doivent avoir un état défini de charge.

<sup>33</sup> Voir note Nadia Heshmati: "Plan de développement « Electromobilité » - la stratégie allemande"

<sup>34</sup> Technologies de batteries : NaS / NaNiCl, NiCd, Lithium-Ion, Redox-Flow, Zinc-Brome, Plomb acide (Bleisäure)

- Choix de la source électrique : grâce au Smart Grid, le propriétaire du véhicule pourrait par exemple paramétrer s'il souhaite du **courant à moindre prix**, ou bien provenant **d'énergies vertes**<sup>35</sup>.

Ainsi, le réseau intelligent pourrait **choisir l'heure** de recharge de la batterie et l'heure de l'alimentation du réseau selon la **période** et selon la **production électrique** du réseau, agissant ainsi sur le prix payé par le consommateur, et puisant dans l'électricité "verte" en surproduction. Les chercheurs se penchent sur une **gestion habile du temps** : tous les producteurs et consommateurs d'électricité d'une centrale virtuelle étant reliés les uns aux autres, la batterie automobile du particulier qui doit être chargée au cours de la nuit pourrait par exemple, lors des heures de soirée peu ventées, alimenter le réseau avec de l'énergie supplémentaire et être chargée seulement au petit matin, lorsque peu d'électricité est consommée et que l'énergie est par conséquent moins chère.

#### **4. Le besoin de stockage électrique**

Le **développement à grande échelle du véhicule électrique**<sup>36</sup> (en mode unique ou hybride) pourrait contribuer à la mise en place d'un nouveau mode de **stockage réparti**. En effet, chaque véhicule électrique dispose avec sa **batterie** d'une capacité de stockage, qui peut être gérée à la fois en fonction de ses besoins propres et des besoins en électricité du pays : si la production nationale d'électricité dépasse la demande, tous les véhicules électriques en stationnement dans les garages individuels ou sur les places de parking peuvent devenir **destinataires de l'excédent d'énergie pour le stocker** ; à l'inverse, si l'offre nationale devient insuffisante, l'ensemble des batteries constitue une sorte de **réservoir unique** où l'on peut puiser le complément d'énergie nécessaire.

Cette faculté potentielle du parc automobile à contribuer à la **régulation des pointes de consommation d'électricité** provient de ce qu'il représente une **capacité de production d'énergie très supérieure à celle du parc des centrales électriques**<sup>37</sup>.

La mise en place d'un tel dispositif de stockage suppose de **lourds aménagements d'infrastructures**, pour créer une possibilité de **raccordement** des véhicules en tout lieu de stationnement. Cela suppose aussi d'enrichir les fonctionnalités du réseau électrique, pour lui permettre de fonctionner non seulement en **fourniture**, mais aussi en **collecte**, et aussi d'ajuster son apport ou son prélèvement, au cas par cas, en fonction du niveau de batterie de chaque véhicule.

C'est là le cœur des réflexions autour des **Smart Grids**, qui se posent exactement dans les mêmes termes à la faveur de l'évolution vers les "bâtiments à énergie positive", disposant d'une **capacité globale de production d'énergie**, en procédant aux **ajustements localement**.

#### **5. Données techniques concernant la mobilité**

*Statistiques :*

- **45 millions** de véhicules en Allemagne<sup>38</sup>
- **Moins de 10%** des véhicules sont simultanément sur les routes
- La distance moyenne parcourue par jour est de **37 km/jour (<100 km)**
- La consommation d'un parc électrique global correspondrait à environ **100-120 TWh** (15-20% de la consommation électrique totale actuelle)
- La puissance de raccordement cumulée (tous les véhicules) des chargeurs de batterie de 3 kW est de **138 GW** (charge maximale en Allemagne : environ 75 GW)
- La capacité de stockage des batteries de véhicules<sup>39</sup> correspond environ à **28% de la consommation électrique quotidienne en Allemagne**
- Les véhicules sont **garés 23h par jour**<sup>40</sup>
- Selon le type de véhicule, **10 à 30 kW** sont nécessaires pour parcourir 100 km
- Coûts de carburant : électrique 2-6€ (20ct/kWh) contre 7,50-12€ pour essence ou diesel (5-8/100km, 1,50€/l)

*Puissance de batterie à bord :*

- Hybride : **2 – 9 kWh** (résultats des constructions les plus solides ~ **25 kWh/100 km**)

<sup>35</sup> Idée du "prosommateur", voir Annexe B

<sup>36</sup> Voir "Le stockage réparti dans le parc automobile", dans le rapport sur l'Évaluation de la stratégie nationale de recherche en matière d'énergie, par MM. Christian BATAILLE et Claude BIRRAUX, Députés

<sup>37</sup> Pour une consommation des deux parcs à peu près équivalente en France, de l'ordre de **500 TWh** par an, le parc automobile français disposerait d'une puissance équivalente à 100 fois celle du parc de production d'électricité d'EDF.

