

Freins et leviers de développement des réseaux et systèmes électriques intelligents



Catherine Albespy
Mastère Spécialisé Management Stratégique du Développement Durable
2009-2010

Résumé

Face à des difficultés grandissantes à satisfaire la demande d'électricité en Europe et notamment en France, deux stratégies complémentaires s'imposent: l'une visant à maîtriser cette demande en énergie et l'autre visant à développer massivement les sources de productions décentralisées d'énergies renouvelables et les moyens de stockage.

Afin de réaliser ces objectifs, il est essentiel de déployer d'une part des systèmes consommateurs efficaces et intelligents, et d'autre part de créer des réseaux intelligents d'approvisionnement électrique appelés Smart Grids. Ce rapport donne les éléments de définition des systèmes et réseaux intelligents ainsi que les leviers et les obstacles qui impactent les déploiements de ces technologies.

Les contextes politiques et réglementaires sont des leviers importants du développement des réseaux et systèmes intelligents, avec notamment un engagement fort des toutes les parties prenantes dans le processus de développement des standards Smart Grid. Il n'en reste pas moins que les investisseurs restent prudents face aux incertitudes de définitions des modèles d'affaires et de régulation propres aux enjeux du nouveau marché de l'électricité. Le fonctionnement équitable, la tarification variable en fonction de l'équilibre offre-demande, et la libre concurrence des acteurs du marché devront être garantis en intégrant les nouveaux acteurs d'agrégation, de valorisation de l'effacement et du stockage diffus. Pour cela il faudra que les capacités d'effacement et de stockage aient la même valeur commerciale que les capacités de production. Par ailleurs le déploiement du Smart Grid pourra être impacté par des problèmes d'acceptabilité des consommateurs qu'il faudra anticiper par des campagnes de communication, afin d'expliquer les bénéfices de ces systèmes et être rassurant quant aux risques associés. Enfin l'engagement des acteurs du Smart Grid ne faisant pas de doute, faire travailler ensemble des secteurs d'activités aussi différents que ceux des TIC et de l'électricité représente malgré tout un défi managérial et organisationnel sans précédent.

La maturité des technologies est quant à elle hétérogène mais les solutions sont identifiées et en cours de développement, des politiques d'incitation de développement de démonstrateurs Smart Grid sont en place.

Remerciements

Je remercie chaleureusement pour leur disponibilité et le partage de leurs expertises :

- Monsieur Robert Tissier, responsable d'affaires RTE Sud-est,
- Madame Sandrine Albou, chargée de développement Smart Grid, Département Méthodes et Appui, RTE,

... pour m'avoir aimablement transmis de la documentation riche en enseignement :

- Monsieur Lionnel Delolme, analyste des technologies IT chez Gartner,
- Monsieur Johann Thomas, étudiant à l'école Mines Paris'Tech en mastère spécialisé « Optimisation des Systèmes Energétiques »,
- Madame Peggy Misiraca-Teychene, Responsable Pôle Environnement CCI Nice Côte d'Azur,

... pour avoir partagé leur points de vue sur le développement du Smart Grid dans le cadre des workshops organisés par la CCI Côte d'Azur :

- Monsieur Ken Whittaker expert international Smart Grid,
- Monsieur François Dauphin, expert énergie,
- Monsieur David Boswarthick, ETSI Smart Grid technical officer,
- Monsieur Jean-Michel Corrieu, directeur IBM Business Solutions Center.

Enfin je remercie tout particulièrement Clément Boudesocque, étudiant à l'ENSEEIHТ en mastère spécialisé «Nouvelles Technologies de l'Energie» pour ses conseils et sa relecture.

Sommaire

Résumé	3
Remerciements	5
Sommaire	7
Table des Figures	9
Lexique	11
Introduction.....	13
Etat des lieux des problématiques du marché de l'électricité	15
1 Nécessité de réduction des émissions des gaz à effet de serre (GES)	17
2 Raréfaction des ressources géologiques	18
3 Consommation d'énergie en forte augmentation	21
4 Accentuation des pointes de consommation d'électricité.....	22
5 Vieillessement du parc de production électrique français.....	23
6 Problématique de sécurité de l'approvisionnement.....	23
7 Impacts du secteur énergétique sur l'environnement, la biodiversité et la santé	25
Introduction à la gestion globale de l'électricité.....	27
1. Pourquoi la gestion de l'électricité est-elle complexe?	29
1.1. Aspect physique	29
1.2. Aspect stratégique.....	29
1.3. Aspect commercial	30
1.4. Aspect social	30
2. Quels sont les acteurs du marché français de l'électricité	31
2.1. Marché Européen de l'électricité	31
2.2. Acteurs du marché français:.....	31
2.3. Commission de régulation de l'énergie (CRE)	33
2.4. Responsable d'équilibre	33
2.5. Transport	34
2.6. Distribution (ERDF)	35
2.7. Production	36
2.8. Fourniture.....	36
Axes de développement des systèmes électriques efficaces et des réseaux électriques intelligents .	39
1. Développement de systèmes efficaces en énergie	42
1.1. Introduction aux politiques mondiales d'efficacité énergétique	42
1.2. Développement d'un système électrique à haute efficacité énergétique	43
1.2.1. Enjeu de la maîtrise de la demande en énergie des systèmes d'éclairage public	43
1.2.2. Etude de cas – Appel d'offre pour des travaux d'éclairage public émis par la Ville du Cанны (Alpes-Maritimes)	44
1.3. Analyse des freins et des leviers de cette démarche de MDE	46
1.3.1. Certificats à Economie d'Energie (CEE)	46
1.3.2. Programme européen GreenLight	47
1.3.3. Freins impactant une démarche de maîtrise de la demande en énergie	47
1.3.4. Initiation d'un programme d'aide à la rénovation de l'éclairage public.....	49
2. Enjeux du développement des Smart Grids	50
2.1. Qu'est-ce que le Smart Grid ?	50
2.2. Intérêts d'un Smart Grid.....	51
2.3. Définition des acteurs propres au Smart Grid.....	54

2.4.	Description des composants et de la structure du Smart Grid	61
2.5.	Freins et leviers de développement des technologies Smart Grids	71
2.5.1.	Leviers et freins de régulation du Smart Grid	71
2.5.2.	Leviers politiques et législatifs pour le déploiement du Smart Grid	73
2.5.3.	Leviers et freins économiques.....	78
2.5.4.	Leviers et freins technologiques.....	84
2.5.5.	Leviers et freins liés à la standardisation	90
2.5.6.	Leviers et freins sociologiques.....	96
Conclusion		101
Annexes		105
1.	Rappel des bases de l'électricité	105
2	Références.....	106

Table des Figures

Figure1-1: Répartition par activité des émissions de CO2 seul dans le monde en 2004	9
Figure1-2: Evolution du réchauffement climatique en fonction des scénarios d'émissions de GES	17
Figure1-3: Estimation des réserves d'énergie fossile (hors uranium) exprimée en années	18
Figure1- 4: Extraction mondiale de pétrole de 1990 à 2009 (en millions de barils/jour en moyenne) .	19
Figure1- 5: Estimations du pic de production de pétrole	19
Figure1-6: Prévisions de profils de production du pétrole et du gaz	19
Figure1-7: Pic de production de charbon	20
Figure1-8: Générations à venir de centrales nucléaires	21
Figure1-9: Evolution de la consommation mondiale d'énergie (Mtep/an) (1 tep = 11 700 kWh)	21
Figure1-10: Estimations de la démographie mondiale entre 2000 et 2050 (en millions d'habitants) ..	21
Figure1- 11: Profil de consommation en puissance électrique lors d'un jour ouvrable	22
Figure1-12: Prévisions de puissance de pointe d'ici l'hiver 2024/2025	23
Figure 2- 1: Gestion des flux physiques d'électricité en France	32
Figure 2- 2: Bases de la gestion financière des flux d'électricité en France	32
Figure 2- 3: Grille ERDF de conditions de raccordement des consommateurs	36
Figure 3- 1: Pollution lumineuse de la zone européenne vue du ciel	43
Figure 3- 2: Comparaison des caractéristiques des 2 solutions	44
Figure 3- 3: Comparaison de l'investissement initial des 2 solutions	45
Figure 3- 4: Comparaison des coûts d'exploitation des 2 solutions	45
Figure 3- 5: Comparaison des coûts de maintenance des 2 solutions	45
Figure 3- 6: Calcul du retour sur investissement de la solution LED	46
Figure 3- 7: Comparaison en termes d'éco-conception des 2 solutions	46
Figure 3- 8: Schématisation d'un déploiement global du Smart Grid	50
Figure 3- 9: Bilan d'émissions de GES pendant l'exploitation des moyens de production d'électricité	54
Figure 3- 10: Valorisation du stockage pour tout acteur du marché de l'électricité	55
Figure 3- 11: Présentation d'une STEP	56
Figure 3- 12: Modèle des interconnexions dans l'exploitation du Smart Grid	59
Figure 3- 13: Ecometer, compteur intelligent du projet Carbon Trust	61
Figure 3- 14: Schéma d'équivalence des liens de télécommunication entre un système de télégestion EP et un réseau Smart Grid « côté distributeur »	63
Figure 3- 15: Système d'Information AMM à intégrer aux SI existants	65
Figure 3- 16: Structure des échanges au sein du SuperSmartGrid à l'horizon 2050	68
Figure 3- 17: Production d'énergie et Smart Grid	69
Figure 3- 18: Organisation de la taskforce Smart Grid de l'Union Européenne	73
Figure 3- 19: Etat des lieux de la régulation et du déploiement (publié par Capgemini en 2009)	74
Figure 3- 20: Planning de déploiement de l'AMM en France	77
Figure 3- 21: Etude de la maturité des technologies Smart Grids	84
Figure 3- 22: Coordination de compétences requises pour le développement du Smart Grids	87
Figure 3- 23: Ecosystème des travaux de standardisation Smart Grid	92
Figure 3- 24: Profil quantitatif des emplois Smart Grids aux Etats-Unis entre 2009-2018	96

Lexique

ACER:	Agence de Coopération des Régulateurs Européens
AIE:	Agence Internationale de l'Energie
AMM:	Automatic Meter Management
ANSI:	American National Standards Institute
ARN:	Autorité de Régulation Nationale
BBC:	bâtiment à basse consommation
BEUC:	Bureau Européen des Unions de Consommateurs
CCI:	Chambre de Commerce et d'Industrie
CEE:	Certificat à Economie d'Energie
CEN:	Comité Européen de la Normalisation
CENELEC:	Comité Européen de la Normalisation Electrotechnique
CNIL:	Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés
CPL:	Courant Porteur de Ligne
CRE:	Commission de Régulation de l'Energie
EJP:	Effacement Jour de Pointe
EnR:	Energie Renouvelable
EP:	Eclairage Public
EPRI:	Electrical Power Research Institute
ERDF:	Electricité Réseau Distribution France
ERGEG:	European Regulators' Group for Electricity and Gas
ETSI:	European Telecommunication Standardization Institut
kW:	kilowatt, unité de comptage de la puissance électrique
kWh:	kilowattheure, unité de comptage de l'énergie électrique (Energie = Puissance dispensée pendant 1 heure)
kWh cumac:	kilowattheure cumulé actualisé, unité de compte du dispositif CEE Un équipement ou une mesure est caractérisé par l'économie d'énergie qu'il génère sur la durée de l'action : les économies d'énergie sont cumulées. Une actualisation de 4 % est également appliquée. ¹ $CEE(kWh\ cumac) = Gain\ annuel(kWh) \times Durée\ de\ vie(an) \times Coefficient\ d'actualisation$
GES:	Gaz à effet de serre
GSM:	Global System for Mobile communication
GPRS:	General Packet Radio Service
IEC:	International Electrotechnical Committee
IP:	Internet Protocol
ISO:	International Standardization Organization
MDE:	Maîtrise de la Demande en Energie
MEEDDM:	Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer
NIST:	National Institute of Standards and Technology
POPE:	Loi « Programme des Orientations de la Politique Energétique »
PRIDES:	Pôles Régionaux de Développement Economique et Solidaire
SEE:	Solutions Energie Entreprises
SI:	Système d'Information
STEP:	Station de Transfert d'Energie par Pompage
RTC:	Réseau Téléphonique Commuté
RTE:	Réseau de transport de l'électricité
Tep:	Tonne équivalent pétrole

¹Document « Les CEE expliqués par l'ADEME – Entreprises »

TIC: Technologies de l'Information et de la Communication
TRI: Taux de Retour sur Investissement
TRV: Tarifs Réglementés de Vente
TURPE: Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité

Introduction

“The world’s electricity network will change more in the next 20 years than it has in the last 100.” Tels sont les premiers mots d’un article écrit par Bruce Orloff, Smart Grid manager chez IBM Energies & Utilities dans le bimensuel « Electricity Transmission and Distribution » de Juillet-Août 2009.²Ces quelques mots résument bien l’ampleur des bouleversements qui vont impacter les réseaux électriques au niveau international.

En Europe, après un siècle d’un approvisionnement électrique perçu comme illimité par les consommateurs, il est temps de réaliser que les ressources d’énergie traditionnelles ne sont pas renouvelables et que l’augmentation de la consommation électrique doit être endiguée. La continuité des prestations sécurisées d’approvisionnement électrique dépend de la réalisation de deux stratégies complémentaires : l’une visant à maîtriser cette demande en énergie et l’autre visant à développer massivement les sources de productions décentralisées d’énergies renouvelables et les moyens de stockage.

Afin de réaliser ces objectifs, il est essentiel de déployer d’une part des systèmes consommateurs efficaces et intelligents, et d’autre part de créer des réseaux électriques intelligents aussi appelés Smart Grids. Ces deux axes de développement doivent être opérés ensemble afin de garantir une gestion optimale de l’électricité.

L’objet de cette thèse professionnelle est d’identifier les leviers et les obstacles propres aux déploiements de ces technologies efficaces et intelligentes.

Après avoir fait un état des lieux des problématiques énergétiques, puis présenté les notions clés pour comprendre les rouages du marché français de l’électricité, nous analyserons les obstacles et les leviers de développement d’un système efficace en électricité basé sur le cas réel d’un projet d’éclairage public. Puis nous définirons les composants, la structure et les acteurs du Smart Grid, et nous mettrons en évidence les bénéfices de son implémentation. Le périmètre d’analyse du Smart Grid est très vaste et complexe, et il recouvre d’autres domaines, comme celui des énergies renouvelables, celui des véhicules électriques ou encore celui des technologies de stockage. Je me suis donc attachée à rester focalisée sur les infrastructures du réseau intelligent, même si cette « imperméabilité » ne peut être totale au fil de l’analyse. Le déploiement du Smart Grid étant étroitement lié à l’émergence du nouveau marché européen (et français) de l’électricité, il m’est apparu nécessaire de considérer ces deux aspects ensemble tant ils sont interdépendants.

Selon les points de vue politiques, réglementaires, économiques, technologiques et sociaux, nous nous intéresserons aux facteurs de succès et aux freins de déploiement du Smart Grid.

² Article “Smart Infrastructure – Building the intelligent grid of Tomorrow” Juillet-Août 2009

Partie 1

Etat des lieux des problématiques du marché de l'électricité

Avant de définir et d'analyser le Smart Grid, il faut dans un premier temps introduire les problématiques du marché de l'énergie. Ainsi nous serons en mesure de comprendre la pertinence du développement du Smart Grid en réponse à ces défis.

Nous traiterons les points suivants :

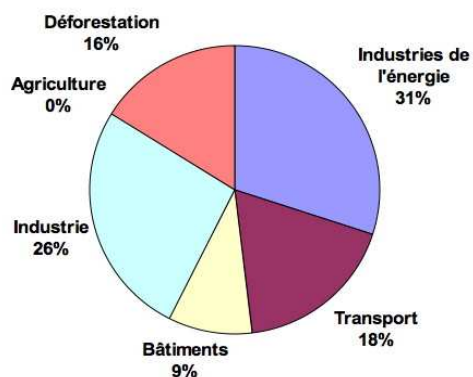
- Nécessité de réduction des émissions de gaz à effet de serre,
- Raréfaction des ressources géologiques,
- Consommation d'énergie en forte augmentation,
- Accentuation des pointes de consommation d'électricité,
- Vieillessement du parc de production électrique français,
- Problématique de sécurité de l'approvisionnement,
- Impacts du secteur énergétique sur l'environnement, la biodiversité et la santé.

1 Nécessité de réduction des émissions des gaz à effet de serre (GES)

Il est désormais prouvé notamment par le GIEC que l'activité humaine a un impact sur les changements climatiques par ses émissions de gaz à effet de serre (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC et SF₆ selon le protocole de Kyoto).

Or la quantité de gaz à effet de serre émise globalement par l'activité humaine a augmenté de 70% entre 1970 et 2004 (28,7 Gt éq. CO₂/an à 49 Gt éq. CO₂/an). Pendant cette période, **la croissance la plus importante des émissions globales de GES est provenue du marché de la fourniture d'énergie en hausse de 145%.**³

Figure1-1: Répartition par activité des émissions de CO₂ seul dans le monde en 2004

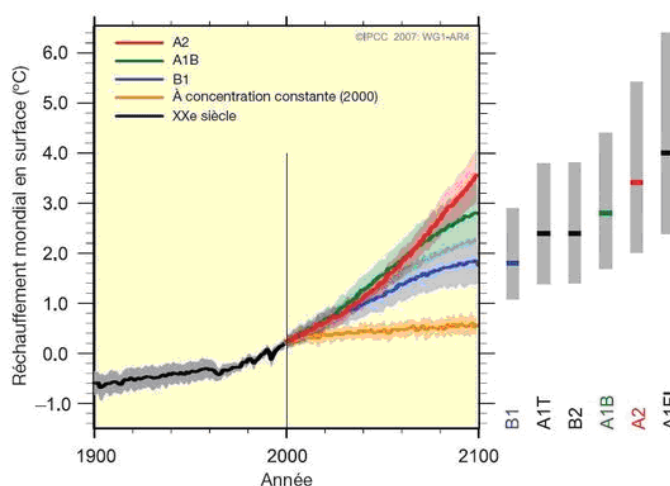


La Figure 1-2 donne les estimations d'augmentation de la température en fonction de niveaux de concentrations de GES dans l'atmosphère et en fonction des six scénarios principaux identifiés par le GIEC.

La Figure 1-1 montre que le secteur de l'industrie énergétique est directement responsable de **31%** des émissions de GES en 2004. A cela, on peut ajouter des problèmes d'efficacité énergétique dans les secteurs de l'industrie et du bâtiment qui provoquent une surconsommation de ressources énergétiques avec leurs émissions de GES associées.⁴

Ce phénomène reste très préoccupant pour les années futures selon les scénarios d'évolutions des émissions de GES étudiés par le GIEC.

Figure1-2: Evolution du réchauffement climatique en fonction des scénarios d'émissions de GES



³ Résumé GIEC pour les décideurs bilan 2007

⁴ Source Jancovici - BP statistical Review 2009 pour les consommations de combustibles fossiles ; IPCC AR4 WG 3 (2007) pour la production de ciment puis extrapolation par l'auteur ; Houghton, The Woods Hole Research Center pour le CO₂ dû à la déforestation (les années 2006 à 2008 sont considérées comme égales à 2005).

En tant que principal contributeur à ce phénomène, les activités du secteur de l'énergie ont donc une responsabilité directe sur le réchauffement climatique.

2 Raréfaction des ressources géologiques

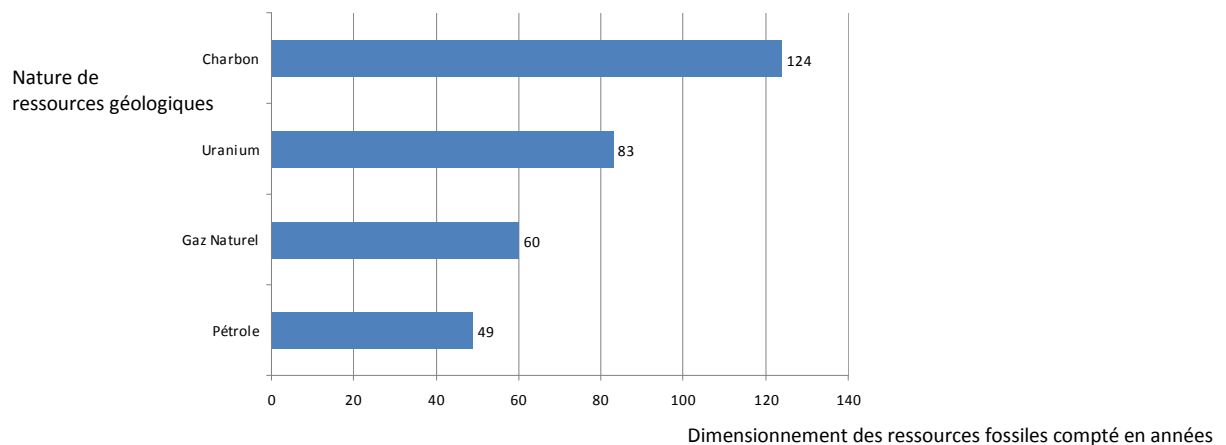
Les ressources d'énergie géologiques proviennent de richesses fossiles ou minérales qui peuvent être classifiées de la façon suivante :⁵

- dérivés hydrocarbures: 36% de la production d'énergie mondiale provient du pétrole et 24% du gaz
- charbon : 26% de la production mondiale
- uranium et ses dérivés : l'énergie nucléaire représente 6% de la production d'énergie mondiale

Ces ressources constituent un **stockage fini d'énergie**. En effet elles sont non renouvelables à l'échelle temporelle humaine.

Selon les données du rapport « BP statistical review of world energy June 2010 »⁶ et si on prend l'hypothèse théorique d'une consommation mondiale d'énergie constante dans le futur, on obtient une estimation des réserves de ressources géologiques présentées par la Figure 1-3.

Figure1-3: Estimation des réserves d'énergie fossile (hors uranium) exprimée en années



Or nous verrons plus loin que cette demande en énergie, loin de rester constante, sera en croissance, diminuant donc les estimations présentées ci-dessus.

2.1 Pic de la production pétrolière

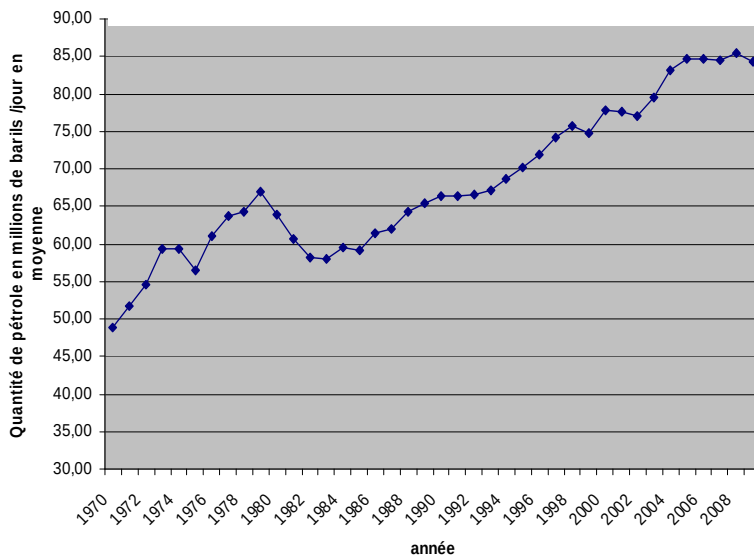
Si on considère notamment les capacités de production de pétrole, les résultats d'études datant d'août 2006 issus de plusieurs instances internationales listées sur la Figure 1-5 se rejoignent pour définir le pic de production de pétrole vers 2010.

Ces résultats tendent à être confirmés par les productions mondiales journalières moyennes entre 2005 et 2009 qui stagnent comme le montrent la Figure 1-4.

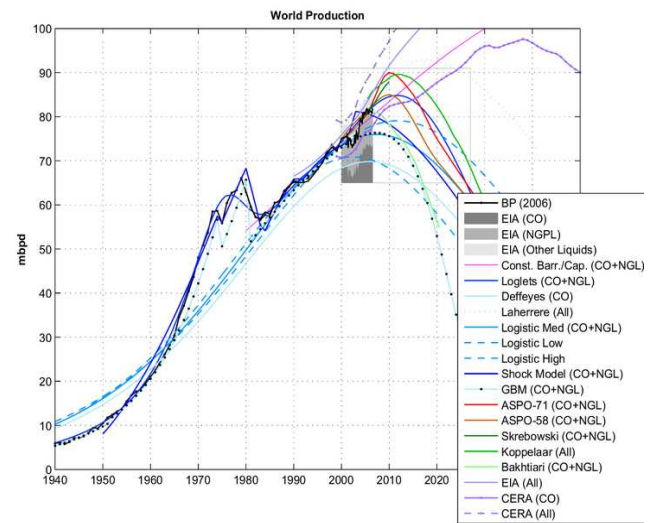
Ce phénomène de pic de production signifie qu'environ la moitié des stocks de pétrole mondiaux ont été extraits et que cette production va irrémédiablement décroître dans les années futures.

⁵ Article « World Energy and Population Trends to 2100 », Paul Chefurka, octobre 2007

⁶ BP statistical review of world energy June 2010

Figure1- 4:Extraction mondiale de pétrole de 1990 à 2009 (en millions de barils/jour en moyenne)


Source : Energy Information Administration, données extraites du
« June 2010 International Petroleum Monthly »

Figure1- 5:Estimations du pic de production de pétrole


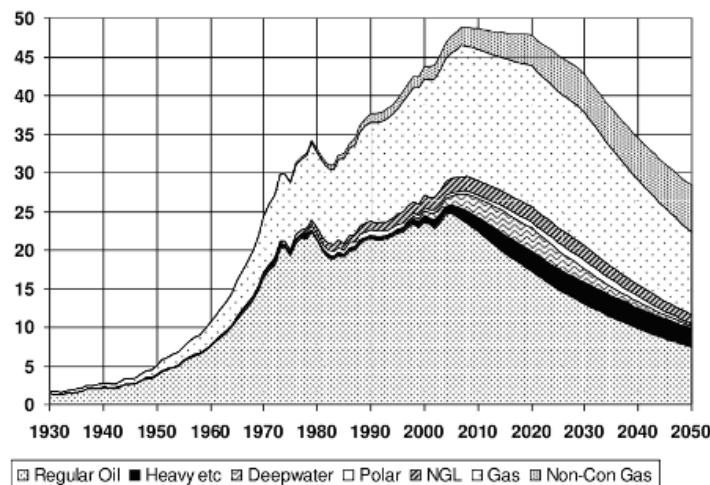
Source : Energy Information Administration, August 2006
International Petroleum Monthly

2.2 Pic de production de gaz

Comme pour le pétrole, le secteur du gaz va connaître un pic de production puis un déclin. En effet dans un communiqué datant de 2006, Yves Mathieu de l'Institut Français du Pétrole date le pic de production du gaz dans la période 2020-2030⁷. Une estimation plus alarmiste encore est publiée en 2008 par l'ASPO (Association for Study of Peak Oil and Gas) et présentée par la Figure 1-6.

Figure1-6: Prévisions de profils de production du pétrole et du gaz⁸

Production estimée
en milliard de barils



Cependant les prévisions comportent plus de variables inconnues que pour le pétrole. Le nombre d'analyses et de données concernant l'approvisionnement en gaz sont peu nombreuses en comparaison avec le pétrole. Il existe donc de grandes incertitudes concernant les ressources en gaz.

On sait par contre que certaines régions, sources d'approvisionnement majeures sont en déclin et notamment les Etats-Unis, le Canada et le Royaume-Uni qui assurent à eux seuls 28% de la

⁷ Rapport « Pic du Pétrole et Pic du Gaz Patrick », Brocorens, Université de Mons-Hainaut, février 2007, p.73

⁸ Source : ASPO Association for the Study of Peak Oil and Gas, <http://www.peakoil.net/> - 2008

production mondiale de gaz. S'agissant de la production russe, GazProm ne pourra maintenir sa production qu'au moyen des gisements de gaz de plus en plus petits, de plus en plus nombreux et de plus en plus éloignés des lieux de consommation ou des gazoducs principaux, ce qui va entraîner une hausse des coûts de transport et des délais de mise en production. En effet, la construction de pipelines nécessite des investissements importants, ainsi que des nombreux problèmes juridiques et logistiques.⁹

Autre donnée connue, les déclin des gisements de gaz se feront plus rapidement que pour le pétrole, dans la mesure où la viscosité d'un gaz est bien inférieure à celle d'une substance comme le pétrole.¹⁰

2.3 Pic de production du charbon.

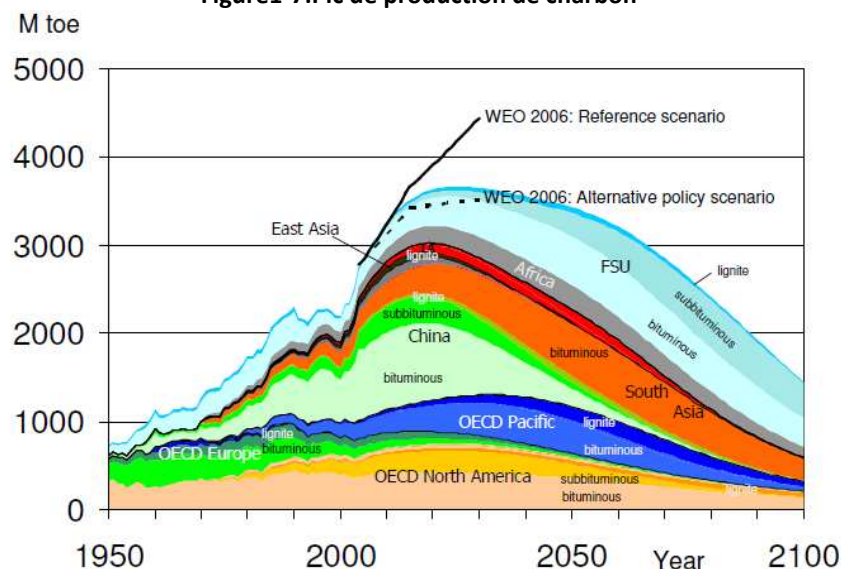
Le charbon est une ressource encore abondante et bien répartie sur la planète. Il est essentiellement utilisé pour produire de l'électricité et présente l'avantage de garantir un kWh moins cher que toute solution au gaz ou à l'éolien.

Cette attractivité économique fait que la production d'électricité par la combustion de charbon progresse au détriment des politiques de réduction des émissions de GES. De par sa forte teneur en carbone, le charbon est en effet la source fossile la plus polluante en matière de gaz à effet de serre notamment ce qui pousse les énergéticiens européens et notamment le GIEC à lui préférer les autres combustibles géologiques comme le gaz naturel ou encore le nucléaire.

Afin de pallier aux émissions de GES, il faudrait un déploiement rapide des technologies de production propre et de capture et stockage de carbone (CSC) qui ne sont pas encore matures.