<sup>38</sup> Source : power point Uwe Sauer (Eon, RWTH), conférence BDEW nov 2009

<sup>39</sup> En considérant tous les véhicules, pour 10 kWh/véhicule

<sup>40</sup> Source : power point Tobias Wittmann (Siemens), conférence BDEW nov 2009

- Electrique : jusqu'à **60 kWh** actuellement (résultats des constructions les plus légères ~**15 kWh/100 km**)

*Données concernant la charge :*

- **3 kW** avec une prise normale (230V/16A) - tous les fusibles des maisons particulières<sup>41</sup>.
- **10 kW** (400V/16A) à 44 kW avec une prise triphasique (400V/63A)

## **6. Scénarios de charge :**

On considère une voiture avec une batterie de puissance 30 kWh et de consommation moyenne de 15 kWh/100km.

- scénario 1 : branchement à domicile (longue période de charge)

- prise normale monophasique max 3kW : chargée complètement après 10h environ
- prise triphasique max 10kW : chargée complètement après 3h environ

Dans une grande ville, **200.000 véhicules** sont branchés sur le même créneau horaire (17h-20h) et se chargent pendant environ 5 heures (prise à une phase : 240V/16A). La charge additionnelle pour le réseau revient à  $200.000 \times 3 \text{ kW} = \mathbf{600 \text{ MW}}$  ou **3 GWh**.

Avec une boîte smart grid (prise triphasique, 400V/16A), les 3 GWh supplémentaires nécessaires sont distribués sur la période de creux du réseau électrique.

- scénario 2 : branchement à un prestataire de services (stationnement entre 1 et 6h)

- prise triphasique : 3 kW à 44 kW

Dans un grand parking à plusieurs étages, **1.000 véhicules** sont branchés sur le même intervalle horaire (8h-9h) et se chargent pendant environ 5 heures. La charge additionnelle pour le réseau revient à  $1000 \times 3 \text{ kW} = \mathbf{3 \text{ MW}}$  ou **15 MWh**.

Avec un transformateur électrique associant un stockage d'énergie et des Smart Grids, la charge de 15 MWh est répartie sur les périodes de creux du réseau électrique.

- scénario 3 : service à une station service électrique (recharge en < 20 min)

- Changement de batterie
- **Charge rapide jusqu'à 240 kW**

Dans une grande station service électrique, **1.000 véhicules** par jour doivent être rechargés à **30 kWh**. Le temps de recharge doit être inférieur à 20 min. La charge turbo est 600 V DC/400 A, les capacités de stockage central sont de  $1.000 \times 30 \text{ kWh} = \mathbf{30 \text{ MWh}}$ . Pour être rechargé en 3h en période hors pic électrique, la capacité de connexion du réseau doit être de **10 MW**. Actuellement, une batterie Li-ion peut être rechargée à environ 80% en 20 min, selon les caractéristiques de charge.

Ainsi, en regardant les faits, une voiture électrique est un système de stockage électrique, connecté 23h par jour au réseau avec **10 kW**, qui offre une puissance moyenne de **30 kWh**. Si 1 million de véhicules sont connectés au réseau avec 10 kW, c'est une centrale électrique de maximum  $10.000.000 \text{ kW} = \mathbf{10 \text{ GW}}$ . Ceci est comparable à 8 centrales nucléaires à 1,2 GW. Cela donnerait une capacité de  $30.000.000 \text{ kWh} = \mathbf{30 \text{ GWh}}$ . C'est plus que la production quotidienne d'une centrale nucléaire.

Dans l'idéal, une **centrale électrique virtuelle** basée sur un véhicule serait un système **complètement décentralisé, hautement disponible, et proche des consommateurs d'énergie**. Cela permettrait de **supporter le réseau** en période de pics élevés, réduire la production **en charge de pointe**, éviter un **transport** d'énergie inutile le long du réseau, et utiliser plus efficacement les **énergies renouvelables**.

<sup>41</sup> Pour un trajet moyen de 37 km/jour, 2,5 h sont nécessaires pour charger le véhicule. Pour chaque km parcouru, 3 à 4 min sont nécessaires pour la charge.

## Annexe F : Stockage d'énergie

Le problème d'**intermittence** frappe de nombreuses sources renouvelables. Il est particulièrement flagrant pour les **éoliennes**. Malgré les prévisions météorologiques, le débit électrique produit par les éoliennes, trop élevé ou trop faible, correspond rarement aux attentes des opérateurs de réseaux à haute tension, ce qui menace la **stabilité du réseau**. En l'**absence de vent**, les éoliennes conventionnelles ne fournissent pas assez d'électricité, et les centrales fossiles classiques (en particulier charbon) doivent fournir l'électricité de base. En cas de vent fort au contraire, les **éoliennes** conventionnelles génèrent souvent **plus d'électricité que la capacité d'intégration du réseau**. L'électricité éolienne, ne pouvant pas être stockée et entrant en compétition avec l'électricité produite en continu par les centrales thermiques de base, doit alors être vendue à un prix "sacrifié".

Il s'avère nécessaire à la fois de **stabiliser** dans la mesure du possible la production électrique, mais aussi **d'adapter "intelligemment"** la consommation électrique à cette production volatile.

### 1. Des centrales hybrides pour gérer les "pannes" électriques

Les centrales hybrides, dans la mesure où elles couplent la production aléatoire d'électricité de source éolienne ou solaire avec une production électrique plus **régulière, stockable et respectueuse de l'environnement** (centrale hydraulique ou biomassique), constituent une solution face aux pics de consommation ou aux "pannes" de production électrique liées à l'absence de vent ou de soleil.

#### a. Centrales hybrides biomasse/éolienne

Dans une **centrale hybride** éolienne/biomasse, lorsque le vent est trop faible pour fournir l'électricité suffisante, de l'électricité de base biomassique, **propre**, est produite. Par exemple, le **biogaz** peut être transporté, échangé, stocké et utilisé lorsque de l'électricité ou de la chaleur est requise. Il peut couvrir les besoins de base et les pics de demande d'électricité et, couplé avec l'énergie éolienne, constituer un **système énergétique robuste**.

#### b. Un exemple : la ville de Dardesheim (Harz)

Par exemple, **Dardesheim**<sup>42</sup> (région du Harz) a atteint l'autonomie énergétique et produit même annuellement 30 à 40 fois plus d'électricité qu'elle n'en consomme. Cependant, les installations **photovoltaïques et éoliennes** ne suffisant pas à couvrir les besoins électriques de la ville, une centrale au **biogaz** a été construite à l'entrée de la ville. Enfin, pour compléter le dispositif, le parc éolien de Druiberg est relié à une **centrale hydraulique** à Wendefurth, à 30km. Lorsque les éoliennes produisent un excédent d'énergie, elles alimentent 2 citernes de la centrale hydraulique. Lorsque le vent tombe ou que le soleil s'efface, les vannes des bassins sont ouvertes de manière à faire tourner 2 turbines de 40 MW chacune.

Cependant, les centrales hybrides ne permettent pas de résoudre la **surproduction d'électricité** en cas de vent fort ou soleil.

### 2. Gestion de la surproduction d'électricité – stockage

Il est nécessaire de trouver des solutions pour protéger le réseau électrique, très sensible, et garantir sa stabilité, face aux **excédents d'électricité**. L'énergie doit alors être **stockée**, pour pouvoir être réinjectée sur le réseau en période de pointe de consommation ou en cas de panne de vent ou de soleil. Les technologies pour des grands réservoirs centraux de stockage sont les suivantes :

#### Stockage mécanique :

- stockage par **pompage-turbinage**
- stockage par **air comprimé**
- **volants d'inertie** (flying wheels)

#### Stockage électrique :

- **condensateurs à doubles couches** (double layers capacitor)
- **bobines**

#### Stockage électrochimique :

- stockage par **hydrogène**
- **batteries à haute température** (NaNiCl/NaS)
- **batteries à basse température** (lead acid, Ni-Cd / Ni-MH, Li-ion)

<sup>42</sup> Informations supplémentaires : BE Allemagne 422 - 05/02/2009 - <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/057/57586.htm>



#### - batteries flux redox

Le BMWi a enrichi le soutien de la R&D dans le domaine énergétique par un nouveau **dossier prioritaire sur les accumulateurs d'électricité**, afin de moderniser l'approvisionnement énergétique en y intégrant les EnR, et ainsi assurer la compétitivité de l'Allemagne.