Le pic de production du charbon, représenté par la Figure 1-7, a été estimé par les scientifiques du « Energy Watch group »¹¹ aux environs de 2025 avec une décroissance moins rapide que le pétrole et le gaz.

Figure1-7: Pic de production de charbon



2.4 Pic de production de l'uranium

Le dernier rapport de l'AIEA (Agence Internationale de l'Energie Atomique), portant sur l'étude des ressources, production et demande en énergie nucléaire, connue également sous le nom de "Red

⁹ Article « Information de marché dans le secteur des produits de base » CNUCED (Conférence des Nations Unies sur le commerce et le développement)

¹⁰ Article « World Energy and Population Trends to 2100 », Paul Chefurka, octobre 2007

¹¹ Rapport "Coal: Resources and future production" – Energy Watch group – March 2007

Book", indique que sur la base du taux de consommation de l'année 2007, "les ressources prouvées à l'heure actuelle seront suffisantes pour assurer la fourniture d'uranium durant 83 ans".¹²

Cependant l'AIEA indique aussi que plus de cinquante états membres souhaitent se doter de moyens de production d'énergie nucléaire. En 2008, le nombre de projets approuvés par le programme de coopération mené par l'AEIE a été multiplié par trois par rapport au précédent programme. Par ailleurs, d'après les projections développées dans le « Red Book », d'ici 2035 la capacité nucléaire mondiale devrait croître de 500 à 785 GWe. La demande en uranium pour la production mondiale d'énergie nucléaire va donc être fortement revue à la hausse.

Même avec une plus grande demande en uranium, il apparaît que moins de la moitié des ressources décrites devrait être consommée en 2035.

Cependant il n'en reste pas moins que les innovations technologiques en termes de réacteurs et de cycles d'utilisation du combustible (estimées dans le tableau ci-dessous) seront cruciales pour utiliser de manière la plus efficace possible les quantités disponibles d'uranium à long terme.

Figure1-8: Générations à venir de centrales nucléaires¹³

Génération	Premières utilisations	Technologies	Combustible	Remarques
2	1970	Fission	Uranium 235	Réacteurs en service actuellement
3	2015			Projet EPR
4	2035 au plus tôt	Surgénération	Thorium232, Uranium 238, etc.	6 projets coordonnés au niveau international
...	2100	Fusion	Deutérium...	Projet ITER

Enfin quels que soient les progrès technologiques, l'industrie nucléaire présentera de manière durable des contraintes d'acceptabilité sociétale et environnementale assorties de risques de détournement de cette technologie pour un usage militaire. (voir enjeux géopolitiques)

3 Consommation d'énergie en forte augmentation

Comme on peut le constater sur la Figure 1-9, la consommation d'énergie mondiale est en forte augmentation ; entre 2000 et 2004, la consommation a notamment augmenté de 10%!

Figure1-9: Evolution de la consommation mondiale d'énergie(Mtep/an)² (1 tep = 11 700 kWh)

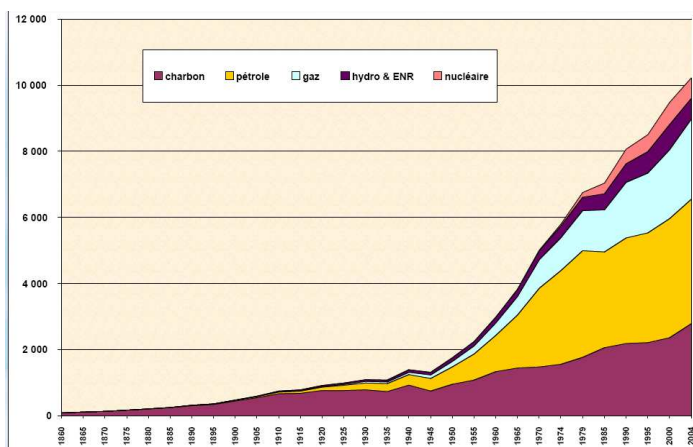
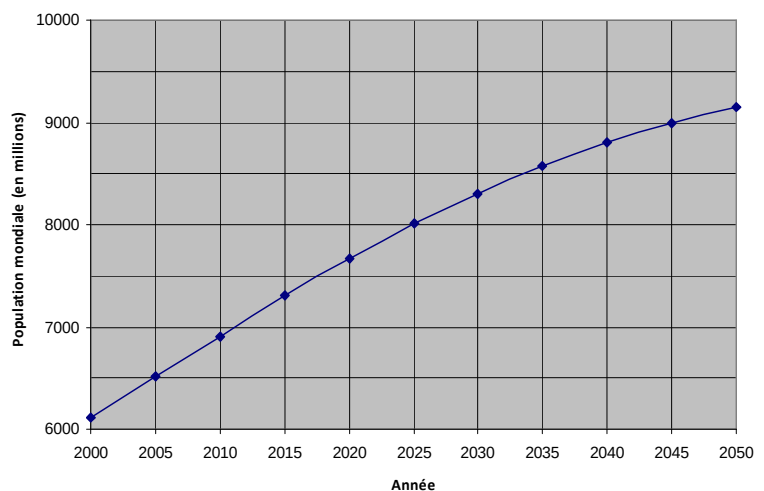


Figure1-10: Estimations de la démographie mondiale entre 2000 et 2050(en millions d'habitants)



¹² IAEA Annual Report for 2008

¹³ Ouvrage « La vie après le pétrole », Jean-Luc Wingert, Editions Autrement 2005, p.145

Cette croissance s'explique par plusieurs facteurs :

- la croissance démographique mondiale (présentée par le Figure 1-10 selon les estimations de l'ONU¹⁴)
- l'amélioration de la qualité de vie des populations des nouveaux pays développés ou dits en voie de développement (Chine, Inde, Brésil, etc.)

Dans la mesure où ses deux facteurs vont croître dans les prochaines années, il en sera de même de la consommation d'énergie mondiale.

L'Agence Internationale de l'Energie affirme notamment que la consommation mondiale de gaz naturel va presque doubler d'ici 2030, poussée principalement par la génération d'électricité.¹⁵ L'augmentation annuelle de la consommation est estimée à 2,3%.

Dans les pays développés tels la France, on constate une stagnation de la consommation moyenne d'énergie primaire et finale, voir une diminution liée à la crise économique en 2008 et 2009¹⁶. Avec le développement de nouveaux usages électriques notamment dans le domaine des transports, il est à prévoir une nouvelle augmentation de la consommation en énergie électrique finale.

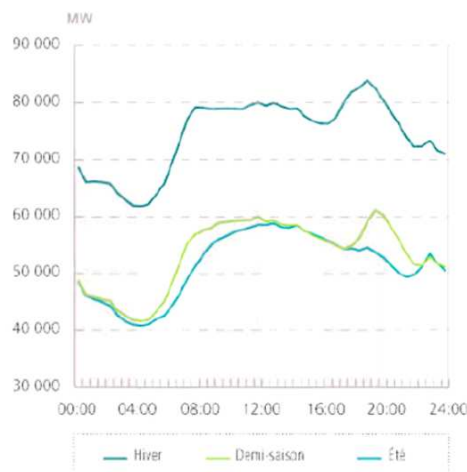
4 Accentuation des pointes de consommation d'électricité

Quelles que soient les tendances énergétiques moyennes en France, reste le problème grandissant des pointes de consommation qui devient difficile à gérer.

On observe deux phénomènes de pics de consommation : l'un journalier et l'autre saisonnier.

- Pic de consommation journalier

Figure1- 11: Profil de consommation en puissance électrique lors d'un jour ouvrable



La Figure 1-11 ci-joint permet d'appréhender les variations de consommation de puissance quotidienne¹⁷. Lors d'une journée hivernale, la consommation électrique totale en France est la plus importante entre 19h et 21h, heure à laquelle de nombreux appareils électriques sont utilisés (éclairage, électroménager, etc.). La pointe de consommation d'une journée estivale est plutôt observée vers 13h (climatisation).

- Pic de consommation saisonnier

La consommation d'énergie en hiver est bien plus importante qu'en été, cela est dû à la prédominance du chauffage électrique en France. Le système électrique français est dimensionné pour fournir une puissance de 90GW. Mais une telle production n'est assurée qu'au

moyen de centrales charbon et gaz (pour une consommation de pointe) et de centrales au fioul (pour une consommation d'extrême pointe) utilisées en appoint lorsque les centrales nucléaires et hydrauliques ne suffisent plus. Cette énergie de crête est donc non seulement émettrice de GES mais elle est aussi très onéreuse, car nécessitant de lourds investissements pour seulement un fonctionnement de quelques heures par an. Les pics de consommation peuvent aussi être assurés grâce aux importations d'électricité rendues possibles par les interconnexions entre réseaux européens.

¹⁴ [Work Populations Prospects : The 2008 Revision Population Database](#)

¹⁵ [World Energy Outlook 2004 - IAE](#)

¹⁶ Article « [France : la consommation d'énergie a diminué de 5% en 2009](#) » et p.8-10 du rapport [Chiffres clés de l'Energie Edition 2009](#) par le Commissariat général du Développement Durable

¹⁷ [Rapport Poignant Sido p.5](#)

RTE souligne que « le développement du chauffage électrique, notamment des pompes à chaleur, va augmenter la sensibilité à la température de la consommation d'électricité en hiver. Cette sensibilité (qui atteint aujourd'hui 2 100 MW par °C en hiver) devrait atteindre 2 500 MW par °C en 2025. »¹⁸

On prévoit donc des pics de consommations saisonniers de plus en plus accentués comme le montre la Figure 1-12

Figure1-12: Prévisions de puissance de pointe d'ici l'hiver 2024/2025
dans le scénario de "Référence" du bilan prévisionnel 2009 de l'équilibre offre demande - Source RTE

(GW)	2012/2013	2014/2015	2019/2020	2024/2025
Pointe à température normale	86,9	88,2	91,0	94,9
Pointe « à une chance sur dix »	102,0	103,8	107,7	112,0

Note : la pointe « à une chance sur dix » donne le niveau de puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver.

5 Vieillessement du parc de production électrique français

- Moyens de production de pointe

Les normes environnementales européennes imposeront la fermeture d'un grand nombre des centrales thermiques européennes les plus anciennes d'ici à 2015. Il est donc prévu l'arrêt d'une partie des centrales de production de pointe (charbon, gaz, pétrole) et la diminution du parc de production par cogénération.¹⁹

D'ici 2015, la mise en service des cycles combinés gaz actuellement en construction devrait contribuer à compenser l'obsolescence de ces centrales vieillissantes.

- Moyens de production de base : nucléaire

Concernant les infrastructures de production nucléaire, l'âge moyen du parc nucléaire français est de 24,5 ans, ce qui est peu en comparaison de l'âge moyen du parc britannique (36,75 ans) ou de celui des Etats-Unis (29,75 ans).²⁰

Prévu initialement pour une durée de 30 ans, les exploitants accompagnés en France par le CEA²¹ s'emploient donc à allonger la durée de vie de ces centrales pour des raisons de rentabilité financière mais aussi environnementales. En effet, porter de 30 à 40 ans la durée de vie des centrales nucléaires permettrait d'éviter 25% d'émissions de CO₂ dues à la construction de nouvelles centrales.

Cependant selon GreenPeace, les conséquences du vieillissement des centrales nucléaires sont doubles. D'une part, on constate un accroissement du nombre d'incidents tels que petites fuites, fissures ou courts-circuits, d'autre part, plus préoccupant encore est l'affaiblissement graduel des matériaux des réacteurs. Des problèmes de fissures peuvent ainsi apparaître dans les couvercles des cuves de réacteurs. Ce problème a été notamment identifié dans des réacteurs en France, Suède, Suisse et États-Unis.²² Après une trentaine d'années de fonctionnement, le risque d'accident nucléaire d'un réacteur augmente chaque année de manière significative (Meyer,1998). Si une prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs apparaît comme une perspective financière très intéressante pour l'opérateur nucléaire, les risques associés deviennent conséquents.

6 Problématique de sécurité de l'approvisionnement

- Capacité d'importation

¹⁸ Rapport Poignant Sido p.10

¹⁹ Article euro-energie.com « la sécurité électrique de la France devrait être assurée jusqu'en 2013 » - 25 juillet 2010

²⁰ Article L'Expansion « Les Centrales Françaises loin de la retraite » ,19 décembre 2009

²¹ Article « Amélioration du parc » site internet du CEA

²² Rapport Vieillessement des centrales nucléaires et sécurité GreenPeace Mars 2006 p.2

Même si le parc de production électrique français est dimensionné de manière à ne pas avoir besoin, en moyenne, d'importations d'électricité, le développement des interconnexions avec les pays limitrophes permet d'accroître la sûreté d'approvisionnement en France. Ainsi il est possible d'importer de l'électricité :

- si son coût est inférieur à celui de l'électricité produite par les centrales à hydrocarbures françaises
- si la pointe de consommation est telle que les centrales à hydrocarbures françaises ne suffisent plus
- si on souhaite compenser la défaillance brutale d'un équipement de production ou de transport d'électricité.

- Aléas d'approvisionnement

Afin de garantir la sûreté d'approvisionnement en électricité, les gestionnaires de réseau appliquent dès que cela est réalisable la « règle du N-1 ». Cette règle consiste à garantir le bon fonctionnement du réseau même en cas de défaillance d'un élément du réseau de transport ou d'une unité de production. Dans ce cas l'électricité doit pouvoir être acheminée par une autre partie du réseau, ou fournie depuis une autre unité de production.²³

En France, certaines régions telles que la Bretagne et l'extrême sud-est où cette règle du N-1 n'a pas été appliquée jusqu'ici, sont en situation de fragilité d'approvisionnement. En effet, les aléas de natures variées ont été la cause de plusieurs « blackouts » notamment en Provence-Alpes-Côte-d'Azur ces dernières années :

- 3 novembre 2008, incidents techniques dus à des intempéries²⁴
- 30 juillet 2009, coupure due à un incendie à proximité de la ligne 400000V²⁵
- 21 décembre 2009, incident technique en Avignon sur fond de pointe de consommation hivernale²⁶

Pour la région PACA, l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement repose sur quatre piliers stratégiques :

- maîtrise accrue de la demande en électricité notamment lors des pics de consommation
- production locale décentralisée à base d'énergie solaire²⁷
- renforcement du réseau de transport d'électricité (réalisation du « filet de sécurité »²⁸)
- planification d'une nouvelle ligne de transport d'énergie assurant l'interconnexion des réseaux français et italiens via cette zone à risque.

- Contexte géopolitique

Dans un contexte international, les tensions liées à l'énergie résultent d'une demande toujours croissante de pétrole et de gaz naturel, et de la répartition très inégale des réserves mondiales de ces hydrocarbures. Les principaux centres de consommation pourvus de réserves insuffisantes, que sont l'Asie orientale, l'Europe de l'Ouest et l'Amérique du Nord, cherchent à diversifier leurs approvisionnements afin de les sécuriser. Ces facteurs expliquent par ailleurs l'intensification des flux d'échanges pétroliers et gaziers à l'échelle mondiale.

Les pays consommateurs cherchent à limiter leurs dépendances vis-à-vis du Moyen-Orient, zone politiquement instable et principale réserve mondiale d'hydrocarbures.

Les risques géopolitiques peuvent avoir 3 origines relativement interdépendantes :

- risques de conflit,
- risque de montée en puissance de l'extrémisme notamment religieux,
- risque de terrorisme.

²³ Article RTE Continuité de service

²⁴ Article Le Figaro « Plus d'électricité en Alpes-Maritimes », 3 novembre 2008

²⁵ Article La Provence « Coupures de courant dans toute la région à cause d'un incendie », 30 juillet 2009

²⁶ Article NiceRendezVous « Nice et Alpes-Maritimes black-out électrique pour 2 millions de personnes », 21 décembre 2009

²⁷ Communiqué du président du Conseil Général des Alpes Maritimes Eric Ciotti 29 octobre 2009

²⁸ Espace Presse RTE 9 avril 2010

Ces risques fragilisent à la fois la sûreté de la production et celle du transport des hydrocarbures via les gazoducs et oléoducs.

Dans l'histoire récente, les conditions de production au Moyen-Orient ont été d'abord menacées par la guerre Iran-Irak (1980-1988), puis par l'invasion du Koweït par l'Irak en 1991 qui a donné naissance à « la guerre du Golfe », et enfin la guerre d'Irak à partir de 2003, mettant toutes deux en jeu des forces armées internationales.

S'agissant du transport, la région du Caucase à la croisée des routes énergétiques des oléoducs et des gazoducs en Asie Centrale est elle aussi exposée à de vives

tensions notamment en Tchétchénie et en Ossétie du Sud.²⁹ Sur fond d'extrémisme religieux grandissant et de guerres civiles latentes, les cours du pétrole reflètent la nervosité du marché face à ces risques.

Le contexte géopolitique de l'énergie évolue par ailleurs en fonction de luttes d'influences politiques, économiques et diplomatiques que l'on peut illustrer par le cas de la Russie. Ce pays, doté d'un important potentiel de réserves de gaz et de pétrole fait l'objet de campagnes de lobbying très appuyées : l'Europe et les Etats-Unis sont en concurrence pour l'accès aux ressources de la mer Caspienne alors que le Japon et la Chine se disputent celles du lac Baïkal (Sibérie). La crise russo-ukrainienne de fin 2005 en est une illustration intéressante et démontre le pouvoir politique et économique que confère la possession de ressources énergétiques en son sol, de même que les risques impactant leurs transports.³⁰

Oléoduc en flammes (Koweït,1991)



Enfin un facteur géopolitique particulier existe concernant le secteur nucléaire : le risque de détournement de l'expertise nucléaire civile de production d'électricité vers un usage militaire. Or le traité de non-prolifération nucléaire (TNP) prévoit, dans son article 4, le droit des pays à se doter d'un programme nucléaire civil, donc le droit de mettre en œuvre les techniques d'enrichissement de l'uranium.³¹ Parmi d'autres pays, des soupçons de développement de l'arme nucléaire sous couvert d'un programme civil planent sur le régime iranien de M. Ahmadinejad. Cette situation crée une tension diplomatique importante entre l'Iran et les pays Occidentaux qui n'admettent pas l'intérêt que l'Iran aurait à produire de l'électricité nucléaire alors que son sous-sol regorge d'hydrocarbures. L'hypothèse d'un développement militaire s'impose alors.

7 Impacts du secteur énergétique sur l'environnement, la biodiversité et la santé

Nous avons déjà abordé l'impact du secteur de l'énergie sur le réchauffement climatique via ses émissions de gaz à effet de serre. Il est donc impliqué dans les dérèglements climatiques et écosystémiques profonds. On peut citer en exemple l'intensification des effets d'El Nino, le dérèglement des moussons en Asie ou encore la fonte des glaces polaires.

Les impacts environnementaux des activités du secteur énergétique peuvent être plus directement constatés.

Première industrie visée, l'industrie pétrolière est tout d'abord responsable d'une longue liste de marées noires, conséquences des naufrages de tankers parmi lesquelles l'Amoco Cadiz (230 000t de pétrole déversées), l'Exxon Valdez (40 000t déversées), le Sea Empress (72 500t) ou l'Erika (20 000t) ont eu notamment des effets irrémediables sur les écosystèmes marins et littoraux.

²⁹ Carte « Caucase-croisee-routes-energetiques-est-ouest » de Questions Internationales n.37 Mai-juin 2009

³⁰ Les enjeux de l'énergie de Ludovic Mons édition Larousse 2006 p. 61

³¹ Article « Téhéran revendique son droit au nucléaire civil » Le Monde Diplomatique par Cyrus Safdari Novembre 2005

Il faut aussi compter des catastrophes volontaires (En janvier 1991, les Irakiens sabotent les installations koweïtiennes et déversent 800 000 tonnes de pétrole à la mer) ou accidentelles (on estime à 645 480 tonnes³² avec une marge d'erreur de 10%, la quantité de pétrole qui s'est déversée dans le Golfe du Mexique entre le 20 avril et le 2 août 2010 suite à une explosion sur un forage de la compagnie BP). Cette dernière catastrophe écologique sans précédent pourrait être cependant éclipsée par les dégazages illégitimes des cargos qui représenteraient plus de 90% des rejets d'hydrocarbures dans les océans.³³

- Le secteur nucléaire est aussi l'objet de controverses importantes principalement de deux natures : la question de la sûreté nucléaire et la question des déchets radioactifs.

S'agissant de sûreté nucléaire, deux accidents ont ébranlé durablement l'acceptabilité sociétale du nucléaire. En 1979, l'accident de « Three Miles Island » a été classé de niveau 5 sur l'échelle d'Ines. Puis en 1986 la centrale nucléaire de Tchernobyl connaît un accident majeur de niveau 7, responsable de la propagation d'un nuage radioactif contaminant une grande partie de l'Europe. Les chiffres officiels font état de 31 morts sur le lieu des explosions, mais 24 ans après l'accident les estimations de certaines ONG dénombrent entre 25000 et 240000 décès liés à la catastrophe de Tchernobyl.³⁴ Les conséquences de cette catastrophe pèsent encore lourdement sur l'environnement et la santé des populations locales (cancers, malformations génétiques) bien qu'il soit difficile pour l'OMS d'en établir un bilan sanitaire objectif.³⁵ Même si la sûreté nucléaire est aujourd'hui un domaine de très haute maîtrise de management des risques, il n'en reste pas moins un problème d'acceptabilité sociétale et un risque de production dus à ces probabilités de dysfonctionnements aussi faibles soient-elles.

L'acceptabilité de la production d'énergie nucléaire est par ailleurs entachée par l'absence de solutions durables pour la gestion des déchets ultimes radioactifs.

- Malgré la nature de son énergie renouvelable (EnR), le secteur de l'hydroélectricité est aussi responsable d'impacts importants au niveau environnemental, sanitaire, social et culturel. En effet, bien que développés dans le cadre des mécanismes de développement propre (MDP) issus du Protocole de Kyoto, les réalisations d'ouvrages hydroélectriques de grandes ampleurs au Brésil, en Afrique et en Chine sont souvent réalisés sans consultation des populations locales et sans souci de préservation de la biodiversité. Par ailleurs, selon l'Institut national de la recherche amazonienne, certains barrages sont responsables d'émissions de GES du fait de la décomposition de la végétation noyée dans les réservoirs.

Certains acteurs du secteur n'en restent pas moins désireux de limiter leurs impacts sur la biodiversité. Ainsi en France, une convention d'engagements a été signée le 23 juin 2010 entre Jean-Louis Borloo, ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer et notamment les représentants de la production d'hydroélectricité pour le développement d'une hydroélectricité durable en cohérence avec la restauration des milieux aquatiques.^{36,37}

Face à cet état des lieux des problématiques du marché de l'énergie des plus préoccupants, des actions correctives doivent être entreprises et notamment :

- L'optimisation de la demande d'électricité par des systèmes électriques intelligents
- Le développement de réseaux électriques intelligents intégrant massivement les sources d'énergies renouvelables (EnR)

Afin de pouvoir analyser ces deux axes, la partie 2 introduira les spécificités de la gestion de l'électricité et les acteurs de ce marché notamment en France.

³² Article du Monde « La marée noire s'estompe, la polémique persiste », 5 août 2010

³³ Les enjeux de l'énergie de Ludovic Mons édition Larousse 2006 p. 79

³⁴ Résumé du livre Tchernobyl, Conséquences de la catastrophe pour l'Homme et la Nature 2007 p.19 A.V.Yablokov, V.B.Nesterenko

³⁵ Article du Monde « Zone trouble autour de Tchernobyl », 24 avril 2010

³⁶ Article Novethic « Les méga-barrages menacent les Indigènes » - 20/08/2010

³⁷ Communiqué de presse: Signature de la convention d'engagements pour le développement d'une hydroélectricité à haute qualité environnementale

Partie 2

Introduction à la gestion globale de l'électricité

Nous verrons dans ce chapitre les particularités de la gestion de l'électricité en considérant ses propriétés physiques, ses spécificités de gestion stratégique et commerciale puis nous évoquerons l'impact social de l'électricité. Nous présenterons ensuite les acteurs du marché français de l'électricité de manière à comprendre par la suite les implications de ces acteurs dans le développement du Smart Grid.

1 Pourquoi la gestion de l'électricité est-elle complexe?

1.1 Aspect physique

Les propriétés physiques de l'électricité font qu'elle doit être en constante circulation, et qu'elle ne peut être stockée que sous forme d'énergie primaire (thermique, mécanique, etc.) ou par des procédés chimiques peu performants et très coûteux. La puissance électrique, paramètre de quantification instantanée de l'électricité est d'ailleurs une grandeur physique qui mesure le flux d'électricité dans un conducteur (unité : Watt). Autre grandeur physique fondamentale de l'électricité, l'énergie exprime une quantité d'électricité relative à un temps d'approvisionnement (unité : Watt.heure):

$$\text{Energie} = \text{Puissance} \times \text{Temps d'approvisionnement}$$

La livraison d'une même énergie peut être relative à des situations très différentes. On comprend en effet qu'un client consommant 1kilowatt (kW) pendant 24 heures ne fait pas supporter à son fournisseur le même coût d'infrastructures qu'un client consommant 24kW durant seulement une heure, même si l'énergie consommée est identique.

Donc la fourniture d'électricité comprend en réalité deux services : d'une part la livraison de l'énergie en fonction des besoins, d'autre part l'assurance d'une certaine puissance quelque soit le temps de livraison.³⁸

Les caractéristiques physiques de l'électricité rendent sa gestion complexe, dans la mesure où il est nécessaire de maintenir tout point du réseau à un état d'équilibre de charge constant pour éviter les surcharges et donc la détérioration de ses infrastructures.

Concernant le transport et la distribution de l'électricité, une bonne qualité de l'approvisionnement consiste à limiter les pertes électriques en ligne. Il faut comprendre que les pertes en ligne croissent lorsque la tension électrique et le facteur de puissance baisse (voir Annexe 1: Rappel base de l'électricité). En effet, à puissance de charge constante, si la tension diminue, l'appel de courant augmente selon la loi $\text{Puissance} = \text{Tension} \times \text{Intensité}$.

Ceci provoque une augmentation des pertes par effet Joule proportionnelle au carré de l'intensité ($\text{Puissance dissipée} = \text{Impédance} \times \text{Intensité}^2$)

Selon le « Pacific Northwest National Laboratory », les pertes moyennes en ligne sont estimées à 5%, et atteignent 8% ou plus en période de pointe de consommation lorsque le niveau de tension est minimal et le courant maximal.³⁹

1.2 Aspect stratégique

Les investissements relatifs à la gestion de l'électricité sont très lourds et présentent une rentabilité à long-terme (20-40 ans) et de plus toute stratégie une fois engagée est irréversible.

Ce contexte pousse les investisseurs à la plus grande prudence face aux incertitudes des évolutions futures du marché de l'électricité. Le plus souvent, les incitations financières ne sont pas des signaux suffisants pour les amener à s'engager, dans la mesure où personne ne peut avoir la visibilité sur les conditions futures d'exploitation et de régulation.

³⁸ Rapport Poignant Sido p.30

³⁹ Rapport The Smart Grid : An estimation of the Energy and CO2 Benefits », US department of Energy, January 2010 p.3-27

Par exemple les entreprises gérant le transport et la distribution de l'électricité peuvent exercer leurs influences sur les décisions d'investissement en production, selon par exemple des coûts de raccordement au réseau, de la réglementation et de la planification de ces connexions, de leurs prévisions de la demande, etc. Mais ces facteurs sont très variables. Les entreprises de production d'électricité ont donc tendance à vouloir retarder leurs investissements de réalisation de nouvelles centrales ou de restauration de centrales existantes, s'il y a une possibilité de bénéficier de nouvelles technologies et dans l'attente des nouvelles conditions de marché plus favorables.

1.3 Aspect commercial ⁴⁰

Dans les pays où l'approvisionnement en électricité a été libéralisé, la propriété des infrastructures de production a été séparée de la propriété des actifs de transmission et de distribution. Dans les marchés de produits ou de ressources matérielles, une telle séparation de la propriété et des opérations entre les entreprises de production et les compagnies de transport est commune, et tout à fait simple à mettre en place. Les sociétés de transport peuvent faire un profit en acheminant des marchandises de régions où elles sont produites à faible coût vers des régions où elles seront vendues plus chers.

Le marché de l'électricité ne peut fonctionner selon ces mécanismes de l'économie mondialisée. En effet, le transport de l'électricité sur de longues distances occasionne de lourdes pertes en ligne. Il est nécessaire d'équilibrer à tout instant l'offre et la demande. Les lois de la physique exigent qu'un réseau électrique soit un système unique hautement intégré comprenant tous les moyens de production, les lignes de transport, les réseaux de distribution et des systèmes de gestion de la demande de consommation. Ces réseaux sont soumis en permanence à des aléas et des congestions qui rendent leurs exploitations complexes. L'électricité ne suit donc pas un simple flux comme les marchandises traditionnelles en provenance de régions à bas prix vers les régions à prix élevé. L'électricité ne peut donc pas être considérée comme un produit matériel classique et les lois du marché mondialisé ne s'appliquent pas au marché de l'électricité.

1.4 Aspect social

En France, l'électricité est considérée comme un besoin de première nécessité. Son approvisionnement fait donc l'objet d'un service régulé, caractérisé par les enjeux d'égalité d'accès à l'électricité et par les actions contre la précarité énergétique.

Le tarif de première nécessité (TPN) institué au 1^{er} janvier 2005 permet aux personnes en difficulté titulaires de la couverture médicale universelle complémentaire (CMUC) de bénéficier d'une réduction de 30 % à 50 % sur une partie de leur facture d'électricité.

Cependant dans un article du 20 septembre 2010⁴¹, le journal «Le Parisien» révèle que «sur les quelque 3 millions de titulaires de la CMUC, seuls 20 % ont obtenu le tarif social de l'électricité». Dans une logique de rentabilité financière, EDF applique selon des conditions pour le moins controversées le droit au TPN, et a été rappelé à l'ordre par le médiateur national de l'énergie qui gère des litiges relatifs aux petits contrats de fourniture (<36kVA).

On constate donc que l'équité sociale d'accès à l'électricité est menacée par la libéralisation du marché de l'énergie et que les autorités de surveillance et de régulation doivent avoir un pouvoir contraignant fort pour maintenir les droits des consommateurs les plus démunis.

⁴⁰ Rapport « The economics of transition in the power sector » OECD/IEA 2010 - Partie 5

⁴¹ Article Le Parisien « Comment EDF a privé des milliers d'usagers du tarif social » - 20 septembre 2010

2 Quels sont les acteurs du marché français de l'électricité

2.1 Marché Européen de l'électricité

La directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 assoit les bases du marché européen de l'électricité notamment dans le respect des obligations de service public:

- protection des consommateurs,
- sécurité d'approvisionnement,
- protection de l'environnement,
- égalité des niveaux de concurrence dans tous les États membres.