### 3. Stockage par hydrogène

Il est possible de coupler les centrales avec une **installation de production d'hydrogène**, afin de produire de l'hydrogène en cas de production électrique excédentaire, avant de le stocker, pour libérer à nouveau de l'énergie en cas de besoin. Différentes méthodes de production d'hydrogène existent :

- Production à partir des énergies fossiles par reformage (la réaction chimique casse les molécules d'hydrocarbure sous l'action de la chaleur pour en libérer l'hydrogène). Le **vaporeformage du gaz naturel** est le procédé le plus courant <sup>43</sup> ;

- Production par décomposition de l'eau en oxygène et hydrogène. Cette solution est intéressante en terme environnemental, à condition toutefois d'opérer la dissociation à partir de sources d'énergie elles-mêmes **non émettrices de CO<sub>2</sub>**<sup>44</sup>. Cependant elle n'est pas rentable actuellement, car le rendement du procédé est encore faible, malgré des années de recherche ;

- Production à partir de biomasse : décomposition thermo-chimique de la **biomasse** ligno-cellulosique par gazéification puis purification du gaz de synthèse.

Le stockage de l'hydrogène peut être réalisé sous plusieurs formes (liquide, haute pression, basse pression), et les procédés ont actuellement tous un faible rendement. Le **stockage de l'hydrogène n'est pas rentable à court terme** à cause du rendement réduit du procédé.

#### En Allemagne :

L'entreprise **Enertrag**<sup>45</sup> à Prenzlau a eu l'idée de coupler une centrale hybride **biogaz/éolienne** avec une **installation de production d'hydrogène**. La centrale hybride devrait être mise en fonctionnement d'ici fin 2010. L'approvisionnement en énergie combinant l'énergie éolienne, le biogaz et la production d'hydrogène est le suivant :

- En cas de vent fort, de l'"**hydrogène éolien**" sera produit par électrolyse. Puis l'hydrogène, facilement transportable par pipeline, sera stocké dans des cavités de gaz, en mélange avec du méthane, permettant ainsi de **stocker l'énergie excédentaire du vent**.

- En cas de vent faible, **l'hydrogène sera mélangé avec du biogaz** et utilisé comme source de **chaleur ou d'électricité**. L'entreprise pétrolière Total achètera également une partie du gaz pour ses stations services à hydrogène.

### 4. Stockage par gaz naturel

L'entreprise autrichienne **Solar Fuel Technology** (Salzbourg), en coopération avec l'Institut Fraunhofer de recherche sur l'énergie éolienne (IWES), le Centre de recherche sur l'énergie solaire et l'hydrogène (ZSW) à Stuttgart et l'Université de Linz, cherchent à stocker l'électricité excédentaire produite par l'énergie éolienne ou photovoltaïque sous forme de **méthane synthétique**, neutre pour l'environnement, dans des gazomètres et conduits de gaz déjà existants. Une installation de démonstration fonctionne déjà avec succès à Stuttgart. La première centrale, d'une puissance de **10 MW**, devrait être construite d'ici **2012**.

Le procédé consiste à **transformer l'électricité excédentaire produite en gaz naturel**. L'énergie intermédiaire peut être stockée sous forme **chimique** dans le réseau de gaz naturel. L'infrastructure pour la transformation inverse de l'énergie chimique intermédiaire est déjà opérationnelle : il s'agit de centrales thermiques brûlant du gaz naturel et générant de l'électricité dans des turbines à gaz ou à vapeur. La technologie combine 2 procédés de transformation de l'électricité en énergie chimique : **l'électrolyse** et la **méthanisation**<sup>46</sup>. L'intérêt principal de cette technologie réside dans la possibilité **d'utiliser le réseau de gaz naturel existant**. Par ailleurs, le rendement de la transformation de l'électricité en gaz naturel dépasse 60%.