Les acteurs des marchés nationaux de l'électricité tendent vers le modèle défini par cette directive statuant sur les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Afin d'assurer l'existence effective du marché européen de l'énergie, une séparation claire est préconisée entre d'une part la gestion de la distribution et du transport d'électricité, et d'autre part les activités de production ou de fourniture d'électricité.

En effet lorsqu'une entreprise contrôle par exemple à la fois la gestion et les activités de production et de distribution, il existe un risque sérieux de discrimination et d'abus. Une entreprise intégrée verticalement a en effet peu intérêt à augmenter la capacité du réseau et à s'exposer ainsi à une plus grande concurrence sur le marché et donc à une baisse des prix.

La séparation entre la gestion des réseaux et les activités de production et de fourniture évite donc les sources de conflit d'intérêt et incite les entreprises à investir plus dans les réseaux, favorisant ainsi la pénétration sur le marché de nouveaux arrivants et renforçant la sûreté d'approvisionnement.⁴²

2.2 Acteurs du marché français:

Les acteurs du marché français ont posé les bases du modèle défini par la directive 2009/72/CE en créant des entités indépendantes issues de l'entreprise historique EDF.

Comme il l'est explicité par la Figure 2- 1 ci-dessous, la production et la distribution françaises d'électricité ne sont pas assurées par les mêmes acteurs. La production est prise en charge par des entreprises comme Electricité de France (EDF), Direct Energie ou Poweo qui gèrent des parcs de centrales nucléaires, des barrages hydroélectriques ou encore des fermes éoliennes. La distribution est ensuite prise en charge par deux acteurs publics. Il s'agit de RTE (Réseau de transport d'électricité) et ERDF (Electricité Réseau distribution France). Ces entreprises, issues d'EDF dont l'indépendance est garantie par une commission de régulation de l'énergie, s'occupent de l'acheminement depuis les sites de production jusqu'au consommateur final.

RTE gère les lignes HTB à haute et très haute tension (>63kV)). Le courant qui sort des centrales alimente soit directement des grandes entreprises qui consomment beaucoup d'électricité, soit est transformé dans un poste dédié. A ce moment-là, il est pris en charge par ERDF, qui le redistribue par des lignes à plus basse tension (HTA et BT) à tous les foyers.

Les activités de fourniture et de production sont soumises à la concurrence alors que les secteurs du transport et de la distribution demeurent régulés.

Il est légitime de se demander les raisons pour lesquelles les activités de transport et de distribution de l'électricité n'ont pas été ouvertes à la concurrence. En fait les systèmes de transmission sont souvent basés comme des monopoles naturels pour les raisons suivantes:

⁴² Communication de la Commission Européenne intitulée « Une politique de l'énergie pour l'Europe », 10 janvier 2007

- Compte tenu de l'impact visuel des lignes de transmission, obtenir la planification de lignes de plusieurs compagnies différentes est difficile, et la construction de plusieurs lignes parallèles ne serait pas tolérée.
- Les économies d'échelle sont importantes parce que les coûts fixes de l'installation de nouvelles lignes de transmission sont élevés. En effet les coûts sont souvent plus déterminés par la longueur de la ligne de transmission et non par sa capacité énergétique de transport.
- Les réseaux doivent être de taille suffisamment importante pour pouvoir fonctionner efficacement et de manière fiable.
- Les infrastructures de transmission nécessitent un investissement initial très important pour établir de nouvelles lignes, pour installer les systèmes de protection et les transformateurs associés. Son coût est sans commune mesure avec les coûts d'exploitation ultérieurs.⁴³

Les deux figures ci-dessous synthétisent les flux physiques et les flux financiers entre les acteurs du marché de l'électricité.

Figure 2- 1: Gestion des flux physiques d'électricité en France⁴⁴

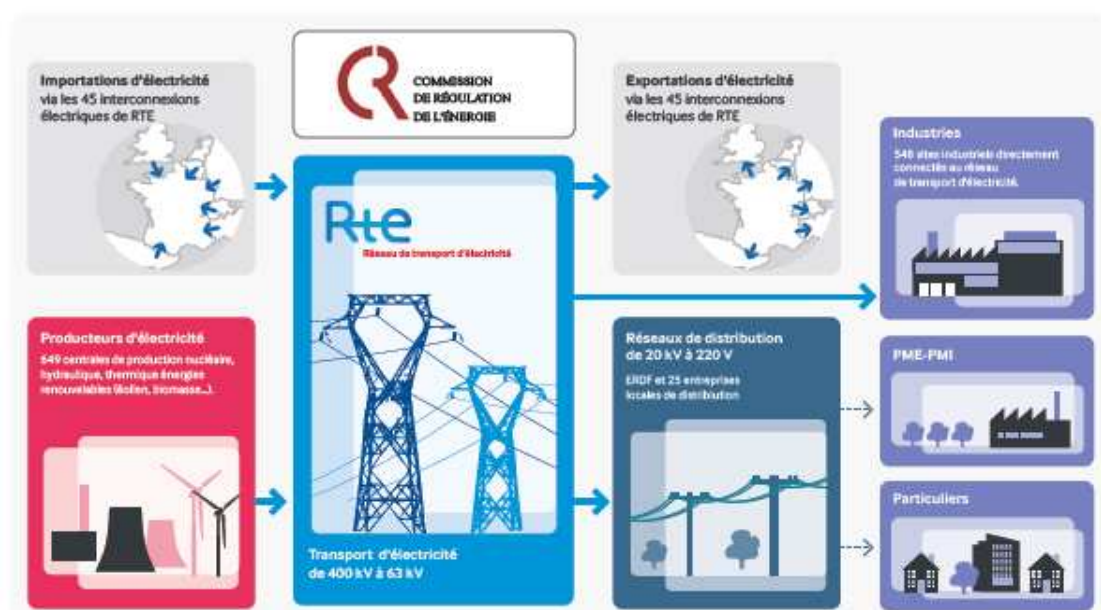
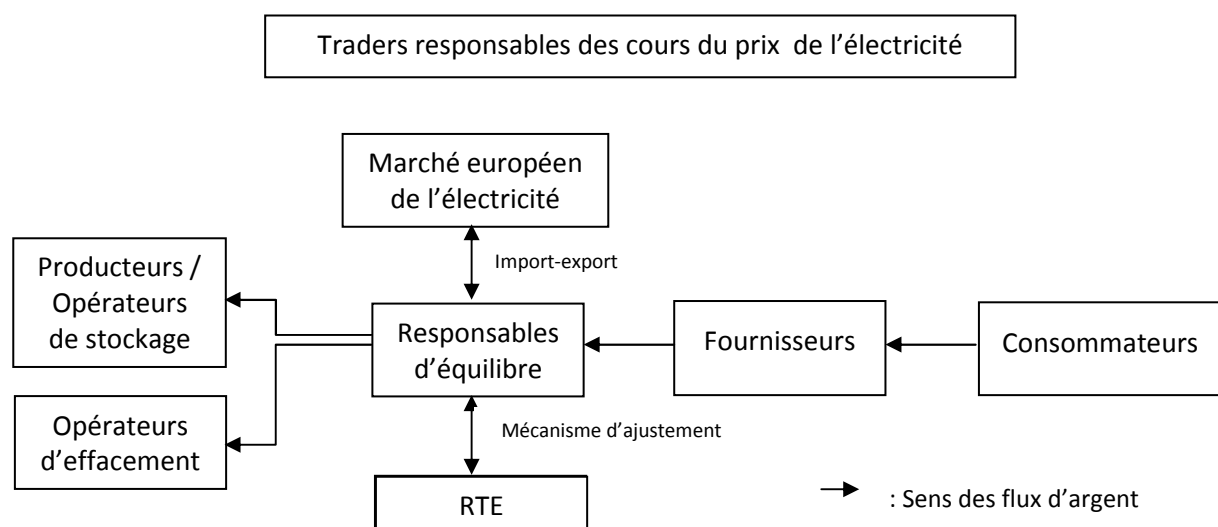


Figure 2- 2: Bases de la gestion financière des flux d'électricité en France



⁴³ Rapport « The economics of transition in the power sector » OECD/IEA 2010 - Partie 5

⁴⁴ Bilan Electrique 2009 - RTE

2.3 Commission de régulation de l'énergie (CRE)

La Commission de régulation de l'énergie est une entité indépendante créée en 2000 qui s'assure de l'équité du fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique décidée par l'état français.⁴⁵ Au sein de l'Europe, elle est l'une des vingt-sept autorités de régulation nationales (ARN).

Ses missions de surveillance et d'arbitrage sont les suivantes :

- Elle est garante de l'intérêt des consommateurs.
- Elle veille à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité (et de gaz naturel) n'entravent pas le développement de la concurrence.
- Elle surveille les transactions effectuées entre les acteurs du marché ainsi que les échanges aux frontières. Elle s'assure de la cohérence des offres des acteurs du marché avec leurs contraintes économiques et techniques : elle valide notamment tous les ans les Tarifs Réglementés de Vente (TRV) et le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE).

Par ailleurs un comité de règlement des différends et des sanctions (CORDIS) créé en 2006 exerce les compétences de la CRE en matière de sanctions et de règlement des différends notamment relatifs à l'accès et à l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.⁴⁶

Reste le souci de coordonner l'harmonisation réglementaire du marché européen de l'énergie assuré jusqu'en 2011 sur la base d'une démarche volontaire de coopération de certaines commissions de régulation nationales, sous l'égide du **European Regulators' Group for Electricity and Gas (EREG)**. Nous verrons dans ce rapport l'évolution nécessaire de cette structure pour permettre la faisabilité du Smart Grid.

2.4 Responsable d'équilibre

Un responsable d'équilibre est en charge d'un périmètre au sein duquel il doit quotidiennement assurer l'équation Puissance Consommée = Puissance Produite (dans le jargon, $P=C$).

Si un nouvel acteur de production (ou d'effacement) souhaite intégrer le marché, il doit être rattaché à un responsable d'équilibre. En 2009, les responsables d'équilibre étaient au nombre de 145.

Le responsable d'équilibre travaille dans une planification à J-1, c'est à dire qu'en fonction de prévisions de consommation pour le jour J que lui envoie RTE, il achète les capacités de production ou d'effacement qui devront être délivrées ce jour J. Les offres de production et/ou d'effacement pour assurer $P=C$ doit être bouclées à 16h du jour J-1, heure du lancement de la programmation d'appel.

Si le programme de marche c'est-à-dire la livraison réelle d'électricité ne correspond pas au programme d'appel mis en place par le responsable d'équilibre, un ajustement est nécessaire par RTE.

Selon la responsabilité des écarts par rapport à $P=C$, des compensations financières interviennent:

- si un problème technique lié au réseau crée un aléa, RTE paiera le responsable d'équilibre
- si la production ou l'effacement n'est pas correctement opérationnel et que RTE doit ajuster l'approvisionnement, le responsable d'équilibre paiera l'écart par rapport à l'équilibre.

⁴⁵ Article 28 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000

⁴⁶ [Site internet CRE](#)

2.5 Transport

RTE, en tant que gestionnaire du réseau public de transport haute tension (HTB), assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci. Il veille également au respect des règles relatives à l'interconnexion des différents réseaux nationaux de transport d'électricité.⁴⁷



RTE est par ailleurs garant de l'évolution du réseau de d'électricité.

Or les installations (lignes et postes) qui constituent le réseau sont des ouvrages dont la durée de vie est très longue (plusieurs dizaines d'années), et dont l'instruction et le chantier se déroulent sur six à sept années. Le développement du réseau de transport répond donc à deux exigences :

- une anticipation suffisante des projets par rapport à l'apparition du besoin,
- l'inscription de l'ouvrage dans une perspective d'évolution du système électrique à moyen ou long terme.

Dans son bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande électrique, publié tous les deux ans, RTE établit notamment des prévisions de croissance de la pointe de consommation d'électricité. Ce document, qui relève exclusivement d'une problématique de sécurité d'approvisionnement, joue un rôle d'information et d'alerte: il s'agit d'établir des prévisions de consommation d'électricité et d'échanges entre la France et les autres pays, puis de confronter ces prévisions avec les perspectives connues d'évolution des moyens de production.⁴⁸

Dans le même temps, RTE publie aussi un schéma de développement du réseau public de transport de l'électricité, qui complète le bilan prévisionnel. Ce schéma identifie les zones où le réseau devrait évoluer. Le dernier rapport de 2009 évoque notamment les besoins d'investissements à court-terme s'agissant de raccordement de centrales de productions EnR et l'identification de projets prioritaires en termes d'interconnexions transfrontalières avec la Belgique, l'Espagne et l'Italie.⁴⁹

Pour financer ses investissements, RTE dispose de ses propres ressources, fondées principalement sur le tarif payé par tous les utilisateurs du réseau. Ce tarif, validé par la Commission de Régulation de l'Energie et approuvé par le gouvernement, est calé pour couvrir tous les coûts de RTE, ainsi qu'une juste rémunération des capitaux engagés à travers les programmes d'investissements.

• Mécanisme d'ajustement de RTE

La finalité du mécanisme d'ajustement est de garantir l'équilibre du réseau à tout moment, de constituer des réserves de capacités ou de traiter les congestions du réseau.

Afin d'assurer cette arbitrage en « temps réel », RTE doit modifier les programmes d'appel issus des responsables d'équilibre. Le mécanisme d'ajustement fait appel à un processus d'appel d'offre permanent.

RTE utilise les offres proposées par les acteurs de production et d'effacement (encore marginaux) dont la puissance a un impact supérieur à 10MW. Sous réserve des contraintes techniques du réseau et des obligations de sûreté, de sécurité et de qualité du service public de l'électricité, ces modifications tiennent compte de l'ordre de préséance économique entre les propositions d'ajustement qui lui sont soumises.

RTE dispose par ailleurs d'une capacité de «réserve rapide» convenue avec EDF de 2 formes:

- 1000 MW mobilisable en 13 minutes, activable à minima 2 fois pendant une heure chaque jour,

⁴⁷ loi n° 2000-108 du 10 février 2000 Article 15 Modifié par Loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006

⁴⁸ Bilan Prévisionnel RTE de l'Equilibre Offre-Demande d'électricité en France - Actualisation 2010

⁴⁹ Rapport RTE « Schéma de Développement du Réseau Public de Transport de l'Electricité 2009 » p.51-52

- 500 MW mobilisable en 30 minutes, activable à minima 1 fois pendant 6 heures chaque jour.

Le mécanisme d'ajustement de RTE a été étendu à des producteurs situés hors de France (Suisse, Espagne et Royaume-Uni). Fonctionnant selon des règles de marché, il contribue à la sûreté du système électrique.

Ce mécanisme permet également de résoudre les congestions sur le réseau, lorsque l'acheminement de l'énergie est entravé par des goulots d'étranglement. Ce phénomène se produit par exemple en cas de défaillance d'une ligne électrique, lorsque les capacités des lignes voisines sont insuffisantes pour transporter l'électricité.

2.6 Distribution (ERDF)

ERDF gère, exploite, maintient et renouvelle 95 % du réseau de distribution d'électricité du territoire français⁵⁰. Sa responsabilité de gestion commence à la sortie du poste sources HTB/HTA et finit aux compteurs au niveau du raccordement des consommateurs. L'électricité haute tension HTA (généralement 20kV) alimente directement les clients industriels. Pour les autres clients, elle est convertie en basse tension (BT) par des postes de transformation avant d'être livrée.

Ce réseau appartient aux collectivités locales, qui lui en confient la gestion par une délégation de service public. Cette délégation est formalisée par un contrat de concession.

Selon l'article 19 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 et l'article 13 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, ERDF est ainsi responsable de 2 grandes missions de service public :

- garantir l'équilibre des flux électriques, l'efficacité, la sécurité et la sûreté du réseau de distribution,
- l'accès au réseau de distribution sans discrimination des installations de production décentralisées.

Concernant cette seconde mission, la Directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et notamment l'article 16, engage les gestionnaires de réseau à prendre les mesures nécessaires pour adapter leurs infrastructures à ces productions locales. Dans les faits, selon François Dauphin, expert énergie de la société Canopéa Conseil, la cadence de raccordement des EnR par ERDF s'avère insuffisante: entre janvier et juin 2010, seulement 71MW de production ont été raccordés et 600MW sont en attente. Il évoque aussi quatre ans d'attente pour le raccordement de fermes solaires dans la vallée du Rhône. Un tel contexte d'inefficacité conduit le SER, syndicat des énergies renouvelables, représentant les professionnels du secteur à exercer une pression forte sur ERDF et sur l'état français pour que des moyens cohérents aux ambitions du Grenelle de l'Environnement sont données à ERDF.

Concernant le raccordement des consommateurs, il est important de connaître le tableau ci-dessous pour comprendre les obstacles à la valorisation des effacements que nous verrons dans ce rapport.

Pour des puissances de raccordement supérieures à 250kVA, un compteur permet de télélever toutes les minutes la consommation du site. Par contre ERDF n'a aucun contrôle automatique de la qualité et de la consommation des clients dont la capacité de consommation est inférieure à 250kW.

Aujourd'hui ERDF opère donc en aveugle pour les petits consommateurs donc la facturation est uniquement basée sur des estimations avec seulement une relève manuelle de consommation par an.

⁵⁰ Site internet ERDF

Figure 2- 3: Grille ERDF de conditions de raccordement des consommateurs

	Catégorie	Tension	Comptage	Niveau de puissance
Tarif Vert	C1	HTA	Télérelevage	>250kVA
	C2			
	C3		Profilage estimé	≤250kVA
Tarif Jaune	C4	BT	basé sur des	>36kVA
Tarif Bleu	C5		relevages annuels	≤36kVA

2.7 Production

Les producteurs d'électricité tel EDF et AREVA exploitent des centrales thermiques nucléaires ou à hydrocarbures (fioul, gaz naturel, charbon). EDF, GDF Suez, Theolia, EDF Energies Nouvelles, Voltalia etc. proposent des productions d'électricité à base d'énergies renouvelables (centrales hydrauliques, éoliennes, panneaux solaires).

2.8 Fourniture

Tels EDF, Direct Energie et Poweo, les sociétés de fournitures achètent de l'électricité aux producteurs qui doivent leur céder l'intégralité de leur production. Mais le plus souvent, ces flux sont effectués en interne car les fournisseurs ont aussi des activités de production d'électricité. Les fournisseurs passent des contrats avec les consommateurs qui leur achètent cette électricité. Ce sont ces sociétés de fourniture qui gèrent la facturation de la consommation d'électricité.

- **Outils tarifaires français⁵¹**

Les fournisseurs commercialisent l'électricité selon des tarifs réglementés de vente (TRV). Les TRV sont construits dans une logique économique tendant à faire supporter à tout consommateur les coûts qu'il occasionne au système électrique : sont donc compris les coûts induits par l'acheminement et la production d'électricité, les coûts commerciaux et les coûts marginaux des externalités notamment le coût des émissions de GES qu'il implique.

Les TRV comportent notamment une part relative au transport et à la distribution qui correspond au Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE).

S'agissant des coûts de production décomptés dans les TRV, une part fixe est acquittée pour couvrir les coûts de « garantie de puissance », c'est-à-dire la nécessité de disposer de capacités de production et d'acheminement suffisantes pour satisfaire la demande du client à tout instant. Une part variable est le reflet des coûts marginaux des externalités (CME) et des coûts commerciaux engagés en fonction de la difficulté à assurer l'équilibre offre-demande ($P=C$). Ainsi lors des « heures pleines » correspondant aux pointes de consommation, la part variable reflète les coûts moyennés d'importation, les coûts de gestion des aléas d'acheminement, les coûts d'exploitation de centrales de production consommant des ressources fossiles hydrocarbures, ainsi que le coût des émissions de GES issues de ces centrales.

Deux types de modulation tarifaire ont été créés par le passé :

- le TRV heures pleines / heures creuses, dont les plages horaires sont directement gérées par le gestionnaire de réseau,
- les tarifs « Effacement Jour de Pointe » (EJP) et Tempo qui sont des offres d'effacement de pointe mobile dont les signaux de déclenchement sont transmis par l'opérateur historique.

⁵¹ Rapport Poignant-Sido p.17-18

Ces tarifs permettent d'inciter les consommateurs qui sont capables de déplacer leur consommation, à diminuer les coûts qu'ils occasionnent au système électrique. Pour les gros consommateurs, cette incitation tarifaire est systématiquement proposée : la structure de tous les TRV pour les puissances supérieures à 36 kVA est horosaisonnalisée ce qui incite à réduire la consommation lors des pointes.

Ces tarifications sont d'ailleurs accompagnées de l'asservissement de certains usages, tel l'éclairage public par exemple, qui sont télécommandés via le réseau de distribution.

Le retour d'expérience a d'abord montré une bonne efficacité de cette famille de tarifs, puis les effacements à l'EJP se sont considérablement réduits, passant de 6 GW à près de 2 GW. Cette perte d'efficacité est essentiellement due à des pertes d'effacements industriels sous l'effet conjugué de la fermeture de sites industriels et de la difficulté croissante à maintenir aux normes des groupes d'auto-production (groupes électrogènes, etc.).

Par ailleurs les clients ont été incités à sortir de ces systèmes tarifaires, et les tarifs EJP résidentiels et Tempo pour les professionnels ne sont plus proposés par EDF. En effet le mauvais calibrage de ces tarifs ne permettait pas de couvrir intégralement les coûts. Les clients ayant opté pour ces tarifs pouvaient bénéficier d'une énergie globalement moins chère même sans changer leur comportement. En effet les plages horosaisonnalisées du TURPE (relatives au transport et à la distribution) étaient parfois incohérentes avec celles des TRV Heures Creuses/Heures Pleines, l'incitation à l'effacement était lissée et n'était donc plus efficace.

Après avoir abordé les enjeux et les problématiques du marché mondial de l'énergie, après avoir analysé les spécificités de la gestion de l'électricité et introduit les acteurs français du secteur de l'électricité, nous aborderons dans la troisième partie les axes de développement des systèmes électriques efficaces et des réseaux électriques intelligents intégrant massivement les EnR, en considérant les leviers et les obstacles qui les caractérisent.

Partie 3

Axes de développement des systèmes électriques efficaces et des réseaux électriques intelligents

Afin de traiter les problématiques du marché de l'énergie, deux stratégies doivent être adoptées simultanément pour concevoir un modèle durable de consommation et d'approvisionnement en électricité:

- Parce que l'énergie la moins chère et la moins polluante est encore celle que l'on n'a pas besoin de produire, le développement des moyens de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) dans une démarche d'efficacité prend tout son sens.
- Sachant les enjeux de raréfaction des ressources fossiles et l'urgence de réduire les émissions de GES du secteur énergétique, le développement de moyens durables d'approvisionnement en électricité est le deuxième axe fondamental.

S'agissant de la démarche de maîtrise de la demande d'énergie, les propriétés intrinsèques des systèmes consommateurs d'électricité doivent être optimisés et éco-conçus de manière à présenter un impact minimal sur la consommation en électricité et un impact minimal sur l'environnement. Ces systèmes électriques doivent s'intégrer dans un réseau électrique intelligent ou Smart Grid et être commandés par lui. Nous analyserons dans un premier temps une démarche de MDE propre à la conception de systèmes électriques. Une courte étude de cas sera proposée avec la réalisation d'un système optimal d'éclairage public. Les obstacles et les leviers du déploiement de ce type de technologies seront analysés.

Dans un second temps, nous considérerons l'optimisation du réseau électrique global notamment par les technologies de réseau électrique intelligent aussi appelées technologies Smart Grid. Il s'agira de comprendre la structure, les acteurs et les composants d'un Smart Grid, ainsi que ses intérêts notamment en termes de MDE et d'intégration massive des sources d'énergies renouvelables. Enfin nous détaillerons les freins et les atouts de son développement selon les points de vue politiques, réglementaires, économiques, sociologiques et technologiques.

1 Développement de systèmes efficaces en énergie

1.1 Introduction aux politiques mondiales d'efficacité énergétique ⁵²

Face à cette nécessité de limitation de la consommation d'électricité, les états ont développé des politiques d'amélioration de l'efficacité énergétique de leurs infrastructures. Ainsi l'intensité énergétique (quantité d'énergie consommée par unité de PIB) a diminué de 1,6%/an en moyenne au niveau mondial entre 1990 et 2006, soit une économie de 4,4 milliards de tep⁵³ d'énergie et l'absence d'émission de 10 milliards de tonnes de CO₂.

Un contexte favorable à l'efficacité de ces politiques se renforce par l'augmentation globale du prix de l'électricité (nécessaire pour le développement de moyens durables d'approvisionnement), par des incitations fiscales et par des systèmes de taxation de l'énergie actuellement à l'étude notamment au niveau européen.

Les clés de succès de ces politiques reposent par ailleurs sur les stratégies pérennes suivantes:

- Elaboration de programmes sous forme de « paquets » de mesures simultanées visant tous les secteurs d'activités de chaque pays, accompagnés de campagnes de communications et d'incitations financières et fiscales pertinentes,
- Financement de ces programmes par des partenariats public-privé (création d'ESCOs⁵⁴),
- Développement de cadres contractuels de type « Contrat de Performance Energétique »,
- Création d'un organisme institutionnel garant d'un cadre réglementaire cohérent,
- Création et mises à jour régulières de réglementations dont l'application serait obligatoire et soumise à contrôle de manière à garantir son respect,
- Développement des transferts d'expérience et de coordinations locales et internationales,
- Investissements publics exemplaires.

L'objet de ce chapitre n'est pas de décrire les nombreuses techniques et politiques d'efficacité énergétique intrinsèques à chaque système, chaque pays ou chaque secteur (transport, bâtiment, industrie, résidentiel, tertiaire). Il s'agit plutôt de comprendre au moyen de l'analyse d'un projet concret comment aborder une démarche de maîtrise de la demande d'énergie s'agissant de systèmes consommateurs d'électricité, et de comprendre les freins et les leviers propres à son développement.

⁵² Rapport du World Energy Council 2007 « Les politiques d'efficacité énergétique : une vision mondiale »

⁵³ tep : tonne équivalent pétrole

⁵⁴ ESCO : Energy Saving Company

1.2 Développement d'un système électrique à haute efficacité énergétique

Nous aborderons la démarche d'efficacité énergétique d'un système d'éclairage public géré par une collectivité locale et qui entre dans le cadre réglementaire d'un marché public français.

1.2.1 Enjeu de la maîtrise de la demande en énergie des systèmes d'éclairage public

La maîtrise de la demande en énergie des systèmes d'éclairage public est importante dans la mesure où elle contribue aux effets de pointe de consommation journalière présentés précédemment dans ce document.

Atténuer la consommation de tels systèmes a donc un bénéfice direct en termes de limitation du recours aux moyens de production de pointe à base de ressources fossiles. Cela présente donc l'intérêt triple de contribuer à réduire les émissions de GES, d'économiser les ressources fossiles et de limiter la consommation d'énergie.

Face à une augmentation mondiale de 10% par an de la pollution lumineuse nocturne avec son lot de nuisances pour la faune et la flore⁵⁵, il est par ailleurs primordial d'améliorer la qualité des réseaux d'éclairage public.

Figure 3- 1: Pollution lumineuse de la zone européenne vue du ciel⁵⁶



Si on se place du point de vue des collectivités locales françaises qui ont à charge ces systèmes, une politique de réduction de consommation d'électricité peut être synonyme de gain économique important. En effet le budget dédié à l'éclairage public représente en moyenne 40% de la facture d'électricité d'une commune, soit au niveau national une consommation de 5,6 TWh/an en 2005. Il s'agit d'un appel de puissance de 1200MW soit l'équivalent d'une tranche de centrale nucléaire. Faisant fréquemment appel à des centrales de production de pointe, l'éclairage public a été responsable de l'émission de 670 000 tonnes de CO2 en 2005.⁵⁷ On comprend donc qu'une politique de maîtrise de l'énergie de tels systèmes s'impose pour faciliter la gestion des pointes journalières et pour tendre vers les objectifs du Grenelle de l'Environnement.

Un remplacement des luminaires les moins performants (principalement les lampes à vapeur de mercure, soit 30% du parc) permettrait notamment de réduire en partie l'appel de puissance lié à l'éclairage.

Dans ce contexte, les entreprises spécialisées en maîtrise d'œuvre électrique ainsi que leurs fournisseurs doivent être forces de proposition pour les services techniques des communes. Des outils sont nécessaires pour démontrer l'intérêt et le retour sur investissement d'une démarche d'éco-conception de leurs systèmes d'éclairage public.

Plusieurs axes d'optimisation des systèmes peuvent être envisagés :⁵⁸

⁵⁵ Document interne de la marque Citéos, spécialiste éclairage public du groupe Vinci Energies

⁵⁶ Photo issue du site IEEE Innovative Smart grid Technologies

⁵⁷ Lettre d'information du réseau ATEnEE-COT n°9 mai 2009

⁵⁸ Document interne de la marque Citéos, spécialiste éclairage public du groupe Vinci Energies

- Ajuster le temps d'éclairage peut générer 5 à 10% d'économie d'énergie (utilisation d'horloges astronomiques ou de cellules photosensibles)
- Utiliser des technologies performantes peut représenter de 25% à 40% d'économie d'énergie avec des optiques et des réflecteurs optimisés, ainsi que des lampes à haut rendement d'éclairage (Niveau d'éclairage/Puissance électrique nécessaire)
- Gérer les systèmes de manière optimisée, automatisée et en temps-réel peut être la source d'une économie d'énergie de 15 à 30% par :
 - a. la régulation de tension pour éviter les surconsommations et optimiser la durée de vie des lampes
 - b. la variation du niveau d'éclairage notamment en milieu de nuit et donc la réduction du besoin de puissance électrique
 - c. le contrôle des infrastructures à distance par des outils intelligents de mesure, d'affichage et de pilotage pour éviter tout écart de performance des systèmes (hausse de la puissance réactive, perte d'efficacité dans le temps, etc.)

1.2.2 Etude de cas – Appel d'offre pour des travaux d'éclairage public émis par la Ville du Cannet (Alpes-Maritimes)

Dans tout système électrique, une démarche d'efficacité énergétique est d'autant plus sensée qu'elle entre dans le cadre d'un projet éco-conçu. Dans le cas du réseau d'éclairage public à réaliser, j'ai abordé l'éco-conception avec un périmètre limité aux phases de fabrication, de transport et d'exploitation du système. J'ai proposé une étude de retour sur investissement sur la réalisation d'un réseau d'éclairage du parking Jean Giono, et ainsi comparé une solution d'éclairage traditionnel (lampe à Sodium Haute Pression ou SHP) avec une solution intelligente et efficace basée sur des lampes à diode électroluminescente (ou LED) équipées d'un module de contrôle.