Les réservoirs locaux des fournisseurs d'énergie et les gros réservoirs centralisés sont dimensionnés de telle sorte qu'ils peuvent couvrir le besoin en méthane pendant plusieurs mois. La capacité de stockage du réseau de gaz naturel allemand s'élève à **200 TWh**. Le réseau électrique ne dispose que de **0,04 Wh**. L'intégration à l'infrastructure est facile : le gaz naturel peut être intégré dans le réseau d'alimentation, les pipelines et réservoirs, pour alimenter les véhicules ou allumer les chauffages en gaz naturel.

<sup>43</sup> Gaz naturel exposé à vapeur d'eau très chaude → libère l'hydrogène qu'il contient

<sup>44</sup> 2 procédés à l'étude : l'électrolyse (décomposition chimique de l'eau en O<sub>2</sub> et H<sub>2</sub> sous l'action d'un courant électrique – origine hydroélectrique principalement) et la dissociation de la molécule d'eau par cycles thermo-chimiques (dissociation à haute température, où la chaleur est produite par les réacteurs thermiques : réacteurs nucléaires à haute température de nouvelle génération, actuellement à l'étude, ou centrales solaires)

<sup>45</sup> Informations supplémentaires : BE Allemagne 433 - 22/04/2009 - <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/058/58746.htm>

<sup>46</sup> La méthanisation est elle-même un procédé chimique à plusieurs étapes : le CO<sub>2</sub> est transformé en méthane (le produit final, composant essentiel du gaz naturel), en passant par de l'acide formique, du formaldéhyde et du méthanol.

## 5. Stockage par pompage-turbinage

Le pompage-turbinage consiste à produire de l'électricité avec une **centrale hydroélectrique réversible**. L'énergie potentielle de l'eau est soit utilisée (turbinage), soit stockée (pompage).

Des **centrales de pompage-turbinage** pourraient jouer un rôle dans le **stockage de l'énergie électrique d'origine renouvelable** (en particulier éolienne) : sous vent fort, des moteurs actionnent des turbines **pompes** pour alimenter des citernes de la centrale hydraulique en eau ; lorsque le vent tombe, les vannes des bassins sont ouvertes, permettant ainsi de créer de l'énergie électrique au moyen d'une **turbine** reliée à des **alternateurs**.

### En Allemagne :

Jusqu'à présent, pour stabiliser le réseau, les fournisseurs d'électricité allemands utilisent des centrales hydrauliques avec un stockage par pompage-turbinage, avec un bon rendement. Malheureusement, de telles centrales ne sont rentables qu'en **montagne**. Or dans la plaine du nord de l'Allemagne, site de production de la plupart de l'électricité d'origine éolienne, des réservoirs bon marché sont nécessaires pour répondre à un besoin urgent et croissant.

## 6. Stockage par air comprimé<sup>47</sup>

Le **stockage par air comprimé** rencontre davantage de possibilités de développement que le pompage-turbinage. En cas de vent fort, les accumulateurs à air comprimé permettent d'utiliser le surplus d'électricité produit par les éoliennes pour **comprimer de l'air et l'injecter** dans un circuit bidirectionnel de **réservoirs souterrains**<sup>48</sup> à l'aide de compresseurs. Lorsque l'air est comprimé, sa pression crée un potentiel d'énergie élevé. En cas de besoin d'électricité, les accumulateurs des cavernes se déchargent de l'air comprimé qui va actionner des turbines. Cependant, cette technique, si elle n'est pas nouvelle, n'a jamais été exploitée, à cause du **faible rendement** des machines à air existantes (20 à 30 %). En effet, la chaleur émise par l'air comprimé génère des pertes importantes, la quantité d'énergie récupérée à la détente de l'air étant faible par rapport à celle initialement stockée.

Le **stockage adiabatique par air comprimé** est un développement à plus haute efficacité énergétique. L'air comprimé, chaud, est conduit vers le récupérateur, où il cède sa chaleur avant d'être **temporairement stocké à faible température** dans une cavité souterraine ; la **chaleur de compression émise est également stockée**. Puis cette chaleur est récupérée en cas de demande électrique, pour chauffer l'air comprimé réacheminé dans le récupérateur de chaleur, avant sa détente dans la turbine à haute température. L'intégration dans des accumulateurs à air comprimé de grande taille permet de réaliser cette installation sans alimentation externe et avec un rendement de 70%.

### En Allemagne :

L'un des premiers projets soutenus par la nouvelle initiative du BMWi est la réalisation d'un **"accumulateur adiabatique à air comprimé"**. Cet accumulateur nommé **ADELE** est développé par un consortium d'entreprises, dont font partie **RWE**, General Electric, Züblin, -Ittner-Hof, Erdgasspeicher Kalle et le Centre allemand de recherche aérospatiale (**DLR**), sous la coordination de RWE. L'objectif de ce projet est de stocker efficacement une grande quantité d'énergie, afin d'assurer l'injection d'électricité de source éolienne dans le réseau électrique. Une première installation de démonstration devrait être construite d'ici **2013**, avec une capacité de stockage de **1GWh** et une puissance électrique de **200 MW**. Ainsi ADELE devrait être en mesure de fournir pendant 5h une quantité d'électricité constante au réseau, de la même manière que 40 éoliennes modernes.

Par ailleurs, le **groupe énergétique EnBW**<sup>49</sup>, en partenariat avec **Siemens** et avec le soutien du Land de Basse-Saxe, a prévu la mise en service d'une **centrale de stockage par air comprimé** d'ici 2011/2012 en Basse-Saxe. L'entreprise est aujourd'hui à la recherche d'un site approprié (**cavernes de sel**). Le rendement de cette installation d'une nouvelle génération pourrait atteindre 70 %. Le principe de fonctionnement consiste, de même que pour le projet ADELE, à **récupérer la chaleur résultant de la compression de l'air en vue d'améliorer le rendement de l'installation**.

En Espagne, le **DLR** vient de mettre en service une **turbine à gaz (TAG)** intégrée à une centrale solaire à tour (CESA-1), délivrant une puissance de **250kW**, et qui fonctionne au **biodiesel**. Cette installation **hybride** expérimentale comporte un **champ de miroirs** qui réfléchit dans un premier temps les rayons du soleil et les dirige vers 3 récepteurs montés sur la tour. Placés les uns derrière les autres, ces récepteurs assurent ensuite un chauffage graduel de l'air comprimé de la TAG jusqu'à une température de 800°C. Si

<sup>47</sup> <http://www.enerzine.com/594/stockage-propre-de-l-energie---le-binome-air-comprime-hydrogene-pourrait-s-imposer/participatif.html>

<sup>48</sup> De formations géologiques diverses : sel, roche, aquifère

<sup>49</sup> <http://www.enerzine.com/594/stockage-propre-de-l-energie---le-binome-air-comprime-hydrogene-pourrait-s-imposer/participatif.html>

l'énergie solaire vient à manquer, le chauffage de l'air comprimé s'effectue par **combustion de biodiesel**. Ainsi, l'installation est capable de fournir de l'électricité en permanence, indépendamment de l'heure et des conditions météorologiques. Située sur la plate-forme solaire d'Almería dans le sud de l'Espagne, l'installation test a été conçue en collaboration avec 11 partenaires internationaux dans le cadre du projet européen **Solhyco**.

#### **7. Stockage par supercondensateur** <sup>50</sup>

Les supercondensateurs peuvent stocker une grande quantité d'énergie et la restituer très rapidement selon les besoins. Un supercondensateur<sup>51</sup> est un condensateur de technique particulière possédant une capacité de stockage comprise entre la batterie et le condensateur électrolytique et capable de restituer l'énergie plus rapidement qu'une batterie classique. Son application s'étend aux véhicules électriques mais aussi aux autres cas de stockage d'énergie électrique dans des conditions climatiques extrêmes (démarreur de locomotives, contrôle d'orientation des pales des éoliennes, etc.).

Dans ce contexte, le BMBF soutient à hauteur de 100.000 € un projet de recherche de l'Université Martin Luther de Halle-Wittenberg (MLU), pour le développement de supercondensateurs pour le stockage de l'énergie. Dans la première phase du développement du projet de recherche "**Super-Kon**", d'une durée de 6 mois, les chercheurs testeront les potentiels de valorisation que présentent certains matériaux composites innovants conçus à partir de divers matériaux de base bruts. Une commission d'experts évaluera ensuite les conclusions de l'étude préliminaire en vue d'une deuxième phase de soutien.

Le projet est une coopération entre l'Institut de physique, l'Institut de chimie anorganique et le Centre interdisciplinaire de sciences des matériaux de la MLU.