Figure 3- 2: Comparaison des caractéristiques des 2 solutions

CARACTERISTIQUES DE L'INSTALLATION	Solution de base Lampe 100W-SHP	Solution innovante Lampe LED-59W
Quantités mâts hauteur 3,50 m	8	4
Poids mât acier en kg	32,1	32,1
Quantités lanternes	8	4
Consommation unitaire (avec ballasts) en kWh	0,115	0,065
Poids lanterne en kg	6,5	9,3
Quantités crosses		4
Poids crosse alu en kg		3,2
Nombre d'heures de fonctionnement par an à 100%	4000	1800
Nombre d'heures de fonctionnement par an à 50%	0	2200
Coût énergie initial (€/kWh)	0,09 €	0,09 €
Taux d'augmentation du coût de l'énergie/an	4%	4%
Taux d'actualisation	4%	4%
Durée de vie des lampes en heures	12000	50000
Durée de vie totale de l'installation	20 ans	20 ans

Il est tout d'abord à noter que le rendement d'éclairage d'une lampe LED 59W est équivalent à celui d'une lampe SHP 100W.

Il faut comprendre que grâce à un module optique très performant, l'interdistance entre 2 candélabres LED est 2 fois plus importante que celle d'une solution classique SHP, on a donc besoin de 2 fois moins de lampadaires LED.

Par ailleurs avec la solution LED, on se donne les moyens de diminuer l'intensité lumineuse en milieu de nuit et d'éclairer à 50% de la puissance nominale pendant 55% du temps.

Concernant le coût de l'énergie, il est à noter que l'étude de retour sur investissement ci-dessous prend l'hypothèse que le taux d'actualisation de l'investissement est similaire à l'augmentation successive du tarif du kWh électrique qui, sachant les problématiques du secteur de l'énergie précédemment présentées, ne devraient pas manquer d'advenir dans les prochaines années.

Enfin la durée de vie d'une lampe LED est plus de 4 fois plus importante que celle d'une lampe SHP.

Figure 3- 3: Comparaison de l'investissement initial des 2 solutions

INVESTISSEMENT	Solution de base Lampe 100W-SHP	Solution innovante Lampe LED-59W	Ecart
COUT D'INVESTISSEMENT ECLAIRAGE	5 101,44 €	6 762,08 €	33%

Il est avéré dans le tableau 3-3 que même avec une quantité de candélabres divisée par 2 avec la solution LED, elle demeure la plus onéreuse de 33% en termes d'investissement initial.

Figure 3- 4: Comparaison des coûts d'exploitation des 2 solutions

EXPLOITATION	Solution de base Lampe 100W-SHP	Solution innovante Lampe LED-59W	Ecart
Puissance installée en kW	0,92	0,26	
Energie consommée annuelle en kWh	3680	754	
COUT D'EXPLOITATION TOTAL sur 20 ans	6 624,00 €	1 357,20 €	-80%

Dans la mesure où la puissance installée en LED est largement moins importante qu'en SHP, le tableau 3-4 démontre que 80% d'économie est réalisée sur le coût d'exploitation sur 20 ans.

Figure 3- 5: Comparaison des coûts de maintenance des 2 solutions

MAINTENANCE	Solution de base Lampe 100W-SHP	Solution innovante Lampe LED-59W	Ecart
Nombre de changement de lampes	6	1	
Coût des lampes	30,00 €	200,00 €	
Coût main d'œuvre par lanterne	30,00 €	30,00 €	
COUT DE MAINTENANCE sur 20 ans	2 880,00 €	920,00 €	-68%

Dans le tableau 3-5, les changements de lampes SHP sont 6 fois plus fréquentes sur les 20 ans d'exploitation.

Ainsi malgré un coût onéreux initial pour une lampe LED, on réalise une économie de coût de maintenance de 68% par cette dernière.

Figure 3- 6: Calcul du retour sur investissement de la solution LED

CALCUL DE RETOUR SUR INVESTISSEMENT	Solution de base Lampe 100W-SHP	Solution innovante Lampe LED-59W	Ecart
cout sur 20 ans EXPLOITATION + MAINTENANCE	9 504,00 €	2 277,20 €	-76%
COUT TOTAL sur 20 ans (INVESTISSEMENT+EXPLOITATION+MAINTENANCE)	14 605,44 €	9 039,28 €	-38%
Nombre d'années pour retour sur investissement	4,60		

On obtient donc un retour sur investissement très attractif de 4,6 années.

Figure 3- 7: Comparaison en termes d'éco-conception des 2 solutions

ENVIRONNEMENT	Solution de base Lanterne 100W-SHP	Solution RFL530 LEDs-59W	Ecart
Puissance consommée totale en KW/h (20 ans)	73600	15080	-80%
CO ₂ Consommation	2,21	0,45	
CO ₂ Maintenance ¹	0,10	0,01	
CO ₂ Fabrication ²	0,48	0,39	
TOTAL EMISSION DE CO ₂ EN TONNES ³	2,78	0,85	-70%

¹ transport + fabrication lampes

² uniquement fabrication matières premières (hors transformation en produits finis)

³ hors transport entrant/sortant marchandises et transport employés (données ADEME)

Le tableau 3-7 démontre enfin que les résultats d'éco-conception en termes d'émission de CO₂ sont plus favorables pour la solution LED.

Avec un retour sur investissement aussi rapide, on comprend pourquoi, selon le GIEC, « il est souvent plus rentable d'investir dans le développement efficace de l'utilisation finale d'énergie, que d'augmenter l'approvisionnement en énergie pour satisfaire la demande en services consommateurs d'énergie. L'amélioration de l'efficacité a des effets positifs sur la sécurité énergétique [et] la diminution de la pollution atmosphérique »

1.3 Analyse des freins et des leviers de cette démarche de MDE

1.3.1 Certificats à Economie d'Énergie (CEE)

Un tel projet serait légitime dans le cadre d'une incitation financière par les certificats à économies d'énergie.

Introduit par la loi POPE⁵⁹, le dispositif des certificats d'économies d'énergie est une mesure en faveur de l'efficacité énergétique mise en place à partir du 1^{er} juillet 2006. Il repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics aux vendeurs d'énergie (électricité, gaz, fioul domestique, chaleur ou froid par réseaux).

Une manne de 117.1TWh d'économie d'énergie a été redéfinie en juin 2010⁶⁰. Cet objectif est réparti entre les opérateurs en fonction de leurs volumes de ventes et il est assorti d'une pénalité financière de 2 c€/kWh pour les vendeurs d'énergie ne remplissant pas leurs obligations dans le délai imparti.

⁵⁹ Loi POPE : Loi Programme des Orientations de la Politique Énergétique du 13 juillet 2005

⁶⁰ Lettre d'information CEE Juin 2010

Les certificats d'économies d'énergie acquittés par les vendeurs d'énergie sont attribués, sous certaines conditions, aux acteurs réalisant des actions d'économies d'énergie. Ses actions doivent entrées dans le cadre de définition des opérations standardisées ou faire l'objet d'un dossier spécifique.

Dans le cas du projet d'éclairage public LED, aussi surprenant que cela puisse paraître, il n'existe pas d'opération standardisée correspondante. Le système pourrait être présenté par le biais de l'opération RES-EC-04⁶¹ « Luminaire d'éclairage extérieur » en attestant que l'éclairage LED correspond aux caractéristiques techniques énoncées. Mais cette procédure est plus longue et plus compliquée que la procédure standard, ce qui peut être susceptible de décourager les décideurs.

Il faut donc que les définitions standardisées des CEE suivent l'innovation technologique en temps réel sinon ils risquent de perdre de leur intérêt. Le dispositif fait d'ailleurs l'objet d'une révision dans le cadre du Grenelle II. Selon Madame Lelong-Bouaziz interlocutrice de la DREAL PACA en charge des CEE, le décret d'application du Grenelle II devrait mettre à jour les opérations éligibles à partir du mois de septembre 2010.

1.3.2 Programme européen GreenLight⁶²

Un projet d'installation d'éclairage LED peut aussi être valorisé par le programme GreenLight qui s'adresse aux consommateurs d'électricité du secteur non-résidentiel (publics et privés). L'objet de ce programme est de les encourager à réaliser une démarche volontaire de MDE grâce à l'installation de technologies d'éclairage à rendement optimum, à condition que le choix technologique soit économiquement rentable et que la qualité de l'éclairage soit maintenue voire améliorée. GreenLight a été lancé le 7 février 2000 par la Direction Générale de l'Energie et des Transports de la Commission Européenne.

Comme la Commission ne fournit pas d'aides financières à l'investissement du fait de la rentabilité économique des opérations, elle fournit aux partenaires du programme un appui sous forme de sources d'information et d'identification publique (plaques sur le bâtiment, annonces, utilisation exclusive du logo, récompenses, etc.). Ils peuvent ainsi publiquement annoncer qu'ils participent à un programme européen pour réduire les émissions de CO₂, ils peuvent se prévaloir d'être «une collectivité ou une compagnie respectueuse de l'environnement et soucieuse du développement durable».

Ils ont de plus l'avantage de pouvoir obtenir une assistance technique et de se rapprocher de certaines compagnies de services énergétiques pour recourir à des montages financiers pour l'investissement dans l'éclairage performant.

1.3.3 Freins impactant une démarche de maîtrise de la demande en énergie

Malgré des résultats d'analyse de TRI sans ambiguïté en faveur de la solution LED et l'existence de l'incitation par CEE et le programme GreenLight, les services techniques des collectivités locales ou encore les entreprises sont confrontés à trois freins majeurs qui peuvent être repris pour l'ensemble de projets et des produits porteurs d'une démarche d'efficacité énergétique.

1.3.3.1 Manque d'information institutionnelle et technologique

Selon les témoignages directs d'élus de certaines agglomérations, le programme GreenLight, la politique d'incitation par CEE ainsi que les opportunités techniques de MDE sont mal connues.

⁶¹ Fiches d'opérations éligibles à l'obtention de certificats à économie d'énergie – site internet du MEEDDM

⁶² Site internet GreenLight : www.eu-greenlight.org

La transmission régulière de ces informations via les communautés d'agglomérations, les institutions départementales et régionales, les PRIDES ou l'ADEME doit être renforcée pour le déploiement d'une politique efficace de MDE.

1.3.3.2 Frein financier lié au budget initial

Ayant un budget initial limité dans le cadre de l'appel d'offre, les services techniques de collectivités ou d'entreprises ne peuvent pas toujours choisir la solution la plus pertinente sur le long-terme.

Les décideurs devraient appréhender leurs investissements en considérant les coûts du cycle de vie global du système (investissement initial, exploitation, maintenance, fin de vie), et ne pas limiter leurs critères de jugement financier qu'à l'investissement initial seul.

Ce changement d'appréciation du court-terme vers le long-terme est difficile à mettre en place notamment par les villes dans la mesure où l'équipe dirigeante est élue pour 6 ans. Face à cette échéance, les élus demandent donc souvent un retour sur investissement avant la fin de leur mandat notamment pour ne pas être la cible des critiques de l'équipe dirigeante suivante ou des administrés.

De plus, pour accélérer ce retour sur investissement, l'argument des CEE est applicable seulement dans la mesure où les travaux d'économie d'énergie permettent de dépasser le seuil des 1GWh cumac⁶³. A titre de référence, il faut donc une vraie politique globale de MDE d'une agglomération ou d'une entreprise de taille moyenne pour atteindre ce seuil. Des groupements d'actions de plusieurs petites entités peuvent aussi constituer une demande de CEE, moyennant une coordination des parties prenantes et un accord des bénéfices de CEE au prorata de leurs contributions. Plus les entités disposent de moyens financiers limités, plus l'incitation financière des CEE est difficilement applicable et donc plus la démarche de MDE s'avère compliquée.

Même si les professionnels de l'électricité sont forces de proposition et répondent aux appels d'offres avec des solutions de « variantes » innovantes et efficaces en énergie, leurs clients n'ont donc pas toujours les moyens de suivre la ligne de conduite exemplaire qui leur est demandée par l'état.

1.3.3.3 Résistance sociétale au changement

La réalisation d'un programme de MDE nécessite l'implication forte d'un porteur de projet au sein de l'équipe municipale qui devra en premier lieu convaincre les autres élus de la pertinence de cette démarche innovante.

L'installation de systèmes à économie d'énergie nécessitera souvent une campagne de communication, parfois une campagne de formation (outil de télégestion par exemple). Un temps d'adaptation relatif à une attitude de résistance au changement est courant chez les usagers ou chez les administrés, et doit être accompagné.

Concernant le système d'éclairage public présenté, la couleur de la lumière émise par une lampe LED (température de couleur entre 5000 et 6000°K) est plus froide, plus bleutée que celle d'une lampe à vapeur de sodium SHP (2000-4000°K). Or la perception de la lumière étant très différente selon les personnes, certains administrés ont d'abord émis des gènes à la suite de la première installation de lampes LED par la municipalité du Cannet puis les gens s'y sont habitués.

⁶³ kiloWattheure cumulé actualisé : les économies d'énergie sont cumulées et une actualisation de 4 % est également appliquée. CEE(kWh cumac) = Gain annuel(kWh) x Durée de vie(an) x Coefficient.d'actualisation

1.3.4 Initiation d'un programme d'aide à la rénovation de l'éclairage public

Afin de passer outre les obstacles que nous venons d'énoncer, le rapport Poignant Sido « propose le lancement d'un programme d'aide à la rénovation de l'éclairage public » adressé aux entreprises et aux petites agglomérations.⁶⁴

Il pourrait être envisagé de cibler en particulier les 35 700 communes de moins de 10 000 habitants, rassemblant plus de 50% de la population française et pour lesquelles une rénovation de l'éclairage public pose des difficultés spécifiques.⁶⁵

En considérant l'illustration d'un système d'éclairage public, nous avons abordé une démarche de MDE basée sur le choix d'un système efficient de manière intrinsèque, et nous avons analysé les effets de leviers et d'obstacles propres à son déploiement. Par la suite nous aborderons les technologies innovantes qui seront notamment utilisées pour commander ces systèmes électriques via le « Smart Grid ».

⁶⁴ Rapport Poignant Sido p.14

⁶⁵ Lettre d'information du réseau ATEnEE-COT n°9 mai 2009

2 Enjeux du développement des Smart Grids

2.1 Qu'est-ce que le Smart Grid ?

La notion de Smart Grid ou réseau intelligent se réfère à la modernisation des réseaux d'approvisionnement en électricité. L'objet du Smart Grid est de contrôler, de protéger et de gérer automatiquement les opérations et l'optimisation du fonctionnement des éléments interconnectés du réseau électrique. Il permet l'ajustement de l'approvisionnement par rapport à la demande d'électricité.

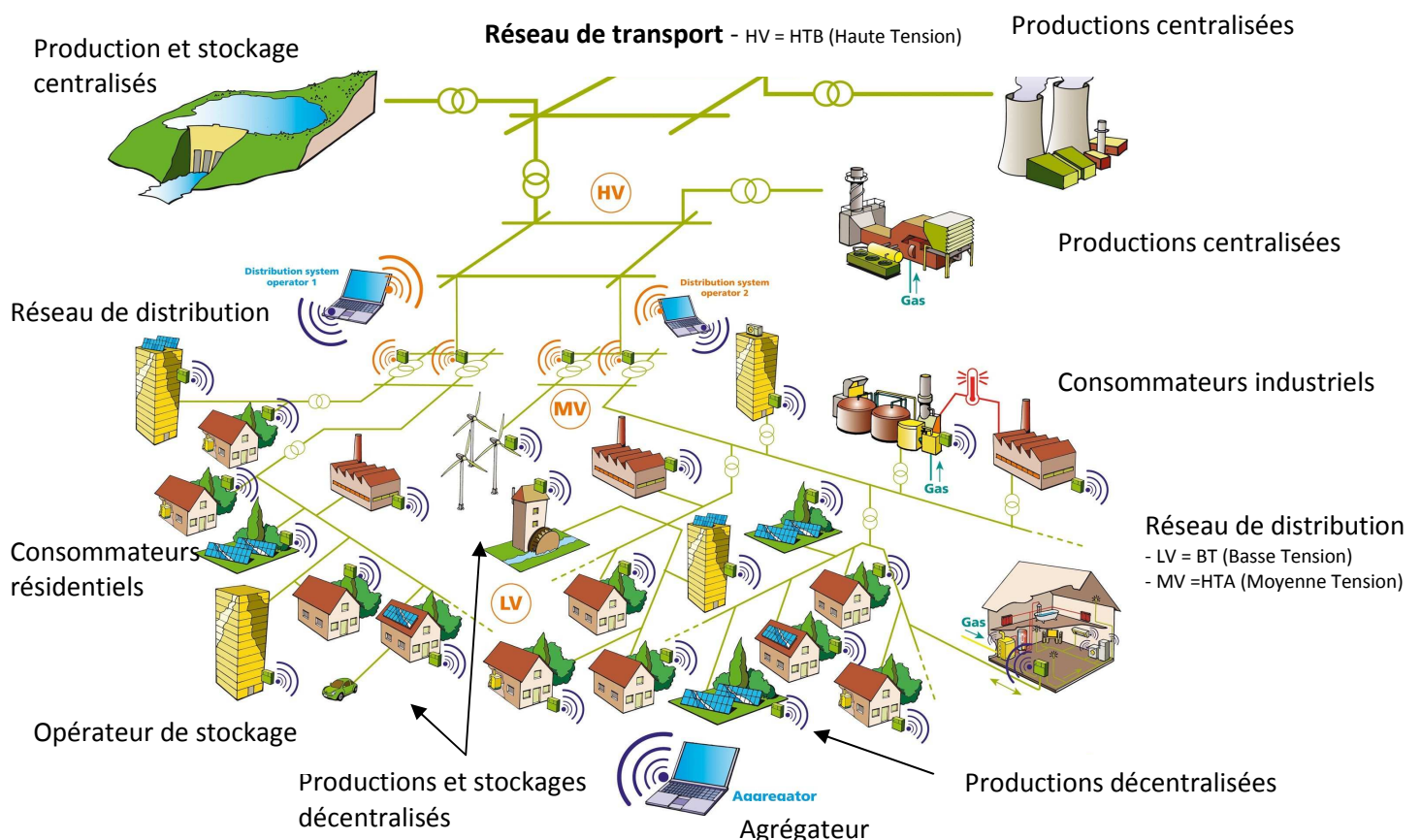
Comme nous l'avons abordé dans la partie 2, ces éléments doivent être relatifs :

- aux moyens de production centralisés et décentralisés,
- aux réseaux de transport haute-tension de l'électricité,
- aux infrastructures de stockage centralisées ou diffuses,
- aux réseaux de distribution
- aux consommateurs finaux quelque soit l'importance de leurs besoins en électricité

Il est important de remarquer que les consommateurs peuvent être aussi des producteurs et des gestionnaires de stockage d'électricité.

Comme il l'est représenté ci-dessous, le Smart Grid sera caractérisé par des transmissions bidirectionnelles d'électricité (réseau de couleur verte) et d'information (réseau représenté par des liaisons aériennes sans fil de couleurs bleu et orange) pour créer un réseau d'approvisionnement distribué, fortement interconnecté et flexible.

Figure 3- 8: Schématisation d'un déploiement global du Smart Grid⁶⁶



⁶⁶ Schéma original de «Feuille de route sur les réseaux et systèmes électriques intelligents intégrant les énergies renouvelables» Juin 2009

2.2 Intérêts d'un Smart Grid

Les bénéfices de l'implémentation d'un Smart Grid peuvent être résumés comme suit^{67 68}:

- Amélioration de la qualité d'approvisionnement
- Rationalisation des coûts d'exploitation, de maintenance et de relevage de compteurs pour les gestionnaires de réseaux
- Information et sensibilisation du consommateur
- Facturation de la consommation réelle
- Possibilité de diversification des offres de fourniture et de services
- Management efficient des pics de consommation journaliers et saisonniers
- Effet de levier de la démarche de maîtrise de la demande d'énergie et de réduction des émissions de GES
- Intégration de ressources renouvelables décentralisées de production et de moyens de stockage d'énergie
- Déploiement de voitures électriques grâce à des systèmes de charge intelligents
- Mise en œuvre d'outils de prévisions fines de la production EnR, de la qualité du transport et de l'ampleur de la demande

2.2.1 Amélioration de la qualité et des conditions d'approvisionnement

Grâce à une meilleure connaissance des flux d'énergie, le Smart Grid permet un développement optimisé du réseau de manière à limiter les pertes en ligne qui représentent aujourd'hui jusqu'à 28% de l'électricité transportée⁶⁹.

Il permet un suivi permanent de la qualité de la fourniture (niveau de tension, occurrence de coupures longues ou brèves). Le fait de pouvoir mesurer des problèmes restés inconnus jusque là conduit le gestionnaire de réseau à améliorer sa prestation par des actions curatives et à la garantir dans le temps avec des actions correctives automatisées.

Enfin grâce au Smart Grid une détection au plus près des incidents permet une réduction des délais d'intervention et un effet dissuasif efficace contre les fraudes. La finesse de la télégestion du réseau permet aussi des diagnostics plus précis et donc une réduction de délais de résolution des incidents.

Ainsi la protection des personnes en cas d'aléas est améliorée et le risque de dégradation des infrastructures en cascade ou d'occurrence d'accident important est minimisé.

Le Smart Grid est donc un outil fort pour améliorer la satisfaction des clients et celle des gestionnaires de réseaux.

2.2.2 Rationalisation des coûts d'exploitation, de maintenance et de relevage de compteurs et amélioration du service

Le Smart Grid engendre une diminution des coûts d'exploitation pour les gestionnaires de réseaux grâce notamment, au traitement à distance de nombreuses opérations. En effet les opérations de relevage de compteur, de changement de puissance souscrite, de résiliation ou de remise en service, etc. nécessitent aujourd'hui le déplacement d'un agent. Grâce aux compteurs intelligents, toutes ces opérations seraient effectuées à distance. Au sein d'ERDF 35 millions de kilomètres parcourus

⁶⁷ Rapport The Smart Grid : An estimation of the Energy and CO2 Benefits », US department of Energy, January 2010 p.2.5- 2.7

⁶⁸ Présentation du projet AMM par Rémi Grasset Direction Comptage ERDF – 6 janvier 2009 p.4

⁶⁹ Article GreenIt.fr : « Bientôt 300.000 Linky dans la nature » 19 mai 2010

seraient ainsi évités.⁷⁰ La réduction de coût du parc de véhicules et autre matériel est complétée par une réduction de besoins de ressources humaines (5460 postes) compensée par des départs en retraite.⁷¹

2.2.3 Information et sensibilisation du consommateur

Muni des données de puissance et d'énergie réellement utilisées dans son bâtiment ou dans son logement, le consommateur est capable de maîtriser sa consommation électrique et de se positionner comme un acteur d'une démarche de MDE. Nous développerons ce point en considérant le potentiel des technologies Smart Metering et Smart Home/Building.

2.2.4 Facturation de la consommation réelle, possibilité de diversification des offres de fourniture et de services

Jusqu'à présent la facturation de l'électricité était basée sur une estimation issue des consommations antérieures. Grâce au Smart Grid, la facturation se base sur la consommation réelle. Cela permet une souplesse nouvelle pour mettre en place de nouvelles offres de fournitures et de services afin de coller au mieux aux attentes des consommateurs et aux impératifs de MDE. Les possibilités d'incitations tarifaires seront abordées dans les leviers économiques de déploiement du Smart Grid.

2.2.5 Effet de levier de la démarche de maîtrise de la demande d'énergie et de réduction des émissions de GES

Ces offres financières incitatives amèneront les consommateurs à prioriser les postes de consommation et à atténuer leur demande en électricité.

Estimation dans un périmètre français

Selon le rapport Poignant Sido (p.22), les gisements de réduction de consommation électrique et d'effacement liés au Smart Grid atteignent en France :

- 15% d'économie d'énergie et 3GW de capacité d'effacement dans le secteur tertiaire,
- environ 10GW de potentiel d'effacement pour le secteur résidentiel.

Selon B. Scherrer, directeur délégué programmes production EDF R&D et par ailleurs C. Azzaro-Pantel professeur à l'INP ENSIACET, le secteur industriel serait porteur d'un potentiel 20% d'économies, hors ruptures technologiques.^{72,73}

De plus des gisements supplémentaires dans les secteurs industriels et résidentiels apparaîtront selon les politiques d'incitation mise en place par les parties prenantes.

A titre de référence la puissance maximale de pointe demandée en France en 2010 a été de 93.1GW⁷⁴, on comprend que de tels gisements de réduction de consommation justifient les investissements de mise en œuvre du Smart Grid.

Estimation dans un périmètre européen

Selon Colette Lewiner, directrice internationale du secteur énergie de Capgemini, l'Union Européenne des 15 peut parvenir à une économie de consommation d'électricité de 200 TWh en 2020 par an en cas de déploiement massif des compteurs intelligents. Cela représente la consommation annuelle des secteurs résidentiels de l'Allemagne et de l'Espagne ! En parallèle, cela permettrait d'éviter l'émission de 100 millions de tonnes de CO₂ par an en 2020.⁷⁵

⁷⁰ Dossier de presse « Compteurs électriques : ERDF fait sa révolution » 3 juillet 2008

⁷¹ Présentation du projet AMM par Rémi Grasset Direction Comptage ERDF – 6 janvier 2009 p.21

⁷² Présentation SEE « Construire un mix énergétique du futur » de Mr Scherrer, 23 septembre 2007

⁷³ Cours « Procédés et Energies » INP ENSIACET

⁷⁴ Actualisation du bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, RTE, p.5

⁷⁵ Article GreenUnivers "Compteurs intelligents : le marché pourrait doubler rapidement » - 6 mai 2009

Estimation dans un périmètre mondial

Aux résultats de MDE liés aux Smart Grids s'ajouteront les effets des technologies de construction BBC. Selon le GIEC, près de 30% des émissions de CO₂ projetées par le secteur du bâtiment pourraient ainsi être évitées à l'horizon 2030 avec des bénéfices économiques nets.

2.2.6 Management efficient des pics de consommation

Le système Smart Grid devra permettre d'adopter des stratégies d'effacement de consommation. Ainsi le lissage de ces pointes énergivores par incitation financière engendrera une réduction des coûts prohibitifs d'investissement et d'exploitation de ces moyens de production de pointe si peu rentables (car si peu utilisés), soit une économie de milliards d'euros pour les entreprises productrices. Par ailleurs la diminution du recourt à ces centrales engendrera une réduction de l'utilisation des ressources fossiles et donc une réduction des émissions importantes de GES correspondantes.

2.2.7 Favoriser l'intégration de ressources renouvelables décentralisées de production et de moyens de stockage d'énergie

Une des fonctions du Smart Grid est de permettre l'intégration massive des productions d'énergie renouvelable dans l'approvisionnement électrique. Il s'agit de lisser l'intermittence de certains apports d'énergie primaire (solaire et éolien notamment) grâce à une gestion temps-réel de la production qui serait soit consommée en direct, soit stockée pour être utilisée plus tard. Un maillage serré d'interconnexions entre les commandes de moyens de production centralisés et décentralisés, celles des moyens de stockage diffus et celles des gestionnaires de réseaux constitue donc le challenge à réaliser pour intégrer au mieux les sources d'énergie au réseau.

En outre nous verrons que le Smart Grid permettra d'optimiser les performances de transport et de distribution de l'électricité. Aucune estimation n'a été trouvée quant à la capacité additionnelle d'électricité transmise grâce aux technologies Smart Grid, ou encore quant aux investissements évités que cela représente. Par contre on peut prévoir que cette amélioration de performance de transport sera très favorable à l'intégration de la production d'électricité renouvelable dans le réseau.

2.2.8 Déploiement de véhicules électriques grâce à des systèmes de charge intelligents

Une analyse du « Pacific Northwest National Laboratory » (Etats-Unis) a montré qu'avec le profil de charge et les données de production d'électricité actuels du marché américain, il serait possible d'alimenter l'équivalent de 73% des véhicules légers américains sans nouveaux investissements de production ou de transmission d'électricité. Dans ce pourcentage, il faut compter une part de 9% de véhicules supplémentaire (augmentation de 64% à 73%) grâce à une gestion stricte de la recharge des véhicules hors période de pic de consommation. Cette technologie de recharge intelligente en fonction de l'état du réseau électrique global entre donc dans le cadre du Smart Grid.⁷⁶

Nous verrons que la capacité diffuse de stockage des véhicules électriques pourrait aussi être un atout au niveau macroscopique notamment pour lisser l'intermittence des sources d'énergie renouvelable et pour l'atténuer les pics de consommation. Il s'agirait par exemple de charger la batterie des véhicules grâce à l'énergie solaire en journée, et d'utiliser son potentiel pour assurer la pointe quotidienne de consommation en soirée. Le véhicule pourrait ensuite se recharger pendant la nuit, période où la consommation est par ailleurs faible. Cette possibilité ne sera techniquement viable que grâce aux outils intelligents de supervision propres au Smart Grid.

⁷⁶ Rapport The Smart Grid : An estimation of the Energy and CO₂ Benefits », US department of Energy, January 2010 p.3-25

2.2.9 Mise en œuvre d'outils de prévisions fines de la production EnR

Les technologies Smart Grid présentent aussi l'intérêt de permettre la mise en œuvre de systèmes de prévisions fiables et précises, concernant les conditions météorologiques dont dépendent les productions intermittentes d'EnR et la qualité de transport de l'électricité. De même les composantes du Smart Grid au niveau du réseau de distribution rendent possible des prévisions fines de la demande d'électricité.

Notamment au cours de l'exploitation des moyens de production, les outils de gestion intelligente locale ou distante peuvent anticiper un aléa météorologique et amorcer la décharge de moyens de stockage de manière à assurer la continuité de puissance électrique lors du passage entre la production instantanée et l'alimentation issue du stockage. Dans le cas d'une production éolienne, si le Smart Grid émet un arbitrage de management de l'énergie toutes les quinze minutes (à défaut de l'avoir en temps-réel), il faut que toute intermittence soit lissée pendant ce quart d'heure. Une éolienne est dotée d'un stockage par volant d'inertie qui lui procure une production garantie pendant quinze minutes, le temps pour le Smart Grid d'analyser les données d'un anémomètre et de prévoir la puissance de production dans la prochaine tranche horaire d'un quart d'heure.

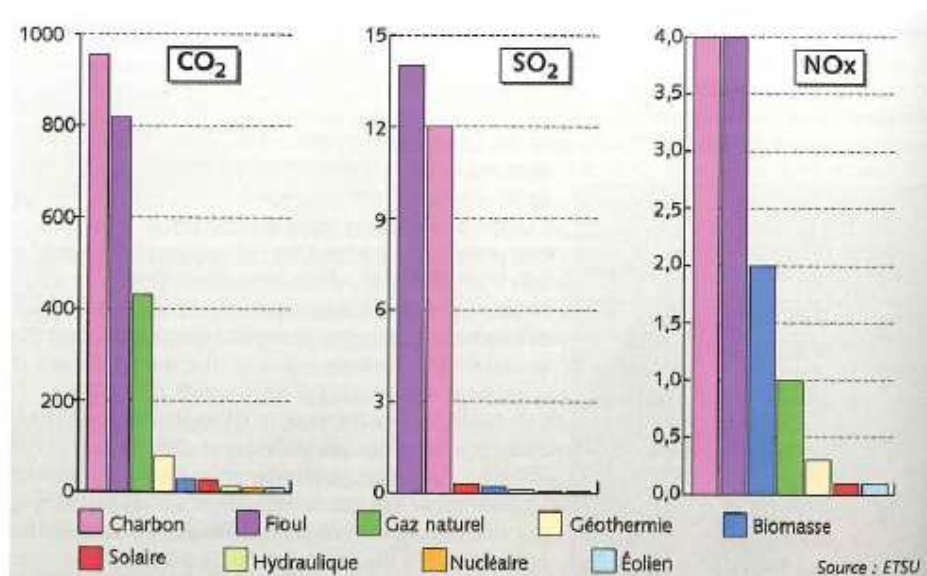
2.3 Définition des acteurs propres au Smart Grid

Nous avons déjà abordé dans la première partie de ce document les acteurs actuels du domaine de l'énergie. Il est donc ici question d'évoquer l'émergence de nouveaux acteurs et les changements propres à la mise en place du Smart Grid.

2.3.1 Producteur décentralisé

Afin de développer des alternatives à la production électrique à base de ressources fossiles et de réduire les émissions de GES du secteur, il est indispensable de développer les sources d'énergies renouvelables (EnR). En effet, comme le démontre la Figure 3-9 ci-dessous ces ressources notamment géothermiques, solaires, hydrauliques, éoliennes et liées à la biomasse présentent des phases d'exploitation faiblement carbonées. Il en est de même pour l'énergie marine non mentionnée ci-dessous.

Figure 3- 9: Bilan d'émissions de GES pendant l'exploitation des moyens de production d'électricité



Source : Ouvrage « Les enjeux de l'énergie » Ludovic Mons Larousse 2006

L'éolien est l'énergie la moins polluante avec 9g de CO₂ par kWh. La biomasse est également très bien placée car elle ne contribue pas au réchauffement climatique dans la mesure où le bois, pendant, sa croissance, fixe une quantité équivalente de CO₂. Seul le nucléaire est en mesure de

rivaliser avec les énergies renouvelables avec seulement 10g de CO₂ émis par kWh. Cela ne prend pas en compte les déchets radioactifs extrêmement difficiles à gérer.

Contrairement à l'énergie nucléaire dont la production est centralisée, les sources d'énergies renouvelables sont souvent décentralisées c'est-à-dire démultipliées dans la mesure où les gisements d'énergie primaire auxquels elles font appel sont géographiquement disséminés. Pour certaines sources d'EnR de taille importante comme par exemple les grosses fermes éoliennes, on parle encore d'un modèle de production centralisée même si celui-ci peut être délocalisé s'il est distant des postes de consommation.

Pour atteindre les objectifs du paquet Energie-Climat adopté par l'Union Européenne et notamment une part de 20 % d'EnR dans la production énergétique européenne d'ici à 2020, il est nécessaire de décentraliser partiellement le réseau de production d'électricité. Selon M. Van de Maele, président de l'ADEME, cette part de la production d'EnR ne pourra pas dépasser 30% de la production totale sans implémentation de réseaux électriques intelligents. En effet les ressources renouvelables présentent souvent l'inconvénient d'être intermittentes et difficiles à anticiper notamment s'agissant d'énergies solaires, éoliennes et marines.

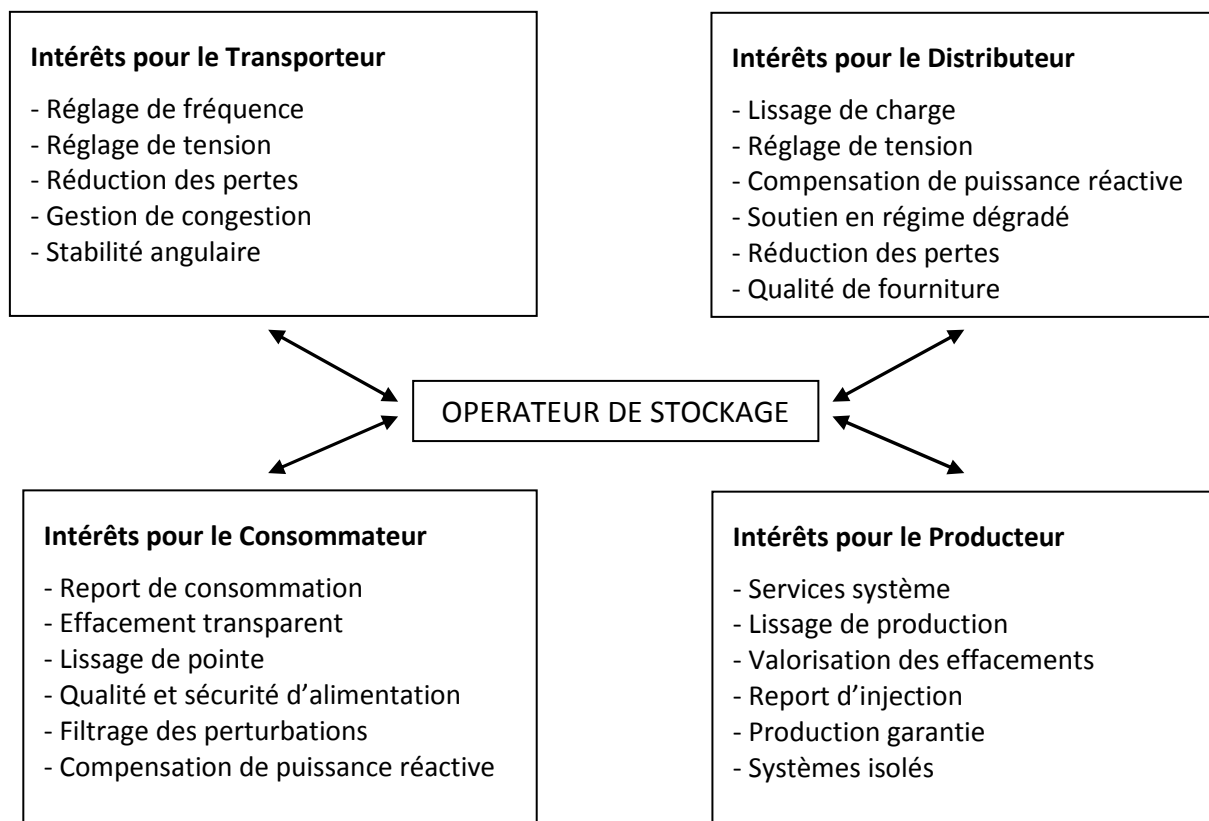
Nous verrons par la suite pourquoi les technologies de Smart Grid sont des éléments pré-requis de la décentralisation massive des moyens de production EnR s'agissant de la gestion des intermittences et des prédictions de leurs productions.

2.3.2 Opérateur de stockage

Afin de lisser les intermittences de productions d'énergies renouvelables, les opérateurs de productions décentralisées doivent fonctionner couplées à des capacités de stockage diffuses et/ou centralisées. Afin d'éviter le recours aux moyens de production de pointe, les producteurs centralisés doivent aussi fonctionner en connexion avec des opérateurs de stockage.

Mais la valorisation du stockage va bien plus loin que ces deux aspects et touche tous les acteurs du marché comme le montre le schéma ci-dessous. Il est notamment garant de la qualité de l'approvisionnement d'électricité en tout point du réseau.

Figure 3- 10: Valorisation du stockage pour tout acteur du marché de l'électricité



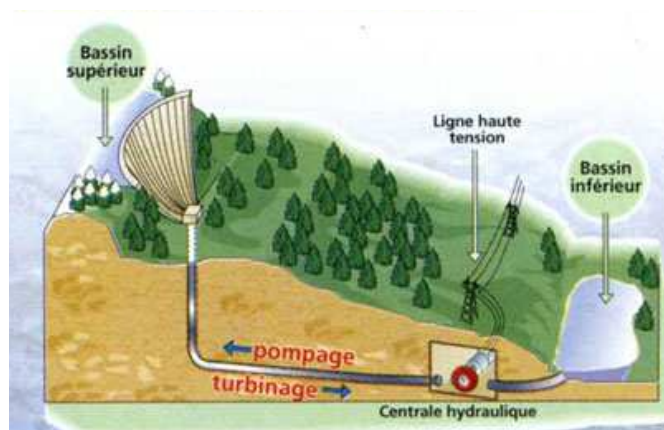
Le marché du stockage d'électricité peut évoluer selon différents business models liés à la nature des opérateurs de stockage⁷⁷. En effet, deux modèles d'opérateurs peuvent exister :

- **Opérateur de stockage de grande capacité**

Ce modèle d'affaire n'occasionnerait pas d'évolution importante de la structure du réseau qui reste centralisé et permettrait la gestion des intermittences de productions d'énergies renouvelables sous forme de fermes (éoliennes off-shore, solaires).

Aujourd'hui la seule technologie véritablement opérationnelle et efficace est celle des STEP, Station de Transfert d'Énergie par Pompage.⁷⁸ Il s'agit de gérer l'énergie hydroélectrique à contre-courant de la demande d'électricité. En période de faible consommation (la nuit), une STEP remplit un lac d'altitude (amont) par pompage dans une réserve basse (aval). En période de consommation importante, l'eau accumulée peut être relâchée en fonction des besoins vers le lac aval en faisant tourner les turbines électriques. Il faut consentir 1.25MWh de pompage pour récupérer plus tard 1MWh, soit un excellent rendement de 80%.

Figure 3- 11: Présentation d'une STEP



Cette solution de stockage mutualisé est déjà déclinée en France mais surtout en Suisse et en Norvège grâce à leurs géomorphologies montagneuses.

La rentabilité d'un tel opérateur de stockage indépendant est assurée par la forte variabilité du prix de l'électricité sur le marché européen. En effet il vend l'électricité à un prix élevé en période de forte demande, alors que le prix d'achat de l'énergie nécessaire pour le pompage est faible car cette énergie est excédante à la demande (notamment issues des énergies renouvelables volatiles ou de l'énergie nucléaire non flexible). Par exemple le 19 décembre 2007, le MWh s'échangeait à 50€ à 5h et à 250€ à 19h.

Selon le rapport sur les perspectives de développement de la production hydraulique en France datant de Mars 2006, si on compare les coûts d'une STEP performante avec un investissement de production thermique de pointe, le projet de STEP est rentable si les prix du pétrole restent durablement supérieurs à 40 €/bl.⁷⁹ C'est largement le cas aujourd'hui.

Selon ce même rapport, le gisement français de puissance de stockage par STEP est de 20 000 MW dont 7 300 MW était déjà réalisés en 2006. Si tout ce potentiel était exploité, on pourrait gérer les pointes de consommation hivernales en France sans faire appel aux centrales thermiques. L'attrait du stockage par STEP est donc un formidable vecteur de durabilité de l'approvisionnement électrique. Cependant nous avons vu que les projets hydroélectriques avaient des impacts environnementaux et sociaux importants qui freinent l'acceptabilité de ces ouvrages.

⁷⁷ «Feuille de route sur les réseaux et systèmes électriques intelligents intégrant les énergies renouvelables» Juin 2009 p. 18 et 21

⁷⁸ Article du journal des Energies Renouvelables « Pomper l'eau pour stocker le vent » Mars-Avril 2009

⁷⁹ Rapport du Ministère de l'Industrie, des Finances et de l'Industrie « Perspectives de développement de la production hydraulique en France » – Mars 2006 p.30

Autre moyen de stockage de masse, une expérimentation sur la base d'un procédé électrochimique sodium-soufre (NaS) est en fonctionnement depuis le 8 juillet 2010 sur l'île de la Réunion. Mais les technologies électrochimiques présentent des rendements encore bien inférieurs à celui d'une STEP pour des coûts prohibitifs.⁸⁰ Ce projet innovant constitue donc une étape dans la recherche de solutions viables. De nombreux projets prometteurs font par ailleurs appel à diverses natures d'énergies primaires :

- stockage d'énergie électrochimique (supercondensateurs, Batteries Pb, Ni-CD, Ni-mH, NaS),
- stockage d'énergie thermodynamique (technologies de matériau à changement de phase MDP),
- stockage d'énergie thermique,
- stockage par air comprimé,
- stockage d'hydrogène,
- stockage d'énergie mécanique (volant d'inertie).

2.3.3 Opérateur de stockage diffus piloté

Couplé à l'intégration de moyens de production d'électricité intégrés au bâti, il serait envisageable d'inciter l'installation de moyens de stockage diffus dimensionnés selon chaque ville ou à chaque quartier, voir dans une approche plus diffuse encore, selon chaque bâtiment tertiaire, résidentiel ou industriel. Il sera ainsi possible d'utiliser l'énergie électrique produite localement, soit en consommant la puissance directement produite, soit en faisant appel à l'énergie mutualisée stockée sur place.



Ce modèle d'architecture électrique locale virtuellement autosuffisante est défini par l'appellation Micro Grid ou micro-réseau électrique.

A partir de la plupart des vecteurs technologiques déjà évoqués pour le stockage de masse, de nombreuses solutions existent mais à des coûts et des rendements insatisfaisants pour permettre un business model soutenable.

Paramètres à prendre en compte pour choisir le procédé et le dimensionnement adéquat à tout usage, chaque solution est caractérisée par :

- des performances en puissance, en énergie, en rendement, en pourcentage d'autodécharge, en cyclabilité et en durée de vie
- des coûts d'investissement et d'exploitation,
- des performances et contraintes environnementales
- une localisation géographique optimisée pour limiter les pertes induites par le transport

Afin de parvenir à des modèles économiques acceptables, il est souhaitable d'axer les efforts de R&D sur des solutions éco-conçues avec un bon rapport performance/prix sans chercher l'excellence à tout prix.

Selon les choix politiques et réglementaires de développement du stockage de grande capacité et/ou du stockage diffus émergeront des business modèles multiples et complexes car déclinés pour chaque acteur du marché. Cette gestion du stockage de l'électricité sera réalisable à minima grâce aux capacités de télécommunication et de gestion intelligente du Smart Grid.⁸¹ Tout opérateur de stockage sera nécessairement connecté à l'agrégateur défini ci-après.

2.3.4 Agrégateur⁸²

Un agrégateur est un nouvel acteur du marché qui doit son existence intrinsèque aux capacités de gestion temps-réel du Smart Grid.

⁸⁰ Communiqué de presse EDF 9 juillet 2010

⁸¹ Présentation « Quelle place pour le stockage des énergies renouvelables ? » Stéphane BISCAGLIA ADEME/DER - 2010

⁸² «Feuille de route sur les réseaux et systèmes électriques intelligents intégrant les énergies renouvelables» Juin 2009 p.35

Par l'agrégation des flexibilités d'effacement de petits consommateurs et des contributions des petits producteurs, son business model équivaut à celui d'une centrale virtuelle de production ou d'effacement qui propose ses prestations aux responsables d'équilibre. Le fait de regrouper ainsi les contributeurs décentralisés du réseau permet leur valorisation au niveau macroscopique.

Un agrégateur est donc un gestionnaire capable de concevoir et d'offrir des services énergétiques à des clients en aval (au niveau micro-économique: gestion d'un grand nombre de petits contrats de production, de stockage et/ou de consommation) et en amont avec plusieurs acteurs clés (au niveau macro-économique: les gestionnaires de réseau électriques, les responsables d'équilibre, etc.).

2.3.5 Opérateur d'effacement diffus

En lien avec l'agrégateur qui négocie la valorisation des productions et des effacements diffus, l'opérateur d'effacement gère l'exécution technique des effacements.

A titre d'exemple, un modèle d'affaires combiné d'opérateur d'effacement et d'agrégateur partiel est déjà mis en place par la société Voltalis qui travaille avec RTE pour la mise en œuvre et la valorisation de l'effacement diffus.

En tant qu'opérateur d'effacement, le principe est de poser gratuitement une « Energy Box » sur le tableau électrique chez le consommateur en aval du compteur, qui permet de mesurer les consommations électriques en temps réel via Internet et de les moduler. Les modulations ciblent les appareils plus gros consommateurs (climatisation et chauffage) et dont la consommation est flexible. En pratique, il s'agit de suspendre typiquement de 10 à 30 minutes leur cycle. Cette courte modulation n'a pas d'impact grâce à l'inertie thermique des bâtiments.

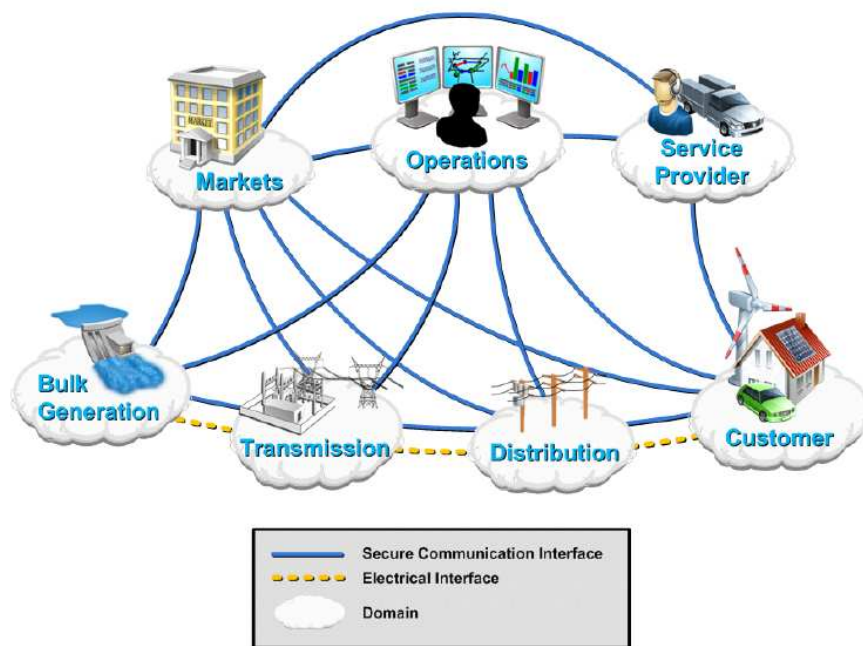
En tant qu'agrégateur (partiel car ne gère pas de production décentralisée), Voltalis valorise ensuite cet effacement auprès d'un responsable d'équilibre et auprès de RTE dans le cadre du mécanisme d'ajustement, et ainsi se rémunère. De son côté, le consommateur réduit sa facture d'électricité en préservant son confort.

2.3.6 Maillage des acteurs de mise en œuvre et de l'exploitation du réseau intelligent

Superposé au maillage des infrastructures électriques se greffe le réseau de télécommunication sécurisée entre les acteurs de mise en œuvre et de l'exploitation de l'approvisionnement:

- Les acteurs du marché de l'électricité (responsables d'équilibre, fournisseurs, traders, agrégateurs, exportateurs)
- Les gestionnaires opérationnels des flux d'électricité garant de l'équilibre physique du système global (Production, Transport, Stockage, Effacement, Distribution et Consommation)
- Les prestataires de service pour les consommateurs, les acteurs du marché et les gestionnaires opérationnels

Le maillage d'interconnexions de ces acteurs et des infrastructures électriques est représenté ci-dessous.

Figure 3- 12: Modèle des interconnexions dans l'exploitation du Smart Grid⁸³


Les communications relatives aux acteurs commerciaux et négociants (« Markets ») doivent être particulièrement sécurisées et conformes aux standards d'e-commerce car ils sont en charge des transactions commerciales liées aux flux d'électricité.

Les gestionnaires opérationnels (« Operations ») sont responsables de la mise en œuvre et du fonctionnement optimal du système global :

- Supervision « temps-réel » du réseau : contrôles et gestion des infrastructures et des conditions de charge,
- Support client, gestion de panne (maintenance corrective et curative) et statistiques de suivi,
- Analyse et reporting de la qualité et de la fiabilité de l'approvisionnement électrique,
- Planification et réalisation des opérations d'extension et de maintenance,
- Evaluation financière et management des risques d'investissements potentiels,
- Collecte les données des compteurs intelligents des consommateurs et management,
- Réalisation et maintenance des infrastructures de télécommunication,
- Management de la sécurité,
- Management des certifications,
- Gestion des permis et autre autorisations administratives d'interventions,
- Gestion des biens immobiliers et de la logistique matérielle,
- Gestion des ressources humaines.

Enfin, à condition d'obtenir les informations nécessaires de la part des consommateurs, des marchés et des gestionnaires opérationnels, les prestataires de services (« Service Provider ») pourront assurer :

⁸³ « Smart Grid Interoperability Standards Roadmap » publié par Electrical Power Research Institut (EPRI), 17 juin 2009 p.21-33

- les activités de facturation,
- le suivi de clientèle,
- la gestion de la consommation de bâtiments et de logements,
- l'installation et la maintenance

Grâce au bénéfice des télécommunications et du traitement de données, le Smart Grid doit être capable de délivrer l'information en temps réel et donc de fluidifier ou d'automatiser les interactions de tous ces acteurs.

2.4 Description des composants et de la structure du Smart Grid

2.4.1 Innovation liant les technologies de Smart Home/Building et de Smart Metering

Par la simple réception de leurs factures, les consommateurs ne sont pas à même d'analyser leurs éventuelles surconsommations d'énergie. Ils n'ont aucune notion du prix d'une lumière laissée allumée dans une pièce inoccupée, du prix des équipements électroniques laissés en état de veille ou encore du coût d'une machine à laver fonctionnant à moitié pleine à haute température. Ces surcoûts apparaissent seulement cumulés et sont invisibles pour les consommateurs.

Si ces coûts pouvaient leur être communiqués en temps réel pendant le fonctionnement des équipements électriques, ils seraient encouragés à les arrêter ou à contrôler plus étroitement leur fonctionnement.

De cette constatation découle l'intérêt d'une généralisation d'outils intelligents de mesure et d'affichage (Smart Metering) ainsi que d'outils de pilotage (Smart Home ou Smart Building) de la consommation énergétique des appartements, bâtiments et quartiers. Ce déploiement doit reposer sur 3 fondamentaux :

- Technologie domotique
- Interopérabilité des équipements
- Affichage simple des consommations par usage⁸⁴

Le gisement de MDE liée à cette déduction a été vérifiée par l'installation expérimentale de « smart meters » ou compteurs intelligents dans le cadre de plusieurs projets pilotes, et notamment le projet de Carbon Trust en Angleterre qui a montré une diminution de consommation énergétique de 5% et une diminution d'émissions de GES associées de 12% (production de pointe très émettrice).⁸⁵

L'étude comportementale liée à ce projet a montré que les enfants étaient souvent les utilisateurs les plus enthousiastes des compteurs intelligents et qu'ils étaient très réceptifs au signal lumineux vert ou rouge selon l'état de la consommation électrique du foyer. Ils considèrent comme un jeu le fait d'éteindre les équipements jusqu'à ce que le voyant repasse au vert.

Par ailleurs comme on peut le constater sur la Figure 3-13, le compteur donne au consommateur le tarif du kWh électrique communiqué par le fournisseur et qui varie en temps réel.

Les effets positifs de ce compteur intelligent sont avérés pendant les premiers mois suivant son installation mais son efficacité s'estompe par la suite. Le challenge est donc de garder les consommateurs mobilisés et d'éviter le retour de mauvaises habitudes. Ce problème sera principalement résolu par les technologies Smart Building ou Smart Home communiquant avec les compteurs intelligents. Ces « Energy Box » seront capables de commander automatiquement les équipements de bâtiments ou de logements selon les commandes préalablement programmées par leurs occupants, en fonction des signaux reçus par les compteurs intelligents de la part du réseau.

Figure 3-13: Ecometer, compteur intelligent du projet Carbon Trust



⁸⁴ Rapport "Développement Eco-responsable et TIC", Conseil Général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies, Septembre 2009 p.24

⁸⁵ Cahier spécial « The Future of Energy » Financial Times, Article « Changing habits », 4 Novembre 2009

Dans le secteur résidentiel, il s'agira par exemple de programmer un cycle de machine à laver au moment où le tarif de l'électricité est au plus bas, d'ajuster la température du réfrigérateur pour optimiser sa consommation ou encore de recharger les véhicules électriques hors période de pointe.

Dans ces conditions les technologies de Smart Metering et de Smart Building sont aussi des outils efficaces à l'usage des entreprises et des collectivités locales pour la gestion des infrastructures publiques, professionnelles et industrielles. Il permet d'éviter les abus, les dysfonctionnements et les dégradations de performances, mais aussi de prévoir avec précision les demandes de charges énergétiques à l'avance basées sur des outils statistiques.

Le consommateur peut se placer dans le cercle d'amélioration continue suivant⁸⁶ :

- **Acquisition** de mesures et mise en commun des données

- **Analyse** par un outil d'aide au diagnostic :

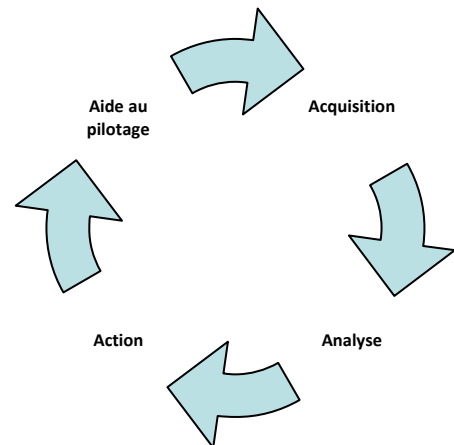
- ❖ Détection des surconsommations, fuites, dérives
- ❖ Répartition des consommations
- ❖ Suivi des engagements (par ex. contrat EDF)

- **Action** :

- ❖ Agir sur les organes de commandes (régulation, délestage automatisé, planification ou détection de présence)
- ❖ Prendre en compte les tarifs en cours
- ❖ Mise en place de processus pour baisser le chauffage, couper une partie de l'éclairage, forcer la mise en veille d'équipements, etc.

- **Aide au pilotage** :

- ❖ Compréhension des usages
- ❖ Anticipation des consommations
- ❖ Simulation d'actions correctives
- ❖ Contrôle de l'impact des actions mises en œuvre.



Les caractéristiques optimales de la combinaison des technologies Smart Metering et Smart Home/Building sont donc basées sur les spécifications suivantes :

- intervalle de mise à jour des mesures inférieures à 5 minutes (idéalement temps réel) de manière à permettre une gestion dynamique de la correspondance entre offre et demande ainsi que la gestion de la tarification associée. Cette condition est particulièrement essentielle pour une gestion efficace des pointes de consommation,
- pilotage via une communication bilatérale entre le compteur, l'Energy box, et les systèmes électriques au sein du réseau électrique du logement ou du bâtiment,
- mesure instantanée de la tension, du courant et du facteur de puissance pour estimer l'état et la qualité de la distribution, et surveiller l'énergie réactive (VAR) du système (énergie perdue par effet capacitif et inductif au sein de tout réseau et système électrique)⁸⁷,
- capacité de contrôle et de pilotage à distance du réseau électrique géré par le compteur,
- interface d'information, d'analyse et d'aide à la décision pour le consommateur.

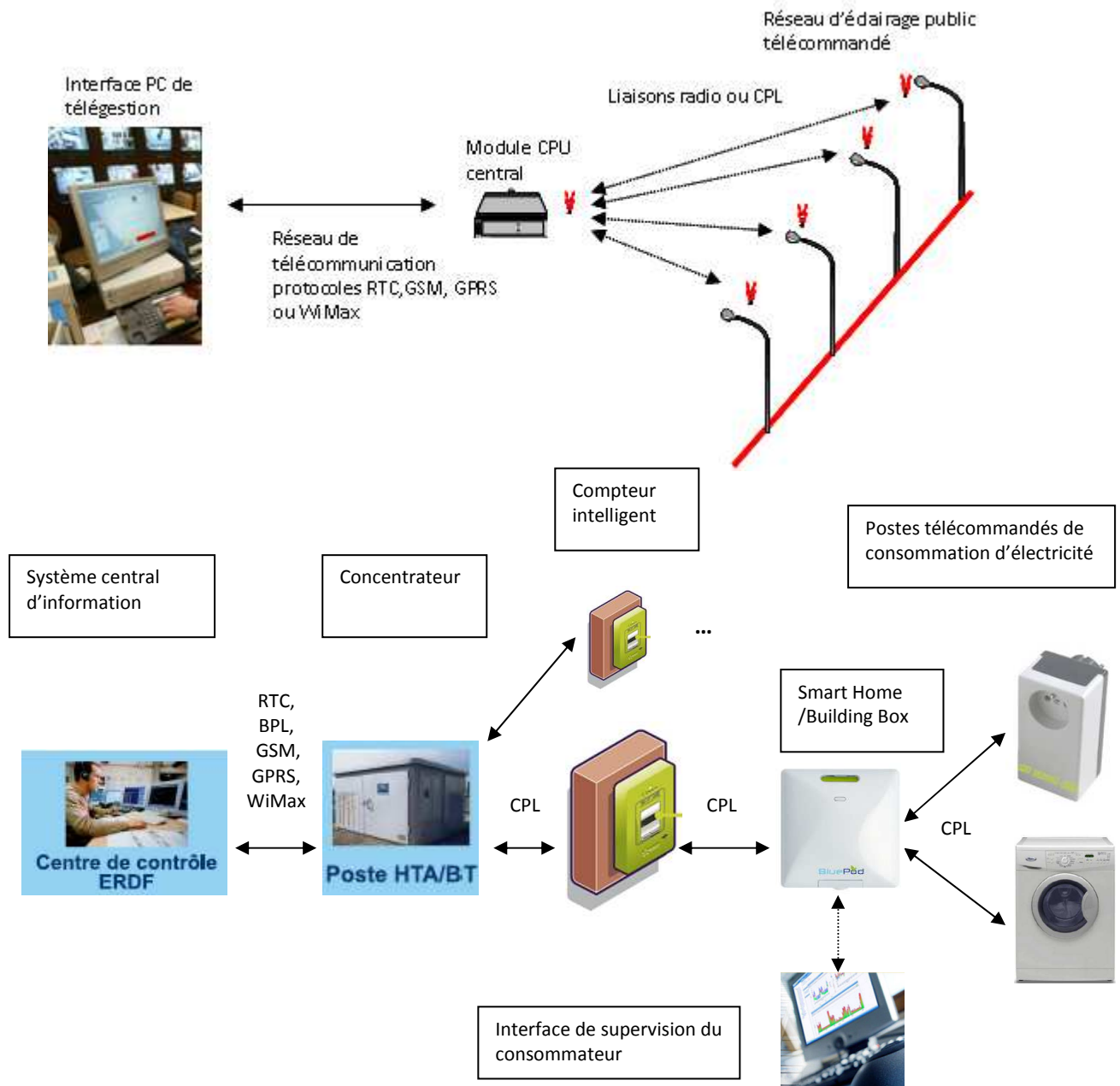
⁸⁶ Présentation CleanTuesday WIT 1^{er} avril 2010

⁸⁷ Voir en annexe le rappel de bases de l'électricité

2.4.2 Technologies Smart Grid relatif à la distribution d'électricité

Afin de comprendre les éléments du Smart Grid relatifs à la distribution, nous pouvons utiliser une nouvelle fois l'illustration d'un réseau d'éclairage public.