#### **8. Les véhicules électriques**

**Les véhicules électriques** peuvent aussi permettre de stocker de l'électricité. Dès qu'elles sont reliées au réseau électrique, les batteries peuvent servir de **réservoir d'énergie**. Les batteries des voitures totalisent une capacité d'1 MW, ce qui couvre les besoins énergétiques annuels d'un millier de personnes en moyenne. Les nombreuses batteries isolées sont en outre plus **flexibles** que quelques grands réservoirs. (cf Annexe E)

---

<sup>50</sup> Informations supplémentaires : BE Allemagne 469 - 03/02/2010 - <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/062/62185.htm>

<sup>51</sup> Il permet d'obtenir une densité de puissance entre 1.000 et 5.000W/kg et une densité d'énergie entre 0,5 et 10 Wh/kg

## Annexe G : les Smart Grids en France

### 1. Un déploiement généralisé des Smart Meters : projet Linky

Le plan de déploiement français, nommé **Linky**, prévoit d'équiper **30 millions de clients** avec des compteurs intelligents à l'horizon 2018. La difficulté consiste à trouver le bon **niveau de calibrage** afin de ne pas déployer une technologie inadaptée qui serait rapidement obsolète. Le projet est entré dans une phase de test, avec l'installation d'ici 2011 de **300.000 compteurs** communicants : 200.000 en zone rurale dans la région de Tours (Indre-et-Loire) et 100.000 en zone urbaine dans le département du Rhône. Une enquête de satisfaction est actuellement menée sur le projet. Selon ErDF, en charge du projet, 70.000 compteurs devraient être installés d'ici juin 2010. Les décisions pour le déploiement à grande échelle des compteurs, ainsi que les modalités de financement, seront prises sur la base d'un premier bilan prévu pour mars 2011.

Ces compteurs apportent quelques bénéfices :

- **Relèvement à distance**, sans prise de rendez-vous pour un relevé et sans dérangement.<sup>52</sup>
- Factures basées sur les **index réellement mesurés**.<sup>53</sup>
- **10 à 15% économies d'énergie** réalisées selon les experts grâce au suivi précis des consommations
- **Amélioration de la gestion du réseau** par ErDF, notamment par un meilleur ciblage des investissements et des travaux de maintenance.<sup>54</sup>

Le compteur intelligent est l'élément le plus visible du système Linky, lequel il nécessite aussi de mettre en place un réseau de communication, notamment d'installer 500 000 concentrateurs.

Selon la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) néanmoins, le bilan provisoire du projet Linky est peu convaincant, notamment pour les raisons suivantes :

- **Insuffisance des données récoltées** : la phase de test ne couvre pas les mois d'hiver, durant lesquels les pics de consommations sont pourtant élevés
- **Problèmes informatiques et techniques** : en particulier les compteurs intelligents sont sensibles aux dépassements de puissance ; l'installation d'un nouveau compteur peut donc entraîner des disjonctions, ce qui peut contraindre certains clients à souscrire à des abonnements plus chers pour une consommation identique.
- **Acceptation du dispositif** pas encore optimale : un effort pédagogique semble nécessaire pour l'améliorer.

### 2. Dispositif de régulation à distance d'EDF en Bretagne<sup>55</sup>

**Edelia**, une filiale d'EDF, teste depuis décembre 2009 en Bretagne un dispositif permettant d'agir à distance sur les appareils électriques de 600 particuliers, avec leur participation active, pour mieux étaler la consommation d'électricité, selon le principe que **le kWh le moins cher est celui qui n'est pas utilisé**. Il s'agit, à travers des réseaux intelligents, de piloter la consommation d'un particulier ou d'une collectivité, en **suspendant temporairement<sup>56</sup>** son approvisionnement tout en conservant le même confort. Cette expérience axée sur le chauffage vise à tester la faisabilité, la fiabilité et l'acceptabilité du dispositif mis en place. Un premier bilan de cette expérience a été tiré fin mai 2010.

Le dispositif mis en place chez des clients chauffés à l'électricité est d'un volume extrêmement réduit. Le client peut prendre en main sa propre consommation. Il est averti de la suspension de l'approvisionnement en électricité et peut s'y opposer, grâce à un boîtier installé chez lui. Le dispositif se double de la capacité pour le client de suivre par internet sa consommation journalière. Il permet une nouvelle flexibilité propre à faciliter la gestion de l'équilibre entre production et demande. Aucun compteur intelligent n'est utilisé dans cette expérience bretonne : les informations sont collectées via une passerelle reliée au compteur d'électricité. Toutefois, les fonctions de suivi de consommation qui sont proposées au client final sont du même type que celles fournies par un compteur communicant

Ce dispositif entre dans le cadre d'un programme à visée nationale dénommé **Enbrin** (Energie Bretagne Innovation) par EDF.