Figure 3-14: Schéma d'équivalence des liens de télécommunication entre un système de télégestion EP et un réseau Smart Grid « côté distributeur »



Nous avons précédemment évoqué un système innovant de télégestion d'un réseau d'éclairage public, permettant une réduction substantielle de consommation électrique. Comme le schéma 3-14 le montre, les liaisons de télécommunication propres à la télégestion d'un Smart Grid (côté distributeur) peuvent s'apparenter aux liaisons de télégestion d'un réseau d'éclairage. En effet chaque point lumineux est équipé d'un boîtier de commande, communiquant par radio ou par

courant porteur de ligne (CPL) avec un serveur central équivalent à la combinaison des modules de Smart Metering et de Smart Building munis d'un concentrateur d'information⁸⁸.

Dans les deux cas, une interface logicielle ergonomique permet à l'exploitant de contrôler les performances du réseau notamment via un système d'alarmes, et de piloter le système grâce à un outil de programmation ou manuellement en temps réel le cas échéant.

Cette application logicielle est exploitable à distance grâce à la transmission de données au format standardisé « Internet Protocol » qui permet une gestion via tout PC connecté à un réseau filaire (protocole RTC) ou aérien (protocoles WiMax, GSM, GPRS).

Le réseau Smart Grid est doté de concentrateurs, éléments intermédiaires qui gèrent les nombreux flux d'information entre les compteurs et le centre de télégestion centralisé d'ERDF. L'environnement Linux de ses concentrateurs leur garantit une architecture libre et ouverte. Ils interrogent les compteurs en permanence et stockent les informations qu'ils reçoivent avant de les transmettre par « paquets » au système central d'information.⁸⁹

Le schéma 3-14 permet enfin d'explicitier la nécessité de deux types de **liaisons bilatérales** de communication quelque soit le système électrique à commander:

- communication par les réseaux de télécommunication usuels entre le concentrateur et la centrale de distribution en électricité
- communication entre le concentrateur et le compteur, puis communications via le module Smart Home/Building entre le compteur intelligent et les prises⁹⁰ ou appareils électriques⁹¹ innovants dotés de modules intrinsèques de télécommande

Il est important de bien différencier le premier mode de transmission qui doit utiliser les réseaux de télécommunication gérés par les opérateurs de téléphonie filaire (France Telecom, Free, etc.) et les opérateurs de téléphonie sans fil (SFR, Orange, Bouygues, Coriolis, etc.), et le second mode par CPL, protocole qui utilise les câbles électriques pour transmettre les informations. Selon Monsieur Ken Whittaker, expert international des Smart Grids, le CPL est aujourd'hui la technologie la plus implantée en Europe (utilisée en France, Portugal, Espagne et Italie). Il présente l'avantage d'être une solution libre de droit, non propriétaire et basé sur des standards internationaux. Il a été choisi pour le réseau de distribution français avec le format de données DLMS (Device Language Message Specification) également ouvert et standardisé par l'IEC. Le débit de transmission est de 2,4kbits/s, ce qui assure une bonne qualité de la communication.

De manière générale, il est fondamental pour le Smart Grid:

- d'assurer la sûreté et la confidentialité des transmissions.
- d'assurer la compatibilité de communication entre tous les acteurs du Smart Grid, basée des protocoles de transmissions standardisés :
 - Wireless Area Network avec IP: GPRS, BPL, Mesh, WiMax,
 - Local Area Network Ad-Hoc: CPL, RF Mesh, Zigbee, M-Bus

Dernier élément du smart Grid entre les consommateurs et le distributeur, détaillé par le schéma 3-15, le système central d'information d' « Automatic Meter Management » (AMM) doit s'intégrer aux systèmes d'informations actuels (SI Facturation, SI Gestion de la Relation Clientèle, SI Système

⁸⁸ Dossier de presse « Compteurs électriques : ERDF fait sa révolution » 3 juillet 2008

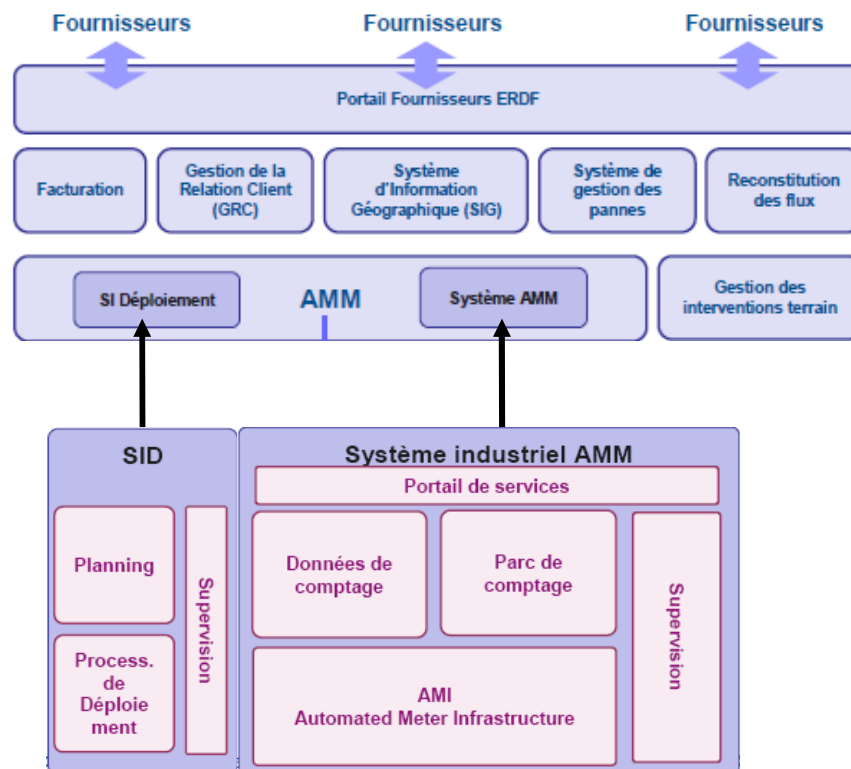
⁸⁹ Dossier de presse « Compteurs électriques : ERDF fait sa révolution » 3 juillet 2008

⁹⁰ Documentation d'un prise électrique dotée d'un module de télécommande

⁹¹ Engagement conditionnel de Whirlpool – 14 mai 2009

d'information Géographique, etc.). Les 2 fonctions majeures de centres de données AMM est de gérer le déploiement des infrastructures de Smart Grid et de gérer les données de comptage.

Figure 3-15: Système d'Information AMM à intégrer aux SI existants⁹²



Dans le système mis en place par ERDF, les données de consommation sont disponibles aux fournisseurs d'électricité via un portail de communication et des moyens de communication dédiés afin de connecter en temps réel l'offre et la demande en électricité. Pour déployer le Smart Grid sur toute la chaîne d'approvisionnement, il faudra généraliser la mise à disposition de ces données à tous les acteurs du marché (agrégateurs, etc.), à tous les acteurs opérationnels ainsi qu'aux prestataires de service.

2.4.3 Structure interconnectée bidirectionnelle du Smart Grid

Le problème des réseaux de distribution et de transport actuels est qu'ils ont été conçus pour assurer un flux d'électricité unidirectionnel allant d'une source centrale à des usagers situés en bout de ligne. Kurt Yeager, le président de l'EPRI (Institut de Recherche sur l'Energie Electrique) en 2001 fit remarquer que « l'infrastructure électrique actuelle est aussi peu compatible avec l'avenir que les sentiers pour chevaux l'étaient avec l'automobile »⁹³

Afin de comprendre l'ampleur de ces changements, on peut par ailleurs faire le rapprochement entre l'évolution du réseau électrique et la profonde mutation qu'a connu le monde des télécommunications dans les années 1990-2000 (montée en puissance d'internet, déploiement de réseaux à haut-débit filaire ou sans-fil). En effet le facteur déclencheur est similaire dans les 2 domaines: la nécessité de décentraliser un système. Le précurseur d'internet a permis la décentralisation de calculs informatiques dans les années 60 afin de décupler leurs puissances, et aujourd'hui il s'agit de démultiplier les sources alternatives d'énergie pour pouvoir pallier à la demande en électricité.

⁹² Présentation du projet AMM par Rémi Grasset Direction Comptage ERDF – 6 janvier 2009 p.9

⁹³ Ouvrage « L'économie hydrogène », Jeremy Rifkin, Editions La découverte 2002 p.264 et 266

Après la mise en œuvre de l'AMM, les réseaux doivent donc évoluer de manière à permettre des transferts bidirectionnels d'électricité. Selon Madame Sandrine Albou, chargée de développement Smart Grid au sein du département « Méthodes et Appui » de RTE, ce sont le réseau et les postes relatifs à la distribution HTA (moyenne tension) qui ne sont pas conçus pour assurer des transferts bidirectionnels. Cette structure du réseau de distribution est un réel frein au développement de la production décentralisée. En effet, en cas d'excédent de production et de saturation d'opérateurs de stockage local, des productions EnR diffuses doivent pouvoir être injectées automatiquement dans le réseau macroscopique de transport et ne pas être cantonnés au réseau de distribution local.

De plus les atouts de gestion temps-réel du Smart Grid devront aussi permettre de connaître la cartographie des capacités de puissances qu'il est possible de raccorder au réseau de distribution pour connaître la faisabilité technique d'un projet EnR. En France, cette cartographie serait mise à disposition par un organisme indépendant à ERDF et au Syndicat des Energies Renouvelables (SER), dont les discours en termes de capacité des réseaux à intégrer des EnR s'opposent selon leurs intérêts réciproques.

Quoiqu'il en soit des investissements devront obligatoirement être entrepris sur les réseaux de distribution pour l'intégration massive des productions décentralisées d'EnR (supérieure à 20% de la production). Ces renforcements devront être cofinancés par les opérateurs de productions décentralisées, les opérateurs de distribution et par les collectivités locales avec de possibilités de subventions régionales, nationales ou européennes.

En termes d'évolution de la structure des réseaux pour les trente ans à venir, les deux architectures suivantes sont possibles et peuvent être combinées.

2.4.3.1 Echelle microscopique : une architecture décentralisée par micro-réseaux

Nous avons déjà évoqué la notion de Micro Grid, micro réseau électrique intelligent local qui se veut autonome grâce à ses propres moyens de productions renouvelables, de stockage et de distribution d'électricité qui sont dimensionnés en fonction des postes de consommation de son périmètre.

La sûreté de la fourniture d'énergie sera garantie :

- par la mutualisation de toute électricité produite et stockée localement grâce aux technologies Smart Grid.
- par une meilleure sûreté d'approvisionnement, (les sources de productions et les postes de consommations étant locaux, les distances d'acheminement sont réduites et ainsi le risque d'aléas et les pertes d'énergie en ligne sont minimisés)
- par la connexion du Micro Grid au réseau macroscopique centralisé, assurant l'approvisionnement en cas d'insuffisance de ressource locale

Dans la mesure où l'électricité consommée est produite localement, cette structure présente l'avantage d'être optimale en termes de limitation de pertes électriques de ligne.

Au niveau technologique, il est trop tôt pour généraliser la mise en œuvre une telle stratégie mais des avancées intéressantes se profilent en termes de performances de technologies de stockage et de performances EnR.

Au niveau économique, cette stratégie n'est pas non plus viable pour l'instant, mais le deviendra notamment en Europe avec l'augmentation des tarifs de l'électricité engendrée par l'avènement du marché libre et concurrentiel, et par la baisse du prix des technologies de stockage et de production EnR.

Dans la directive 2009/72/CE, la communauté européenne a par ailleurs déjà énoncé des conditions pour faciliter l'émergence de micro-réseaux gérés par leurs propres opérateurs de distribution. Il s'agit de « ne pas imposer une charge administrative et financière disproportionnée aux petits gestionnaires de réseau de distribution ».

2.4.3.2 Echelle macroscopique : un marché intégré et interconnecté

Selon une Communication de la Commission Européenne du 10 janvier 2007⁹⁴, les échanges transfrontaliers d'électricité au sein du marché européen s'avèrent difficiles du fait de la disparité des normes techniques nationales et d'un maillage inégal des réseaux. La directive 2009/72/CE expose un contexte de manque de liquidité et de transparence qui entrave l'attribution efficace des ressources, la couverture des risques et l'intégration de nouvelles centrales de production. Elle demande que des soutiens politiques et financiers soient mis en place pour harmoniser le réseau de transport européen, et que les aspects réglementaires ayant trait aux interconnexions transfrontalières et aux marchés régionaux constitue une des principales missions des autorités de régulation nationales.

En premier lieu, le maillage des infrastructures de transport et la télégestion automatisée doit être densifié, d'une part à des fins de mutualisation du stockage centralisé offert aujourd'hui par les STEP, d'autre part à des fins de raccordement, de délestage et de lissage des intermittences de production EnR de grande taille. En guise de référence, une étude réalisée pour le Royaume-Uni en 2002⁹⁵ a conclu que si l'énergie éolienne devait fournir 20% de la demande totale d'électricité, les coûts supplémentaires d'infrastructures de transport serait d'environ £90 millions/an, soit une augmentation de 6% par rapport aux dépenses consacrées au réseau national. Autre estimation, ces coûts pourraient atteindre £240 millions/an pour une pénétration de 30% d'énergie éolienne dans le mix-énergétique britannique, soit une augmentation de 17% du capital alloué au réseau national.

En second lieu, la gestion de ces infrastructures de transport transfrontalières et parfois transcontinentales doit reposer sur les technologies Smart Grids afin de garantir une flexibilité automatique temps-réel de livraison d'énergie entre réseaux nationaux. Il y va de l'efficacité du marché de l'électricité européen, de la sûreté d'approvisionnement de toute la zone et de la garantie de l'équilibre stable du réseau global.

Selon l'étude du CIRCE (projet de recherche financé par le sixième programme cadre européen) corrélant avec l'analyse du SRU (German Advisory Council on the Environment), ce réseau interconnecté européen nommé SuperSmartGrid serait un outil de MDE des plus puissants, et pourrait permettre la mise en place d'un système énergétique complet à base d'énergies renouvelables à l'horizon 2050.^{96 97} Ceci serait une condition nécessaire pour satisfaire à l'objectif européen de réduction des émissions de GES de 80% d'ici 2050.

Comme le recommandent les European Environment and Sustainable Development Advisory Councils⁹⁸, cela dépendrait notamment de l'exploitation de centrales thermiques solaires d'Afrique du Nord (projets Transgreen⁹⁹ dans le cadre de l'Union pour la Méditerranée et Desertec¹⁰⁰) dont l'énergie serait en partie importée sur de très grandes distances à faible perte grâce à des lignes de haute tension à courant continu (HVDC). La carte ci-dessous donne notamment une estimation de ces échanges à l'horizon 2050. En Europe, face à de fortes contraintes environnementales, il est aujourd'hui difficile et très long de mettre en œuvre des nouvelles lignes de transport ou de nouvelles unités importantes de production, or ce problème est contourné par un contexte administratif moins contraignant dans les pays nord-africains. Via ces sources de production, le SuperSmartGrid bénéficierait de larges économies d'échelle et de faibles coûts d'opération. Cependant, les investissements initiaux pour les installations d'énergie renouvelable seraient élevés.

⁹⁴ Communication de la Commission du 10 janvier 2007, intitulée « Une politique de l'énergie pour l'Europe »

⁹⁵ "Quantifying the System Costs of Additional Renewables in 2020", A report to the Department of Trade and Industry, ILEX Energy Consulting.

⁹⁶ Conférence Prof. Dr. Miranda Schreurs - German Advisory Council on the Environment, Berlin – Août 2010

⁹⁷ Document de veille technologique du ministère des Affaires Etrangères français

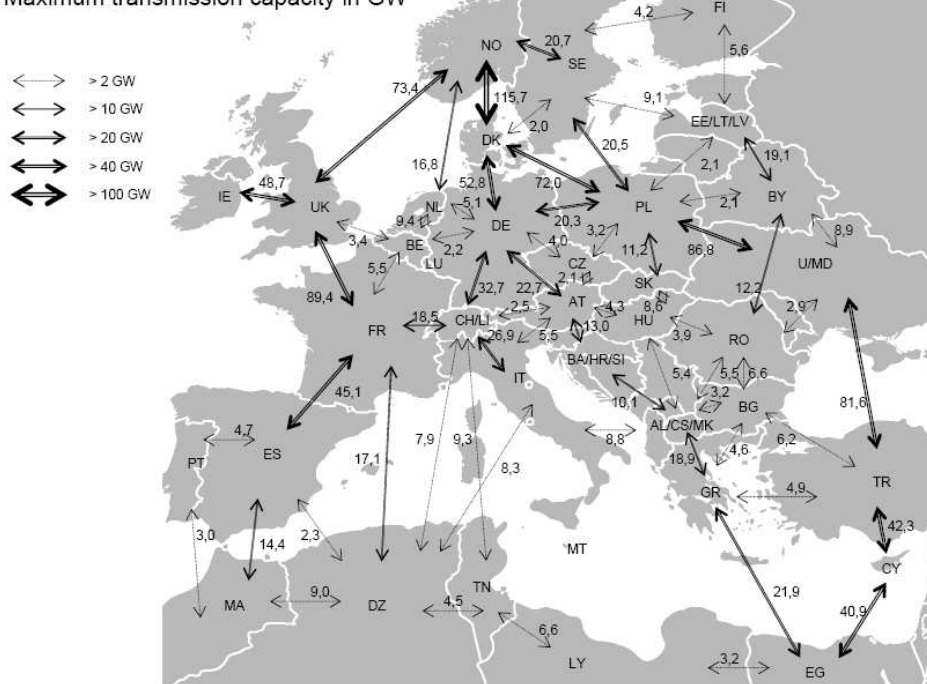
⁹⁸ Statement and Background Document « Towards Sustainable European Infrastructures », Septembre 2009

⁹⁹ Article Batiactu « Lancement du projet Transgreen, réseau de transport d'électricité sous la Méditerranée » 5 juillet 2010

¹⁰⁰ Article Actu-Environnement « La Conception du projet Desertec me gêne » 29 septembre 2010

Figure 3- 16: Structure des échanges au sein du SuperSmartGrid à l'horizon 2050¹⁰¹

Maximum transmission capacity in GW



Les modèles d'affaires de ces projets sont en court de négociation pour permettre le cofinancement par toutes les parties prenantes (politiques et économiques) du projet. Un critère de négociation de taille est notamment la part d'exportation de l'énergie produite destinée à l'Europe. Le projet Transgreen qui propose une part de 20% de la production destinée à l'exportation est louable par son souci d'approvisionnement prioritaire des pays nord-africains, bénéfice qui n'est pas l'objet de Desertec (80% de l'énergie exportée).

Une entité non-gouvernementale devra gérer ces dossiers en toute neutralité pour préserver les intérêts politiques et économiques de chaque nation et pour avoir une démarche équitable auprès des entreprises européennes et africaines.

2.4.4 Technologies Smart Grid relatives au transport d'électricité

L'optimisation de la qualité et de la fiabilité du transport d'énergie nécessite des moyens de mesure importants, dont les résultats doivent être directement exploitables par un contrôle automatisé local en cas de nécessité de correction. Ces données doivent être aussi disponibles en télé-supervision.

Par exemple une mesure de tension en fin de ligne associée à un régulateur intelligent de tension ou de phase (effet capacitif modulable) permet de maintenir la tension, donc de limiter l'intensité du courant.¹⁰²

Des mesures de conditions météorologiques transmises en temps réel, seraient aussi intéressantes. En effet la température a notamment une forte influence sur les propriétés physiques des conducteurs de lignes. Dans un contexte venteux, le conducteur est refroidi de manière significative, donc l'effet Joule est limité et les pertes en ligne diminuent.¹⁰³ Sans l'infrastructure de Smart Grid, ce phénomène est ignoré et on se positionne par défaut dans le cas le plus défavorable, avec une température forte et des pertes en ligne maximales pour être certain de fournir la puissance

¹⁰¹ Conférence Prof. Dr. Miranda Schreurs - German Advisory Council on the Environment, Berlin – Août 2010 p.13

¹⁰² rappel des bases de l'électricité en annexe pour plus de détails

¹⁰³ Rapport The Smart Grid : An estimation of the Energy and CO2 Benefits », US department of Energy, January 2010 p.3-27 à 3-31

nécessaire. Grâce aux technologies Smart Grid, la puissance transportée peut être adaptée en fonction des données météorologiques et la ligne peut être exploitée à 100% de ses capacités.

On comprend donc que les gestionnaires de réseau de transport ont intérêt à multiplier les points de mesures gérables par la centrale de supervision à distance, et connectés à des commandes d'asservissement pour rectifier instantanément les écarts de performance. En plus des lignes de transmission, il s'agit aussi de surveiller les transformateurs de tension, les relais, les connecteurs, les équipements de protection électrique et autres équipements relatifs aux sous-stations du réseau.

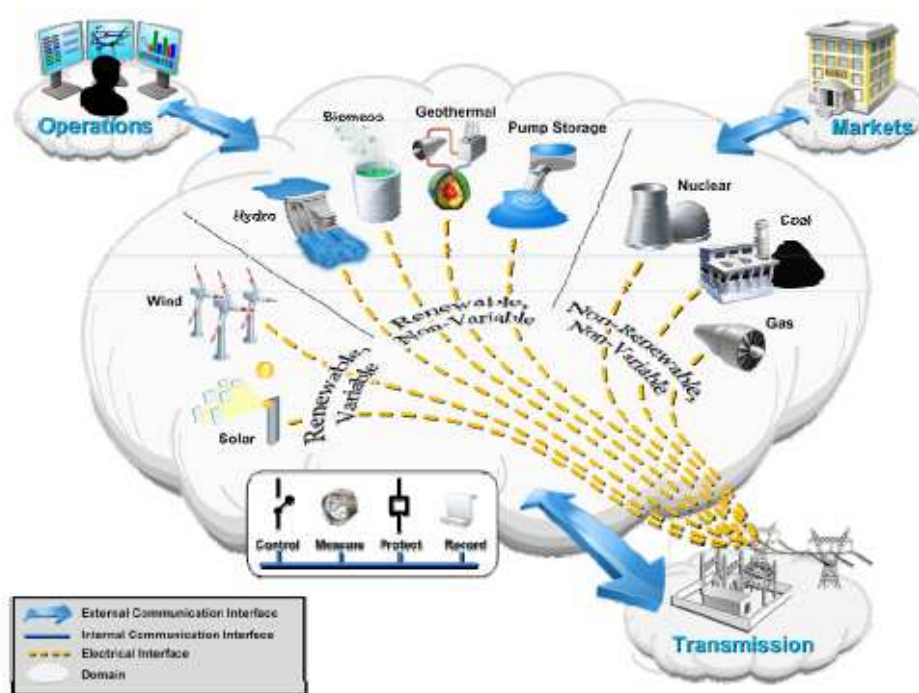
Ces données de contrôle devront aussi être sauvegardées par des systèmes d'information dédiés à des fins de traçabilité opérationnelle, d'outil de maintenance préventive ou corrective et de stratégie financière d'investissement.

2.4.5 Technologies de Smart Grid relatif à la production

Il faut distinguer d'une part les sources importantes de production centralisée, dont les natures sont très diversifiées et qui sont connectées au réseau de transport d'énergie et, les sources de production décentralisées de petite taille connectées le plus souvent au réseau de distribution.

Afin d'illustrer notre propos, le schéma ci-dessous montre les catégories de sources selon leurs natures et selon l'intermittence de leurs productions.

Figure 3-16: Production d'énergie et Smart Grid¹⁰⁴



Quelques soient leurs tailles et leurs natures, toutes les entités de production devront toujours présenter des moyens de mesure de performance connectés par une interface de télécommunication avec les services opérationnels et les acteurs du marché.

Il leur sera communiqué les performances clés du productible ainsi que les paramètres de contrôle qualité de l'électricité produite. Ainsi l'intermittence de certaines sources d'énergie renouvelable (énergie marine, solaire et éolienne) ainsi que les dysfonctionnements de toute centrale pourront

¹⁰⁴ " Smart Grid Interoperability Standards Roadmap » publié par Electrical Power Research Institut (EPRI), 17 juin 2009 p.34

être instantanément palliés par d'autres sources d'électricité commandées par les services opérationnels.

Si la capacité à disposition de services opérationnels est insuffisante, les acteurs du marché pourront solliciter les capacités de stockage, les potentiels d'importations, et/ou les disponibilités d'effacement auprès des consommateurs. Le choix de cette stratégie se fera à moindre coût selon les cours du marché de l'électricité.

2.5 Freins et leviers de développement des technologies Smart Grids

2.5.1 Leviers et freins de régulation du Smart Grid

2.5.1.1 Création de l'Agence de Coopération des Régulateurs Européens (ACER)¹⁰⁵

Comme nous l'avons vu, l'European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) était jusqu'à présent en charge de donner un cadre aux initiatives d'harmonisation mises en place par certaines autorités de régulation nationales (ARN). Il s'agit de travaux dont la portée reste régionale et qui ne convient pas à l'établissement d'un consensus de régulation contraignante par les 27 pays européens.

Aussi afin de donner un cadre institutionnel et légalement contraignant aux travaux des 27 ARN, la Commission Industrie Transport Recherche Energie (ITRE) du Parlement Européen a voté le 2 avril 2009 la création de l'Agence de Coopération des Régulateurs Européens (ACER) parmi les mesures du troisième Paquet Energie-Climat. Cet organisme central indépendant prendra ses fonctions le 3 mars 2011 en remplacement de l'ERGEG.

L'ACER devra :

- compléter et coordonner les travaux des autorités de régulation nationales (ARN),
- prendre si nécessaire des décisions individuelles contraignantes concernant les modalités et conditions d'accès et de sécurité d'exploitation applicables aux infrastructures transfrontalières,
- conseiller les institutions européennes sur diverses questions ayant trait à l'énergie,
- suivre l'évolution des marchés de l'énergie et en faire le rapport,
- contribuer à la création des règles harmonisées applicables aux réseaux européens.

Véritable outil de développement de la flexibilité et de l'interconnectivité des réseaux européens, l'ACER sera donc notamment un réel levier pour le développement des technologies de Smart Grid. Il reste seulement à déplorer que le cadre de son pouvoir soit trop limité : il serait souhaitable de doter l'Agence de pouvoirs de contrôle et de sanction en cas de non respect de la réglementation. Néanmoins son action de catalyseur de changement et d'harmonisation est nécessaire et fondamentale pour l'émergence d'un réseau européen intelligent.

Elle devra notamment créer un arbitrage pour définir la structure de régulation du Smart Grid parmi les deux stratégies présentées ci-après.

2.5.1.2 Définition incertaine de la structure de régulation du Smart Grid¹⁰⁶

Aujourd'hui aucun acteur du secteur de l'électricité n'est en mesure de prévoir quel modèle de régulation va régir le Smart Grid.

Deux stratégies très contrastées sont envisageables :

- Une stratégie de régulation de type « **internet** » engendre une démultiplication du nombre d'acteurs, et chaque site de production, chaque consommateur, chaque site de transformation et de stockage est considéré quelque soit sa taille, comme un nœud du réseau. Grâce à la circulation rapide de l'information, il peut commander de façon autonome le réseau directement dans le cadre de protocoles globaux et partagés. Les relations entre les différents acteurs du système, comme l'allocation des ressources sont gérées par le marché.

En premier lieu, ce modèle pose la question de l'équité des droits et des devoirs entre les « gros » et les « petits » acteurs afin d'éviter des problèmes de distorsion de concurrence. En effet si des acteurs économiques ayant les mêmes fonctions ne sont pas soumis aux mêmes règles d'encadrement de

¹⁰⁵ 2011 Work Programme of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators p.3-4

¹⁰⁶ Feuille de route ADEME sur les réseaux et systèmes électriques intelligents intégrant les énergies renouvelables, Juin 2009, p.12 et 13

leurs activités de production, il y a distorsion de concurrence (ex : assujettissement à la taxe professionnelle, référencement dans la nomenclature des activités économiques)

De plus, chaque nœud d'un tel système électrique sera sensible, en temps réel, au prix de marché. Appliquer les seules règles de marché ne permettra pas de prendre en compte la dimension sociale de la fourniture de l'électricité qui est un besoin de première nécessité.

Se pose également la question du niveau de risque auquel seront exposés les consommateurs finaux.

Enfin le coût de la mise en œuvre d'un tel système pour la société demeure un obstacle de taille et l'optimum économique du système reste à trouver.

- Une stratégie de type « **régulation éclairée** » permet de maintenir le nombre d'acteurs à un nombre plus limité et de garder des acteurs de taille significative. Les rôles des différents acteurs du système sont encadrés par un système de régulation plus strict que dans le modèle « internet ». Les relations entre eux sont régies par des mécanismes de marché dont la flexibilité est néanmoins limitée (prix planchers et prix plafonds, etc.). La stratégie de « régulation éclairée » reste compatible avec la croissance du degré d'intelligence du réseau, avec sa décentralisation, avec le développement d'offre de services de MDE et avec l'émergence de nouveaux opérateurs (agrégateurs, opérateurs de stockage, etc.). Dans la mesure où les acteurs sont tous de taille importante, il est plus facile de créer un encadrement homogène de leurs activités dans un contexte équitable en termes de concurrence. De plus les questions sociales liées à l'approvisionnement en électricité et les enjeux environnementaux à long terme peuvent être pris en compte contrairement au modèle « Internet ».

Basé sur cette analyse, on comprend que pour mettre en place une stratégie de régulation équitable dans le cadre d'un développement durable, il semble raisonnable de favoriser un modèle de « régulation éclairée ».

2.5.2 Leviers politiques et législatifs pour le déploiement du Smart Grid

2.5.2.1 Politique européenne

- L'Union Européenne a d'abord adoptée la Directive 2006/32/CE du 5 avril 2006 qui définit un cadre concernant l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et les services énergétiques. Ce cadre comprend notamment un objectif indicatif d'économies d'énergies applicable aux états membres, des obligations pour les autorités publiques en matière d'économies d'énergie et de politiques d'achat énergétiquement efficaces. Enfin elle établit des mesures de promotion de l'efficacité énergétique et des services énergétiques.

Elle traite donc tous les grands vecteurs énergétiques parmi lesquels l'électricité est un axe majeur. S'agissant du déploiement du Smart Grid, un premier jalon est posé avec l'article 13 qui stipule entre autre que les factures d'électricité des consommateurs européens doivent être basées sur leur consommation réelle et non sur une estimation. Le deuxième point est la nécessité d'installation de compteurs intelligents à prix concurrentiel lorsque cela est technologiquement viable et économiquement rentable compte tenu des économies d'énergie potentielles estimées à long terme.

- Pour palier aux obstacles de développement du marché européen de l'électricité, l'Union Européenne a publié la Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 statuant sur « les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ». Comme nous l'avons évoqué dans la partie 2, il s'agit de poursuivre la création progressive du marché européen de l'électricité initiée en 1999, et d'offrir un choix réel aux consommateurs concernant leur approvisionnement électrique à des prix équitables et concurrentiels. Cette directive fait directement allusion en L 211/6 et dans l'annexe 1, au déploiement de compteurs intelligents afin de favoriser « la participation active des consommateurs au marché de la fourniture d'électricité », et « d'encourager la production décentralisée et l'efficacité énergétique »

- En plus de ce cadre législatif naissant, l'Union Européenne a lancé en mars 2009 une « taskforce » dédiée aux Smart Grids selon le cadre de travail défini ci-dessous.

Figure 3- 17: Organisation de la taskforce Smart Grid de l'Union Européenne¹⁰⁷



La taskforce coordonne la recherche de consensus entre des autorités de régulation, des opérations de transport et de distribution d'électricité, des associations de consommateurs et des fournisseurs de technologies Smart Grid. Les discussions de ces acteurs se basent sur le travail de trois groupes d'experts qui abordent les sujets suivants :

- Fonctionnalités de contrôle pour les technologies Smart Grids,
- Contrôle de la sûreté, de la gestion et de la protection des données,
- Rôles et responsabilités des acteurs impliqués dans son déploiement.

¹⁰⁷ Présentation « Smart Grids ETSI Vision » David Boswarthick – 20 octobre 2010

Nous aborderons l'état d'avancement prometteur de ces travaux lorsque nous analyserons les leviers et freins réglementaires propres au développement des Smart Grids.

2.5.2.2 Politiques nationales de déploiement

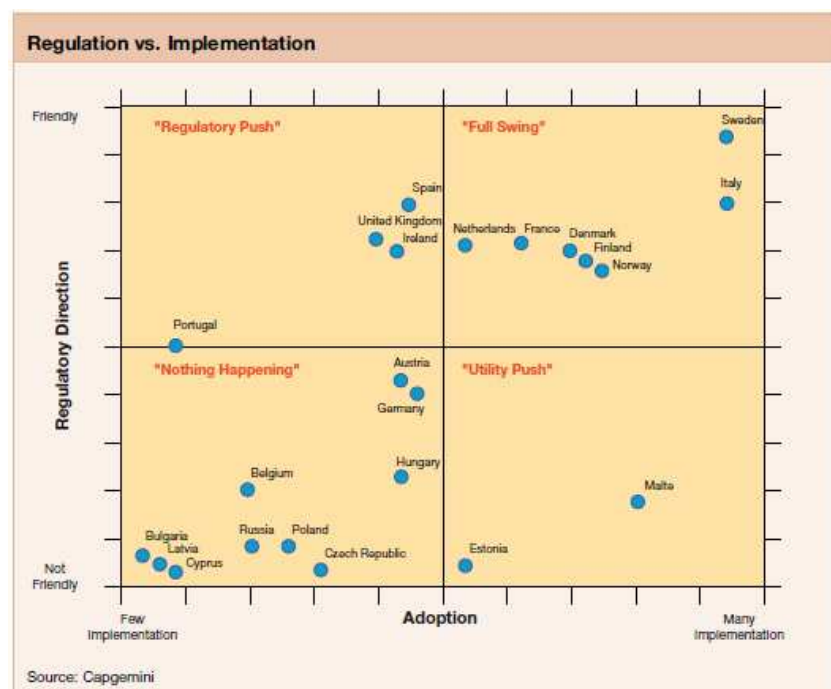
Aux Etats-Unis, le plan de relance Obama prévoit 4,5 milliards de dollars d'aides aux compteurs intelligents. Un des leaders du domaine, Silver Spring, installe déjà plus de 100.000 compteurs intelligents par mois. Le plan Obama est secondé par des aides telles que celles de l'état de Californie qui a débloqué 1,6 milliard de dollars pour installer 5,3 millions de compteurs intelligents d'ici 2012.
 108

En Europe l'état d'avancement des politiques de déploiement des compteurs intelligents est présenté par la Figure 3-19, d'après l'étude menée par Capgemini sur le marché du Smart metering en 2009.

Quatre cadres résument la situation de chaque pays :

- **Regulatory Push:** Il existe un réel support des organisations de régulation mais les marchés ne sont pas encore positionnés ou ne voient pas l'utilité d'un tel investissement.
- **Nothing Happening:** Les autorités de régulation ne sont pas favorables au déploiement des technologies Smart metering et les acteurs industriels ne cherchent pas à l'imposer.
- **Utility Push:** Les acteurs industriels sont actifs en termes d'implémentation mais n'ont aucun appui de régulation.
- **Full Swing:** le marché du Smart metering est actif, les organismes de régulation ont créé un cadre de développement que les acteurs du secteur ont la volonté de suivre.

Figure 3-19: Etat des lieux de la régulation et du déploiement (publié par Capgemini en 2009)¹⁰⁹



On constate que le déploiement des technologies se fait principalement sous l'impulsion des instances de régulation de chaque pays.

¹⁰⁸ Article GreenIt.fr : « Compteurs intelligents : le gouvernement anglais passe à l'action » 15 mai- 2009

¹⁰⁹ Rapport Capgemini "From Policy to Implementation: The Status of Europe's Smart Metering Market" - 2009

Selon Capgemini, même si certains pays en Europe sont très avancés tant au niveau réglementaire qu'au niveau de l'implémentation des systèmes de Smart metering, l'intelligence de leurs systèmes reste limitée. Sans attendre la législation européenne, l'Italie et la Suède ont été notamment des précurseurs avec un taux de pénétration d'hors-et-déjà proche de 100%.¹¹⁰ Mais il s'agit pour l'instant seulement d'avoir une lecture mensuelle des consommations d'électricité dans le cas de l'Italie, et une lecture quotidienne dans le cas de la Suède. Ils doivent trouver les moyens logiciels d'exploiter l'intégralité du potentiel de traitement de leurs systèmes, basés sur des mesures communiquées en temps-réel et un asservissement des postes de consommation pour créer un véritable réseau intelligent.

L'hétérogénéité des technologies mises en place (rapides progrès technologiques dont ne bénéficient pas les précurseurs) ainsi que les spécificités de chaque réseau électrique national rendent l'interconnectivité des systèmes européens très difficile.

Autre illustration parmi les pays analysés ci-dessus, le gouvernement anglais a approuvé un plan visant à équiper 25 millions de foyers d'ici à 2020. L'objectif est de réduire l'empreinte carbone du pays de 2,6 millions de tonnes par an, soit une économie annuelle 2,8 à 4 milliards d'euros. A l'échelle individuelle, les particuliers économisent 5 à 10% d'énergie par an. Le gouvernement s'engage à mettre en place une instance unique qui centralisera les besoins en temps réel afin d'optimiser la fourniture d'énergie.

2.5.2.3 Déploiement de compteurs intelligents en France

- **Contexte légal national**

Le Smart Grid doit être déployé notamment conformément aux dispositions légales suivantes qui posent les bases du marché de l'électricité en France :

- la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée relative à la modernisation, à la libéralisation et au service public de l'électricité,
Le paragraphe IV de l'article 4 est notamment important car il aborde la nécessité d'une tarification variable et incitative de limitation de la consommation notamment pendant les périodes de pointe
- la loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 statuant notamment l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence et le libre choix des consommateurs

Afin de cadrer la mise en place du Smart Grid en France, il est aussi utile connaître les termes du décret n° 2001-630 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité. Selon l'article 4 de ce décret, « le gestionnaire du réseau public de transport et les gestionnaires des réseaux publics de distribution sont autorisés à échanger entre eux, ainsi qu'avec les services gestionnaires de réseaux étrangers, toute information [...] lorsque la communication de ces informations est nécessaire au bon accomplissement de leurs missions respectives. » Cette disposition permet donc l'application du modèle d'échange d'information précédemment présenté.

En transposition de la Directive européenne 2009/72/CE déjà citée, définissant un marché européen équitable et concurrentiel de l'électricité, et suite à plusieurs procédures engagées par Bruxelles contre la France visant les tarifs réglementés proposés par EDF aux entreprises, le Sénat français a voté le 30 septembre 2010 la loi NOME ou Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité, loi qui devra encore passer en deuxième lecture à l'Assemblée nationale pour être entérinée. Cette loi a pour objet de «mettre fin à une insuffisante concurrence sur un marché juridiquement ouvert depuis le 1er juillet 2007», selon le rapporteur du texte Ladislav Poniatski. En effet, les concurrents d'EDF

¹¹⁰ Article GreenIt.fr : « Smart Grid : l'Europe généralise les compteurs intelligents » 30 octobre - 2009

peinent toujours à trouver leur place, le fournisseur d'électricité historique continuant d'alimenter 95% du marché des consommateurs résidentiels, et 92% de celui des professionnels.¹¹¹

Dans la mesure où la loi NOME ouvre la voie à de réelles incitations financières et renforce le pouvoir de la CRE (Commission de Régulation de l'Energie), elle pose les conditions nécessaires d'un marché qui valorise les démarches de MDE et le déploiement du Smart Grid. C'en est donc fini des tarifs réglementés verts et jaunes, qui étaient fixés par le ministère de l'Energie à destination des entreprises. Les prix évolueront en tenant compte des règles de définitions que nous aborderons dans l'analyse économique de la politique tarifaire possible grâce au déploiement du Smart Grid. Cette libéralisation du marché de l'électricité sera inévitablement synonyme d'augmentation du prix de l'électricité, cependant il est important de noter que la loi NOME prévoit l'attribution d'un tarif social de l'électricité pour garantir une égalité d'accès à l'électricité. Nous verrons plus tard les problèmes d'acceptabilité sociale que pose malgré tout cette loi.¹¹²

Pour trouver une allusion légale au Smart Grid, il faut attendre le récent décret n° 2010-1022 du 31 août 2010 qui impose pour la première fois la mise en œuvre des premiers éléments du réseau électrique intelligent. Il s'agit de l'obligation de déploiement global de compteurs intelligents. Ainsi une réelle incitation tarifaire énoncée par l'article IV de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée, devient applicable pour tout consommateur français.

Ce nouveau décret du 31 août 2010 prévoit une phase de test ayant pour échéance le 31 décembre 2010, il fait référence au projet « Linky » d'ERDF qui est présenté ci-dessous.

Un calendrier de déploiement global des compteurs électriques "communicants" est déjà prévu par l'article 6 de ce décret :

- **A compter du 1er janvier 2012** : tout nouveau point de raccordement au réseau électrique basse tension (BT) et de puissance inférieure à 36kVA devra être équipé de ce type de compteur
- **Au 31 décembre 2016** : Les opérateurs (desservant plus de 100.000 clients) devront avoir équipé :
 - 95% de leurs usagers BT avec puissances inférieures à 120 kVA,
 - 100% de leurs usagers BT avec puissances supérieures ou égales à 120 kVA et de leurs usagers raccordés en haute tension HTA ou HTB.

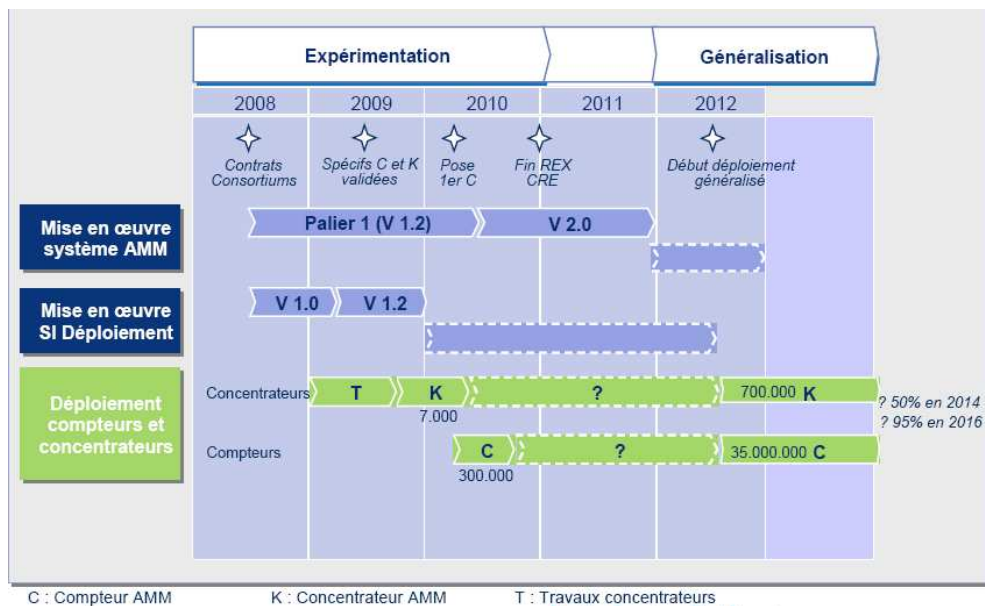
• **Projet de déploiement l'AMM français**

A l'initiative de la Commission de Régulation de l'Energie, ERDF a mandaté l'entreprise Atos Origin pour la mise en œuvre des compteurs intelligents, des concentrateurs et des systèmes d'information AMM associés. Il s'agit dans un premier temps de déployer des infrastructures pour 295 000 compteurs « Linky » à titre d'expérimentation. Les points de raccordement sont des installations d'utilisateurs raccordées en basse tension (principalement les particuliers), soit 1% du parc national. L'entreprise bénéficiera ainsi d'un retour d'expérience pour mener à bien la seconde phase qui est le déploiement des 35 millions de compteurs du parc français. Dans un premier temps, ce projet est avant tout basé sur une fonctionnalité de Smart metering et il faudra ensuite le faire évoluer vers des fonctionnalités de Smart Building/Home et des fonctionnalités globales Smart Grid, au fur et à mesure que l'architecture du réseau intelligent se structurera.

Conformément au planning ci-dessous, après avoir mis en œuvre les centres de données ou systèmes d'information (SI) ainsi que les 7000 concentrateurs, ERDF était censé finaliser l'installation des compteurs en septembre 2010, il s'agit de 105 000 compteurs sur la zone d'Indre-et-Loire et de 190 000 sur la région de Lyon.

¹¹¹ Article BatiActu « La loi NOME réforme le marché de l'électricité » - 4 octobre 2010

¹¹² Article Fournisseur Electricité « La nouvelle Organisation des Marchés de l'Electricité » - 13 août 2010

Figure 3- 20: Planning de déploiement de l'AMM en France¹¹³


On remarque que le calendrier donné par l'article 6 du décret n° 2010-1022 est conforme à la planification initiale donnée par la Figure 3-20, communiquée par ERDF le 20 novembre 2008.

L'absence de standardisation peut expliquer une certaine prudence dans ce déploiement. Il s'agit par ailleurs pour les fabricants de compteurs, de concentrateurs et de SI, de garantir en plus de l'interopérabilité de leurs produits, une souplesse logicielle maximale afin de pouvoir s'adapter à toute future standardisation.

¹¹³ Présentation du projet AMM par Rémi Grasset Direction Comptage ERDF – 6 janvier 2009

2.5.3 Leviers et freins économiques

2.5.3.1 Financement du déploiement du Smart Grid

Pour aborder le financement de smart Grid, reprenons le projet Linky français.

En comparaison de projets similaires réalisés dans d'autres pays et sur la base des analyses menées en interne par ERDF, le budget du projet annoncé en novembre 2008 a été estimé à 4 milliards d'euros pour l'ensemble du déploiement national. ERDF déclare financer entièrement ce projet sur ses deniers propres sachant que son chiffre d'affaires dépend à 90% du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Selon M. Dauphin, expert indépendant du marché de l'énergie, ce budget prévisionnel est aujourd'hui doublé, soit 8 milliards €.

Pour couvrir cet investissement de grande ampleur et les coûts d'exploitation du système, ERDF ne pourra pas uniquement compter sur les économies attendues sur le long terme par le remplacement des 35 millions de compteurs. Compte tenu de ce contexte, ERDF demande que ces coûts supportés par les gestionnaires de réseaux de distribution soient considérés comme des charges pouvant être couvertes par le TURPE. Il a en effet été jugé inenvisageable d'appliquer une subvention financière publique sur un projet au budget de 8 milliards d'euros. En d'autres termes, dans le cadre du projet Linky, il a été choisi de solliciter directement le consommateur pour le financement, ce qui suscite déjà des problèmes de non-acceptabilité d'ores-et-déjà relayés sur internet.

Un tel modèle d'affaire ne peut d'ailleurs pas être généralisé à l'échelle internationale. En effet même si les opportunités de développer des technologies de Smart Grids existent dans le monde entier, de nombreux obstacles rendent leurs réalisations difficiles. La pauvreté de la population, mais aussi les coûts élevés d'informations fiables et le manque de portefeuille approprié de politiques de développement sont autant de freins à l'implémentation de ces technologies. Avant même de parler de lever des fonds pour l'implémentation des Smart Grids, il est déjà difficile pour des pays en voie de développement de réaliser le potentiel de MDE et de réduction des GES dont ils pourraient bénéficier.

Le financement à grande échelle du Smart Grid se confronte par ailleurs à une problématique difficile : les bénéfices du Smart Grid sont aujourd'hui distribués parmi toutes les parties prenantes de la chaîne de valeur tandis que les coûts doivent être engagés seulement par les entreprises de transport et de distribution d'électricité. On comprend donc que cette répartition n'est pas viable pour les opérateurs privés. Face à ce modèle d'affaire insoutenable, les instances gouvernementales et réglementaires en appellent à la mise en place de démonstrateurs sur les aspects de définition des modèles économiques et de gouvernance. A l'échelle française, le Ministère MEEDDM et l'ADEME considèrent ce besoin d'innovation en business model comme un paramètre clé du développement du Smart Grid.¹¹⁴¹¹⁵

2.5.3.2 Politiques d'incitation financières à l'innovation et au développement de démonstrateurs Smart Grids¹¹⁶

Pour assurer le développement de la filière Smart Grid, il est nécessaire de procéder à des démonstrateurs, afin de créer et de stimuler des innovations technologiques ou économiques. Sachant que les cycles d'investissements des technologies Smart Grid sont particulièrement longs, et que les exigences de résistance et de durabilité du marché sont élevées, les facteurs de risques de développement à grande échelle restent importants. Par conséquent les concepts matures en «laboratoire» doivent faire l'objet d'expérimentations à échelle préindustrielle (à l'image de l'AMM Linky). Dans la mesure où de tels projets de recherche et de pré-déploiement sont généralement

¹¹⁴ Etude « Filières vertes » Document de concertation MEEDDM/CGDD – Octobre 2009

¹¹⁵ Feuille de route ADEME sur les réseaux et systèmes électriques intelligents intégrant les énergies renouvelables, Juin 2009, p.30

¹¹⁶ Convention du 6 octobre 2010 entre l'Etat et l'ADEME relative au programme d'investissements d'avenir (action « réseaux électriques intelligents »)

dépourvus de retour sur investissement, les politiques de financement public sont les bienvenues pour inciter le secteur à « mettre le pied à l'étrier ».

C'est selon cette démarche que l'ADEME et l'état français ont signé la convention du 6 octobre 2010 dotant l'ADEME des fonctions d'opérateur de l'action « réseaux électriques intelligents », muni d'une enveloppe de 250 millions d'euros sur 5 ans.

Il s'agira de soutenir, par exemple, des projets de démonstration, sous forme de subventions à la R&D pour la mise au point d'un démonstrateur, puis d'avances remboursables, voire de prises de participation pour sa mise en œuvre en grandeur réelle.

Ces actions ont pour objectif de promouvoir les technologies et organisations innovantes et génératrices d'activité économique pérenne pour :

- la distribution d'électricité,
- l'intégration des énergies renouvelables,
- la maîtrise de la consommation.

Cette convention va permettre de lancer des appels à manifestation d'intérêt (AMI) en complément des priorités de la précédente campagne d'AMI lancée en 2009.

Chaque projet sera analysé selon une estimation des coûts que le déploiement de ses technologies ou de son modèle organisationnel induit pour les finances publiques. L'analyse économique des projets sélectionnés s'efforcera aussi de prendre en compte l'ensemble des soutiens publics qui pourraient lui être apportés ainsi que leur robustesse à l'égard des évolutions prévisibles de l'environnement réglementaire.

Dans le cadre du présent rapport il est intéressant d'identifier ces vecteurs de soutiens publics.

• **Programme Intelligent Energy Europe**

Le programme IEE 2007-2013 fait partie du programme-cadre pour la compétitivité et l'innovation de l'UE. Son budget global de 730 millions d'euros finance des projets européens (coopération de parties prenantes d'au moins trois pays européens) via des appels à propositions annuels. Le financement peut atteindre jusqu'à 75 % des coûts des projets éligibles.



• **Septième Plan-Cadre de Recherche et de Développement Technologique (7^{ème} PCRD)**

Le 7^{ème} PCRD est un programme destiné à renforcer les bases scientifiques et technologiques de l'industrie européenne ainsi qu'à favoriser sa compétitivité internationale, tout en promouvant la recherche qui sert d'appui aux politiques de l'Union Européenne.



Le programme s'étale sur une période de sept ans (2007-2013) et dispose d'un budget total de plus de 50 milliards d'euros. Les subventions font l'objet d'une forte compétition, et sont accordées sur la base d'appels à propositions et d'une procédure d'examen par les pairs. Les activités financées au titre du 7^e PC doivent présenter «une valeur ajoutée européenne», afin d'être complémentaires aux programmes de recherche nationaux.

• **Crédit Impôt Recherche**

Le crédit d'impôt recherche (CIR) est une aide fiscale destinée à encourager les efforts des entreprises en matière de R&D. Il s'agit d'une réduction d'impôt calculée en fonction des dépenses de R&D de l'entreprise.

Il est assis uniquement sur le volume de R&D déclaré par les entreprises et le taux du CIR accordé aux entreprises est de 30% des dépenses de R&D pour une première tranche jusqu'à 100 M€ puis il passe à 5%. Les entreprises entrant pour la 1^{ère} fois dans le dispositif, bénéficient d'un taux de 50% la 1^{ère} année puis de 40% la 2^e année.



Le crédit d'impôt vient en déduction de l'impôt sur le revenu ou de l'impôt sur les sociétés dû par l'entreprise au titre de l'année où les dépenses ont été engagées.

- **EDF service Energie Efficace**

Avec le programme « Energie Efficace » prévu jusqu'en 2015, EDF déploie en région PACA des offres d'accompagnements financiers doublés de prestations de bureau d'études. Les objectifs de cette démarche sont de favoriser le développement d'innovations visant à réduire la croissance de la demande d'électricité, diversifier les sources de production énergétique et favoriser une évolution des comportements individuels et collectifs. Depuis son lancement en 2009, ce programme vient compléter les engagements prônés par les Conseils Généraux du Var et des Alpes Maritimes.



- **Travaux avec les pôles de compétitivité**

Créé en 2006, le pôle de compétitivité Cap Energies Sud-est rassemble aujourd'hui 400 acteurs de l'industrie, de la recherche et de la formation des régions PACA, Corse, Guadeloupe, Réunion et de la principauté de Monaco.



Cap Energies Sud-est s'est constitué comme un pôle de compétitivité promouvant les projets décarbonés. A ce titre il participe au développement de filières énergétiques d'excellence dans ces zones à contexte énergétique sensible. Le pôle aide au développement dans neuf domaines : la MDE, le solaire, l'éolien, l'hydraulique, les énergies marines et la géothermie, la biomasse et les bioénergies, l'hydrogène et le stockage de l'énergie, le couplage et l'intégration des systèmes énergétiques, la fission et la fusion nucléaire.

2.5.3.3 Politique MDE d'incitation tarifaire grâce au Smart Grid

- **Construction de la tarification de l'électricité**

Les bases de définition d'une tarification repose sur les principes d'équité et de couverture des coûts.

- **Problème d'équité des disparités tarifaires dans le modèle de régulation « internet »**

Le principe d'équité est l'idée selon laquelle on facture un même prix pour un même service. Or dans un marché de l'électricité qui serait dérégulé (modèle « internet »), la stratégie de micro-réseaux engendrerait un changement de paradigme pour les fournisseurs qui pourraient être amené à proposer différents prix de l'électricité selon la situation géographique du client. Ce serait donc la fin de l'uniformité du prix de l'électricité pour un territoire national, et de l'accès équitable à cette denrée de première nécessité à défaut de réglementation spécifique.

Reste aux autorités de régulation nationales et européennes de prendre position sur ce sujet.

- **Cumul et flexibilité des incitations tarifaires garantissant la couverture des coûts**

La variation en temps réel de la tarification de l'électricité est un levier efficace pour déployer une politique de MDE. Le principe de l'incitation tarifaire est de transmettre au client un signal prix qui doit l'inciter à adapter ses habitudes de consommation afin de limiter sa facture d'électricité. Ces tarifs peuvent être accompagnés de dispositifs permettant l'asservissement de certains usages et constituent dans ce cas à la fois une incitation tarifaire et un pilotage contractualisé de la charge.

Si l'on se base sur la structure de tarification française actuelle pour créer des modèles tarifaires optimisés en termes de MDE, il faut tenir compte des retours sur expérience des politiques antérieures d'incitation financière. On a déjà analysé dans la deuxième partie de ce document les failles des tarifs EJP et Tempo précédemment proposés. Ainsi pour créer une réelle incitation tarifaire il faudrait cumuler et harmoniser les effets d'incitation créés d'une part par les gestionnaires de réseau et d'autre part par les fournisseurs/producteurs. Pour cela il est nécessaire de rendre compatibles à court-terme les plages horosaisonnalisées des TURPE et des TRV.

Le TURPE représentant environ la moitié du coût total pour les clients résidentiels, il peut être imaginé d'accroître l'effet d'incitation du tarif de transport/distribution en le modulant de la même façon que le coût de production. Cependant, cet exercice connaîtrait une limite basse afin de couvrir les coûts du réseau. En effet, les coûts de développement des réseaux de distribution ne diminuent pas nécessairement lors de la mise en place d'effacements calés sur les pointes quotidiennes: la prise en compte de l'appel de puissance à la fin de la période d'effacement peut dans certains cas conduire à une augmentation du dimensionnement de la capacité du réseau.

Ensuite la gestion de données en temps-réel propre au Smart Grid devra permettre à moyen-terme une grande flexibilité temporelle de ces plages tarifaires et une granularité conséquente des niveaux de tarifs, ceci toujours en maintenant les incitations cumulés TURPE+TRV. Ainsi les technologies Smart Grid permettront à terme de garantir un signal prix dynamique, et de facturer au consommateur les coûts variables réels qu'implique sa consommation, et non les coûts estimés et moyennés faiblement incitatifs qui ont été proposés.

- **Disparition de la tarification unique**

Au même titre que les gros consommateurs d'électricité, les consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure à 36kVA doivent se voir systématiquement proposer des tarifs horosaisonnalisés. Il serait d'ailleurs souhaitable que les panels d'offres tarifaires des fournisseurs soient progressivement modifiés en cohérence avec le déploiement des compteurs intelligents, pour qu'à terme tout offre non horosaisonnalisée soit retirée.

- **Gouvernance des plages horosaisonnalisées**

Jusqu'à présent les signaux EJP et Tempo était géré par EDF en tant qu'opérateur historique. Mais par souci d'équité vis à vis des autres fournisseurs, une tierce partie doit prendre en charge la gouvernance des plages horaires de tarifs. Créé par le ministère MEEDDM, le « Groupe de Travail sur la maîtrise de la pointe électrique » désigne RTE comme l'acteur le mieux indiqué pour gérer les plages horosaisonnalisées objectivement, de manière transparente et dans l'intérêt collectif de tous les fournisseurs.

- **Mécanismes économiques d'ajustement et de valorisation des effacements¹¹⁷**

Le système Smart Grid devra permettre d'adopter des stratégies d'effacement de consommation selon les conditions suivantes :

- Il pourra s'agir d'un pilotage d'urgence aussi appelé délestage imposé sans consultation du client par l'opérateur d'effacement, nouvel acteur du secteur de l'énergie qui centralisera et commandera automatiquement l'arrêt de certains systèmes.

Considérons à titre d'exemple de délestage l'exemple suivant:

Basé sur les enseignements du programme « Programmable Communicating Thermostat » (PCT) développé en Californie, un standard pourrait imposer la conception de chauffages et de climatiseurs munis de dispositifs permettant au gestionnaire du réseau de distribution ou à l'opérateur d'effacement de couper durant une durée prédéterminée l'équipement. La possibilité sera laissée au client de rétablir le fonctionnement de son équipement si besoin. Un tel système devra être présenté de manière pédagogique au grand public pour éviter tout problème d'acceptabilité des consommateurs.

- Le client pourra aussi permettre à un opérateur d'effacement d'intervenir pour modifier sa consommation, il s'agit alors d'un pilotage contractualisé de la charge.

Il y a deux grandes familles d'effacement :

¹¹⁷ Rapport Poignant Sido p.14-16

- L'effacement traditionnel consiste en des accords avec les industriels (site d'effacement supérieur à 1MW) qui permettent de stopper leurs consommations lors des moments de tension.
- L'effacement diffus basé sur des technologies Smart Grid, notamment proposé par Voltalis, est plus souple et moins contraignant que l'effacement traditionnel. Au lieu de couper quelques gros consommateurs, il consiste à baisser la consommation de la multitude de clients qui ont installé ce produit. Moyennant des conditions tarifaires incitatives (sites industriels) ou la simple perspective de réduction de la facture énergétique (business plan de Voltalis), le client peut choisir de passer un contrat directement avec son fournisseur ou bien avec un agrégateur qui se charge de valoriser l'effacement par ailleurs.

Ce contrat de pilotage de la charge passé entre un agrégateur et un petit consommateur fonctionnera moyennant la fonctionnalité adéquate de son compteur intelligent: il doit permettre à l'opérateur d'effacement de passer des demandes d'effacement directement aux appareils de son client, de vérifier en temps réel sa « non-consommation » (comptage en temps-réel).

Dans la mesure où les sites nécessitant des puissances de plus de 250kW ont aujourd'hui l'obligation d'être télérelevés (comptage en temps-réel), RTE a proposé à la CRE¹¹⁸ d'abaisser le seuil actuel de 1 MW à 250kW dans les règles du mécanisme d'ajustement, sans attendre le déploiement du Smart Grid et des agrégateurs associés. Mais 250kW est un seuil très haut qui ne concerne pas les petits consommateurs particuliers.

Des contrats de pilotage de la charge entre des petits consommateurs et des agrégateurs ne peuvent être envisagés qu'avec une connaissance fine de l'état instantané du réseau et de la production. Grâce aux technologies Smart Grid, cette connaissance instantanée pourrait être assurée et des mécanismes d'ajustement pourraient être assurés pour des effacements inférieurs à 250kW.