<sup>52</sup> A l'heure actuelle, 50% des compteurs sont inaccessibles car situés à l'intérieur du logement des clients. Les 50% restants sont situés dans les cages d'escaliers ou dans des coffrets extérieurs. Deux relevés sont effectués chaque année.

<sup>53</sup> Pour l'heure, sur les 6 factures annuelles, 2 sont basées sur les index réellement relevés, les quatre autres l'étant sur la base d'estimations.

<sup>54</sup> A l'heure actuelle, les localisateurs de défauts ne sont pas communicants : il faut aller les consulter sur place

<sup>55</sup> Enerpresse 9991 – 15/10/2010

<sup>56</sup> De telles coupures temporaires sont de l'ordre de 20 minutes à une demi-heure et au maximum deux fois par jour pour un particulier

## **Annexe H : Une idée à l'échelle européenne : "SuperSmart Grid"<sup>57</sup>**

Une nouvelle étude menée à l'échelle européenne souligne la manière dont un "super-réseau intelligent" (**SuperSmart Grid, SSG**<sup>58</sup>) pourrait soutenir une **transmission à longue distance et une production d'énergie décentralisée**. A terme, un tel réseau pourrait encourager la mise en place d'un **système énergétique complet à base d'énergies renouvelables d'ici 2050**. Cette étude fait partie de CIRCE<sup>59</sup>, un projet financé à hauteur de 10 Mio € dans le cadre du sixième programme cadre européen (FP6<sup>60</sup>). Programmé jusqu'en 2011, CIRCE a pour objectif d'évaluer les impacts des changements climatiques dans la zone méditerranéenne.

Vis-à-vis de **l'intermittence de la demande énergétique**, qui exige un **remodelage** du réseau européen qui ne pourrait pas suivre la **demande croissante en énergie**, les chercheurs de CIRCE proposent la combinaison suivante :

- Développer un **réseau extensif**, afin que l'électricité générée par des sources renouvelables puisse être transportée sur de longues distances, formant un "super-réseau".
- **Décentraliser** la production d'électricité renouvelable sur des **installations de petites dimensions**, ce qui constituerait un "réseau intelligent".

Ainsi, par la combinaison de ces deux options, un "super-réseau intelligent" pourrait être créé, qui aurait la capacité de transmettre l'électricité dans une large zone et de relier entre elles des installations de petites dimensions se partageant la production d'électricité. Selon les partenaires de CIRCE, un SSG efficace serait aussi capable de **compenser les fluctuations** d'électricité sur un large éventail.

Les chercheurs ont aussi noté que les **technologies de courant continu à haute tension** permettent au courant d'être transmis sur **de longues distances avec des pertes minimales**, alors que les lignes de courant alternatif nécessitent une isolation croissante et sont plus difficiles à gérer.

**L'intégration** du marché du courant en Europe rendrait le système plus fiable et les consommateurs pourraient acheter de l'électricité à meilleur marché. Selon les chercheurs, l'éco-électricité importée d'Afrique du Nord pourrait **stimuler la sûreté énergétique** car les importations globales d'énergie seraient plus **diversifiées**. Ils ont ajouté que le commerce d'électricité sur le marché mondial garantit un approvisionnement plus régulier en énergie importée.

D'autres avantages du SSG sont les **larges économies d'échelle et les faibles coûts d'opération** qu'il garantirait. Cependant, les **investissements initiaux** pour les installations d'énergie renouvelable seraient élevés.

---

<sup>57</sup> Informations supplémentaires : BE Allemagne 447 - 30/07/2009 - <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/060/60152.htm>

<sup>58</sup> Informations supplémentaires sur le SuperSmart Grid (en anglais) : <http://www.supersmartgrid.net>

<sup>59</sup> Informations supplémentaires sur CIRCE (en anglais) : <http://www.circeproject.eu>

<sup>60</sup> Informations sur le programme FP6 (FP6-SUSTDEV) : <http://redirectix.bulletins-electroniques.com/TzMFG>