Dans la mesure où il s'agit d'une démarche de MDE, la mise en œuvre des boîtiers de pilotage de la charge chez les petits consommateurs pourrait par ailleurs être valorisée dans le cadre des certificats d'économie d'énergie (CEE) que nous avons déjà vu pour les systèmes électriques efficients. Il faudrait créer une fiche d'opération standardisée traitant des investissements à des fins d'effacement de la consommation électrique.

- **Valorisation de l'effacement diffus**

En 2009, la CRE a dû statuer sur les bases d'un mécanisme de compensation financière suite à l'émergence d'opérateurs d'effacement diffus.

La problématique était la suivante : si dans le mécanisme d'ajustement, RTE choisit l'offre d'un opérateur d'effacement diffus, celle-ci réduit la consommation des clients d'un fournisseur qui se voit donc lésé. Dans ce cas, est-ce l'opérateur d'effacement ou le producteur responsable d'un déséquilibre qui doit indemniser le fournisseur lésé?

Suite à l'«affaire Voltalis» qui a opposé EDF (producteur, responsable d'équilibre et fournisseur) et l'opérateur d'effacement, la CRE a statué ce qui suit, pour ne pas fausser le principe de préséance économique (choix de l'offre la moins chère) du mécanisme d'ajustement de RTE :

L'indemnisation d'ajustement doit être effectuée par l'opérateur d'effacement diffus, et non par le producteur responsable de l'écart entre production planifiée et production effectivement livrée.

Cette décision pourrait paraître injuste mais elle est justifiée pour la CRE qui a privilégié les intérêts de RTE et le respect du mécanisme financier lié à l'ajustement.

L'inconvénient pour l'opérateur d'effacement diffus est qu'il doit répercuter cette indemnisation sur ses prix. Le coût de l'effacement augmente donc et il devient, de fait, un peu moins compétitif dans l'ordre de préséance économique.

¹¹⁸ CRE : Commission de Régulation de l'Energie

De manière à éviter cette situation et à enclencher le développement de l'effacement diffus, il faudrait créer une obligation de capacité d'effacement pour tous les fournisseurs (qui sont aussi les producteurs). Ainsi, si un producteur est défaillant, il pourra faire appel à sa propre capacité d'effacement de consommation sans léser les autres fournisseurs. Cela contraindrait de plus les fournisseurs à investir dans les moyens d'effacement diffus symétriquement aux moyens de production de pointe. En effet, le manque de visibilité concernant la rémunération des effacements rend de tels investissements risqués pour les pionniers, et sans cette contrainte réglementaire, aucun fournisseur ne s'y risquera. Donc le premier levier possible à court-terme pour le développement de l'effacement diffus dépend de la décision de l'autorité de régulation (CRE) de créer cette obligation d'effacement.

Le deuxième levier pourrait être de la part de RTE, la contractualisation d'une capacité d'effacement auprès de ces opérateurs. L'opérateur d'effacement se verrait gratifier d'une prime en début de contrat et s'engagerait à fournir un nombre minimal d'effacements dans l'année. Ce modèle d'affaire permettrait d'accroître la sécurité du système par la garantie de mise à disposition de capacités d'effacement. De plus il présenterait l'avantage de donner rapidement à l'opérateur d'effacement les ressources pour investir dans le déploiement de moyens d'effacement supplémentaires.

Enfin, il faudra créer à moyen terme un modèle économique où une capacité d'effacement aura la même valeur qu'une capacité de production avec la création d'un marché d'échange de capacité.¹¹⁹

- **Valorisation économique du stockage diffus**

Les technologies Smart Grid pourraient aussi permettre d'utiliser les batteries de véhicules électriques comme un stockage diffus lissant les intermittences des EnR et assurant un approvisionnement de pointe, au même titre que le stockage de masse. Les véhicules seraient chargés pendant les périodes de faible consommation (pendant la nuit ou la journée de travail par exemple) et déchargeraient leurs capacités après le retour à domicile de leurs propriétaires pendant la période de pointe.

Cette perspective à long-terme nécessite le développement de technologies de communication et de gestion intelligente embarquées au sein des véhicules. De plus elle implique le développement d'un business model pour inciter les gens à adopter ces pratiques: au même titre que les opérateurs de stockage centralisé, le coût du kWh fourni au réseau pendant les périodes de pointe devrait être rétribué au propriétaire de véhicules électriques qui acceptent de jouer le jeu. Une autre solution serait de considérer cette capacité de stockage comme une capacité d'effacement, c'est à dire qu'elle serait déduite de la facture de consommation de l'utilisateur de la voiture. Quelque soit la solution choisie, un tel modèle d'affaire sera viable si et seulement s'il est flexible et s'il est suffisamment incitatif pour créer l'engagement des usagers de véhicules électriques.

¹¹⁹ Rapport Sido Poignant p.19-21

2.5.4 Leviers et freins technologiques

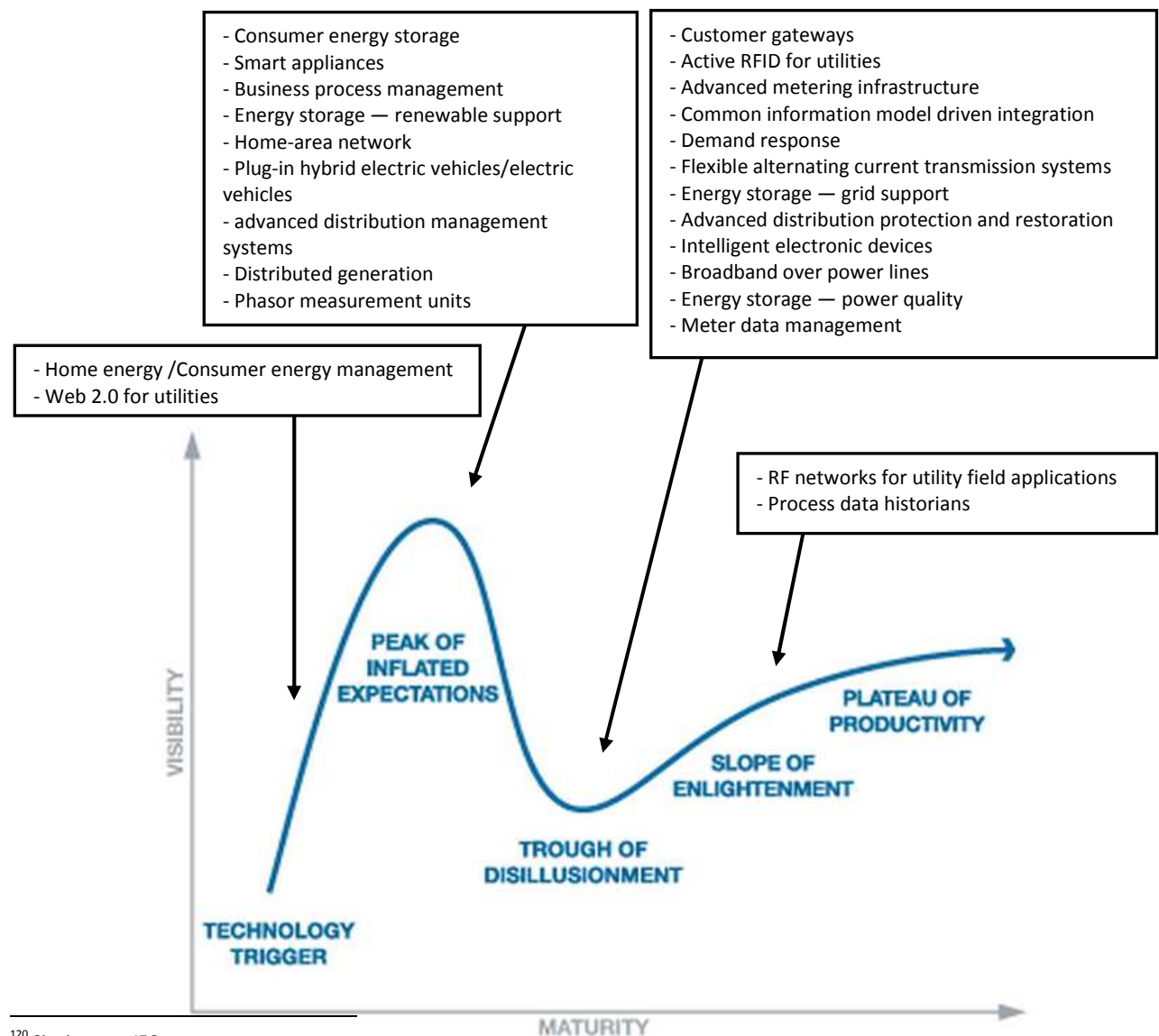
Nous avons déjà abordé précédemment les bénéfices de performances techniques qui incitent les acteurs du marché de l'électricité à investir dans le développement des technologies Smart Grid. Il s'agira ici de comprendre l'état d'avancement de leurs développements technologiques et les conditions de succès de leurs déploiements industriels.

2.5.4.1 Maturité des technologies Smart Grids

Selon L'IEC, International Electrotechnical Commission, organisme de standardisation électrique et électronique, les technologies nécessaires au Smart Grid sont «mûres».¹²⁰ Cet état d'avancement est par ailleurs confirmé par Monsieur Jean-Michel Corrieu, directeur IBM Business Solutions Center du site de La Gaude, qui explique que les efforts de recherche et développement sont maintenant portés sur l'usage des données collectées par le Smart Grid et non sur ces équipements.

Basé sur l'analyse ci-dessous publiée le 23 juillet 2010 par la société Gartner, analyste mondialement reconnu des marchés IT (Information Technologies), on peut appréhender la maturité de chaque technologie Smart Grid.

Figure 3- 21: Etude de la maturité des technologies Smart Grids¹²¹



¹²⁰ Site internet IEC

¹²¹ "Hype Cycle for Smart Grid Technologies", Zarko Sumic, Gartner Industry Research analyst - 23 juillet 2010

La première étape de la naissance d'une technologie est la phase de trigger à partir d'un concept innovant prometteur. Puis la phase « Peak of inflated expectations » est une phase d'expérimentations menées par quelques pionniers, où les effets d'annonces ont un fort impact sur les acteurs du secteur. La phase « Trough of disillusionment » se caractérise par la nécessité d'amélioration des prototypes pour éviter la perte des investisseurs et pour garder la satisfaction des premiers clients. « Slope of enlightenment » marque l'étape où les perspectives de rentabilité des technologies sont clairement identifiées, mais où les entreprises conservatrices hésitent encore à s'engager. Le « plateau of productivity » représente l'adoption de la technologie par l'ensemble du marché Mainstream.¹²²

On constate une certaine hétérogénéité dans la maturité des technologies Smart Grid, et le message véhiculé par les fournisseurs de solutions ainsi que les organismes de standardisation est donc à prendre avec précaution.

Selon Ken Whittaker, expert international Smart Grid et selon les résultats d'un sondage de Gartner réalisé en septembre 2010, beaucoup de compagnies ont réalisées des projets pilotes et d'expérimentations mais peu de vrais projets industriels émergent de tout cela et aucun leader n'est véritablement identifié en Europe.

En effet des challenges de taille consistent à assurer l'interopérabilité, la sûreté et la souplesse d'évolution des technologies. De plus la création des Smart Grids n'est pas seulement l'addition de technologies de l'Information et de Communication (TIC) sur une infrastructure électrotechnique. En fonction des usages d'exploitation et d'évolution décidés par les acteurs du réseau, il faut développer et appliquer de nouvelles méthodes pour définir le maillage des infrastructures intelligentes ainsi que leurs niveaux d'intelligence. Au sein de ce maillage, Chaque nœud intelligent du réseau doit posséder de manière intégrée des modules de mesure et de gestion intelligente de ses propriétés électrotechniques. Il s'agit donc de faire travailler transversalement ensemble des secteurs industriels qui évoluaient indépendamment jusqu'ici afin de créer un réseau électrique intelligent et intégré.

Ces éléments composent un niveau de complexité de développement technologique sans précédent.

2.5.4.2 Interopérabilité

Les technologies Smart Grids doivent être compatibles et interopérables. Les questions de définitions du périmètre et des niveaux d'interopérabilité de ces systèmes se posent alors. L'interopérabilité impose que les produits de même nature soient interchangeables : si on considère le marché des compteurs intelligents par exemple, il faudra que chaque compteur soit interchangeable avec les compteurs d'autres fabricants. Avoir les mêmes interfaces de connections et le même langage ne suffit pas, il faut que les environnements et les applications logicielles de chaque système soient compatibles. L'intérêt d'imposer un langage unique de communication de données et de signaux de commandes est de ne pas recourir à des traductions de langages multiples, ce qui permet d'optimiser le temps de traitement et de communication d'informations.

Il faut donc standardiser les caractéristiques nécessaires et suffisantes de chaque système du Smart Grid de manière à assurer un cadre d'interopérabilité.

Afin de prouver que son produit est interopérable, chaque fabricant devra le soumettre à un processus de test standardisé selon le segment de Smart Grid auquel il appartient. L'ETSI (European Telecommunication Standardization Institute) travaille notamment sur ce sujet.

2.5.4.3 Sûreté et sécurité des TIC

Les risques affectant la sûreté et la sécurité des réseaux et des centres de données sont des obstacles majeurs au déploiement des technologies Smart Grid. En effet le secteur de l'énergie hautement

¹²² Définition de la méthode d'analyse Hype-cycle – site internet Gartner

stratégique est une cible privilégiée notamment en cas de crise géopolitique (terrorisme, espionnage industriel, etc.), et se prémunir notamment contre des « cyber-attaques » est d'autant plus difficile que le réseau est maillé et interconnecté.

A titre d'exemples, une atteinte virale pourrait détruire des bases de données ou encore on peut imaginer qu'un pirate s'introduise dans le réseau, accède à ses logiciels de contrôle, modifie les conditions de charge des lignes et déstabilise le réseau de façon imprévisible.¹²³

Les conséquences de ces vulnérabilités pourraient être de trois ordres :

- Fraude et vol d'électricité,
- Dysfonctionnement voire détérioration des infrastructures du réseau,
- Manquement à la garantie de confidentialité des données, et notamment des données relatives à la vie privée des clients, ce qui est un frein majeur en termes d'acceptabilité commerciale et sociale.

Aux atteintes volontaires malveillantes s'ajoutent le risque d'erreurs humaines, le risque de défauts d'équipements ou encore le risque de dommages liés aux catastrophes naturelles.

En règle générale, quelques soient les hautes-technologies considérées, plus on augmente la complexité d'un système, le nombre de ses parties prenantes et le nombre de ses points d'entrées, plus on introduit des vulnérabilités à des atteintes extérieures et des sources potentielles d'erreurs.

La prévention de ces risques font néanmoins l'objet de standards existants relatifs aux secteurs des TIC, et des programmes d'identifications des vulnérabilités d'un réseau de TIC sont déjà en place. Il faut donc travailler sur les éléments suivants sur tous les segments du réseau électrique intelligent :¹²⁴

- Sécurité physique :
 - vidéosurveillance et gestion des droits d'accès aux sites physiques gérés par les gestionnaires opérationnels
- Contrôle et gestion de l'accès au réseau intelligent:
 - suivi de l'identité des opérateurs connectés en temps-réel
 - politique d'incitation de confidentialité des codes d'accès et mise à jour régulière
 - périmètre d'accès personnalisé en fonction de la nature de l'intervenant (salarié, sous-traitant, etc.)
- Stratégie de défense :
 - segmentation du réseau avec « pare-feux » et contrôles d'accès successifs
 - anti-virus mis à jour et implémentation des systèmes de prévention anti-intrusion (IPS)
 - détection des vulnérabilités régulièrement réalisée
 - transmission de données par encryptage VPN (Virtual Private Network)

L'insertion de ces technologies va bouleverser le quotidien des opérateurs du secteur de l'électricité, et des campagnes de formation de grande ampleur de tous les salariés devront être menées pour les amener à gérer l'exploitation de ce nouveau réseau. Nous verrons plus tard les risques d'acceptabilité liés à ces changements.

2.5.4.4 Souplesse d'évolution

Le déploiement du Smart Grid a débuté, il sera effectué segment par segment sous la responsabilité des différents acteurs du marché, et demeurera un processus en perpétuel renouvellement. En effet, contrairement à la durée de vie de trente à quarante ans des équipements électriques (câbles, transformateurs, disjoncteurs, etc.), les équipements électroniques propres à l'intelligence et à la télécommunication doivent être actuellement renouvelés tous les cinq à dix ans. Il s'agira donc d'allonger la durée de vie de ces composants en améliorant leur robustesse. Enfin, les usages et les

¹²³ Report to NIST on the Smart Grid Interoperability Standards Roadmap p.40

¹²⁴ Article ComputerWorld "Smart grid security: Critical success factors" – 1 octobre 2010

demandes de niveau d'intelligence du système évolueront et seront l'objet de nombreuses mises à jour.

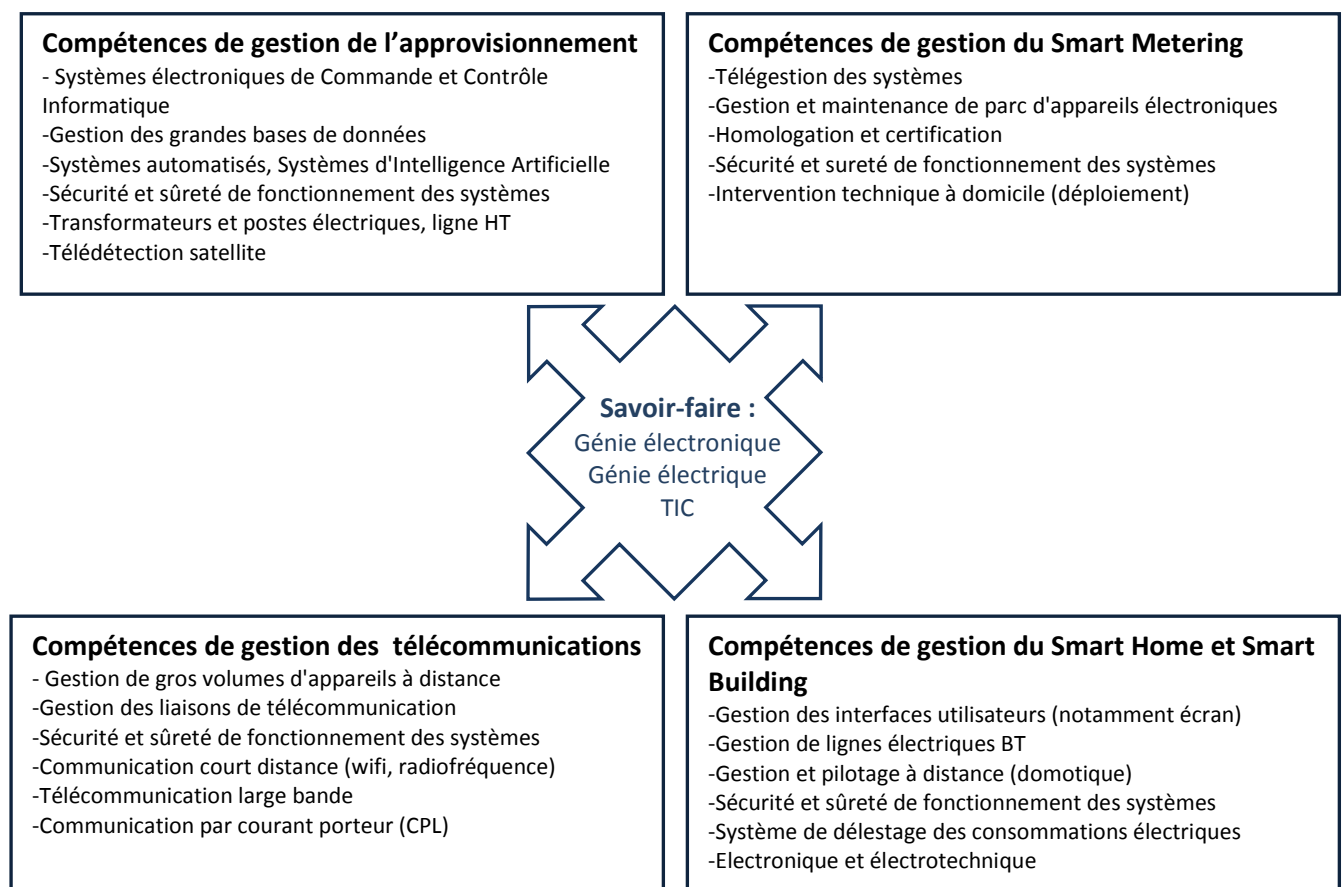
Une demande perpétuelle de recherche et développement sera donc nécessaire pour adapter et optimiser les Smart Grids.

2.5.4.5 Coordination de compétences industrielles¹²⁵

Challenge inédit qu'est la mise en forme d'une intelligence collective si complexe issue de secteurs d'activité différents. Il s'agit de coordonner les compétences d'informaticiens, d'électroniciens et d'électriciens dont les référentiels de développement sont totalement différents.

Le schéma ci-dessous tente de rendre compte par segment du Smart Grid les compétences nécessaires à sa réalisation.

Figure 3- 8: Coordination de compétences requises pour le développement du Smart Grids



Cette synergie dépend de la médiation de catalyseurs tels les instances de régulation, les instances de standardisation ou les organismes locaux comme les chambres de commerce et d'industrie. Les différents acteurs sont mis en relation et un dialogue s'instaure entre eux par lequel se créent des partenariats. La CCI de Nice Côte d'Azur a d'ailleurs créé cette démarche afin de développer un pôle d'excellence Smart Grid dans les Alpes-Maritimes. Ce processus est certes long mais il peut aboutir sur des activités de développement Smart Grid pour plusieurs décennies et il peut être associé à une politique conséquente de création d'emplois.

¹²⁵ Rapport « Les Smart Grids sur la Côte d'Azur » Ken Whittaker, septembre 2010

2.5.4.6 Focus sur certains facteurs technologiques cruciaux

- Traitement et Gestion de l'information¹²⁶

Conformément à l'effort de développement planifié des centres de données d'ERDF, les systèmes d'information des gestionnaires de réseau de distribution doivent être développés pour traiter le volume important de données. Dans la mouvance du «Clouding Computing», des infrastructures centralisées de traitement de données de taille très importante vont donc être créées et bénéficieront notamment en France d'une politique incitative de développement de l'économie numérique.

Afin de concevoir et de gérer efficacement ces centres de données, de nouveaux défis technologiques se présentent notamment dans les domaines des solutions d'automatismes intégrés, de récupération de la chaleur ou dans le développement des logiciels multi-cœurs et adaptés à la dynamique de puissance des nouvelles technologies. A titre de référence, pour 1 kW consommé par un serveur, il faut actuellement dépenser au moins 1 autre kW pour dissiper la chaleur qu'il dégage.

Ainsi, selon le «US Department of Energy», l'ajout de consommation d'électricité associée aux technologies Smart Grid pourrait représenter une hausse de 0,5% de la demande. Selon Cisco, le potentiel de calcul nécessaire pour les Smart Grids à l'échelle mondiale serait bien supérieur que toutes les capacités de l'internet global actuel. Des innovations de MDE devront donc être conçues et mises en œuvre par les fabricants d'équipements et les concepteurs de centres de données.¹²⁷

Afin de former les ingénieurs dotés à ces nouvelles disciplines, les contenus d'enseignement des technologies de génie logiciel devront être adaptés aux nouvelles technologies d'infrastructure à contrainte de ressources et à intelligence énergétique.

- Outils logiciels d'estimation de l'état du réseau¹²⁸

Les logiciels d'estimation de l'état du réseau auront un rôle clé dans le système intelligent d'opération et de contrôle du réseau électrique. En effet le comportement de chaque nœud du réseau dépendra des retours de données fournies en temps-réel par le logiciel d'estimation. Celui-ci sera le régulateur du fonctionnement du Smart Grid. Il est donc crucial que sa performance soit optimale particulièrement dans un contexte de tension d'approvisionnement.

Trois facteurs conditionnent principalement sa performance :

- la granularité des informations que lui transmet le réseau,
- la puissance de modélisation du logiciel,
- la capacité de vérification de la cohérence des résultats.

- Infrastructures de transport intelligentes

Afin de transmettre les données de l'état du réseau, RTE utilise d'ores-et-déjà un réseau de télécommunication de sécurité qui lui est propre, indépendant des moyens de communications publics. A l'origine essentiellement basé sur des flux de faisceaux hertziens, RTE communique aujourd'hui grâce à des supports optiques, déployés sur ses propres ouvrages de transport. Des technologies de pointe sont utilisées pour la pose des câbles optiques sur les lignes aériennes. Par contre le câblage souterrain reste mal adapté aux contraintes d'exploitation du réseau interconnecté.

Grâce à ce réseau, RTE a déjà une très bonne visibilité de l'état de son réseau avec des remontées de mesures vers les centres opérationnels mises à jour toutes les dix secondes. Ces mesures sont effectuées à la frontière avec les gros producteurs et dans les postes du réseau. Les gros

¹²⁶ Rapport du Conseil Général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies « Développement Eco-responsable et TIC (DETIC) » - septembre 2009 p. 18-20

¹²⁷ Résumé du rapport « The Smart Grid : An estimation of the Energy and CO2 Benefits », US department of Energy, January 2010 p.VII

¹²⁸ «Role of State Estimation and PMUs in Smart Grid Applications» Professor Ali Abur , University of Northeastern, USA

consommateurs (supérieurs à 250kVA) sont relevés toutes les minutes. Par ailleurs le contrôle de certains postes de production est partiellement automatisé par RTE. On peut donc considérer que le réseau de transport est déjà doté d'un potentiel structurel intelligent. Dans le cadre du mécanisme d'ajustement, les actions et flux qui sont gérées sur le réseau reposent cependant partiellement sur des mécanismes « humains » qui nécessitent minimum treize minutes pour mettre en place une action corrective en cas d'urgence.

Reste donc à améliorer la performance des outils automatiques qui seront capables de gérer rapidement le transport d'énergie moyennant l'exécution synchronisée des ordres financiers et électriques que cela impliquent. Cette intelligence est le pré-requis pour gérer les intermittences de productions massives d'EnR et d'optimiser la gestion des aléas d'approvisionnement.

Par ailleurs RTE n'utilise qu'une partie de la capacité de ces câbles optiques et met à disposition son potentiel via l'offre @rteria. L'excédent pourrait donc être utilisé pour transporter des informations relatives au Smart Grid global (signaux de télécommandes, données de production et de stockage, données de consommation finale quelque soit le niveau de puissance des consommateurs).

2.5.5 Leviers et freins liés à la standardisation

Les standards cadrant le développement des technologies Smart Grid sont d'une importance cruciale pour assurer l'interopérabilité, la compatibilité, la fiabilité et l'efficacité de ses composants. Aucun standard Smart Grid n'est encore finalisé mais les futurs acteurs du Smart Grid sont convaincus de leurs nécessités. Après des organismes internationaux (IEC, ITU-T, IEEE, ISO, etc.) et européens (ETSI, CENELEC, CEN¹²⁹) de standardisation, ils se sont engagés dans les processus de définition de ce large cadre réglementaire interdisciplinaire qui va conditionner le Smart Grid.

2.5.5.1 Evolution permanente

Nous avons vu précédemment que les technologies Smart Grid étaient susceptibles d'évoluer régulièrement dans le temps impactant notamment les usages des données selon les demandes de nouveaux services, ou encore selon les innovations des sous-systèmes du réseau. Les standardisations devront suivre ses tendances par des mises à jour fréquentes et régulières. Dans ce contexte les entreprises pionnières à l'origine de l'évolution des standards seront les mieux positionnées dans le marché, les autres devront être capables d'une grande flexibilité pour adapter leurs produits pour être prêts à temps sur le marché.

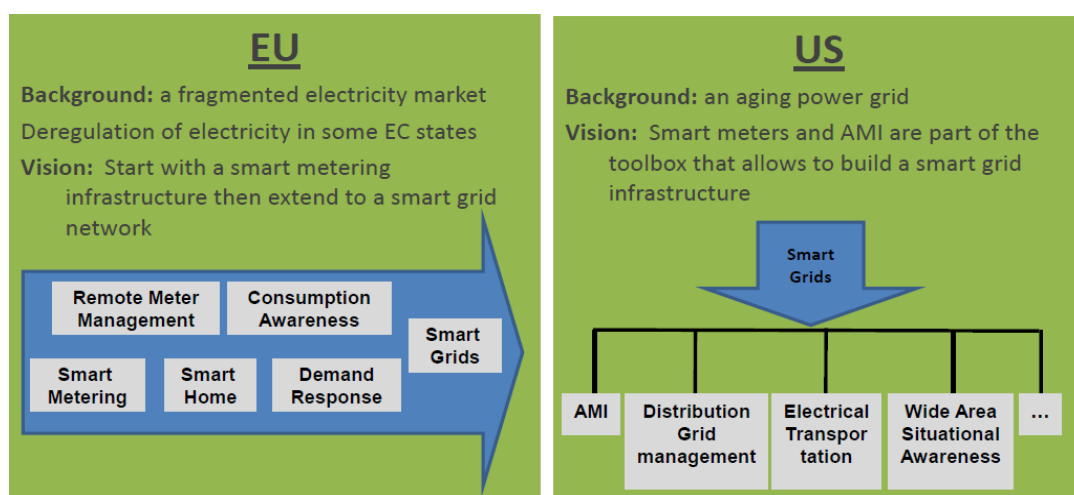
2.5.5.2 Multiples solutions de Smart Grids

La définition du Smart Grid a ceci de spécifique qu'il ne peut pas exister de solution unique applicable uniformément au contexte international. En effet chaque pays ou zone géographique doit composer avec l'état de son réseau électrique et se fixe ses propres objectifs d'optimisation.

Si on compare les objectifs de l'Union Européenne et des Etats-Unis, on constate deux contextes très différents.

Les Etats-Unis cherchent à restaurer et à améliorer la qualité de son réseau d'acheminement d'électricité : en effet, une part importante de l'infrastructure actuelle date des années soixante et a atteint voire dépassé sa durée de fonctionnement normal. Comme cela est illustré ci-dessous, rendre le réseau intelligent est un objectif parmi d'autres.

Doté d'un nouveau marché unique et concurrentiel, l'Union Européenne cherche principalement à développer de nouveaux services et à assurer la sûreté de son approvisionnement électrique (notamment par la réalisation des objectifs du Paquet Energie-Climat).



Source : Présentation « Smart Grids ETSI Vision » David Boswarthick – 20 octobre 2010

¹²⁹ CENELEC : Comité Européen de Normalisation Electrotechnique, ETSI: European Telecommunications Standards Institute

Troisième exemple, la Chine cherche à déployer son réseau géographiquement insuffisant pour couvrir toute la population.

Les finalités, les échéances et les méthodes de déploiement sont différentes et doivent faire l'objet de standards différents.

2.5.5.3 Méthodologie de création d'un standard Smart Grid

Le frein de définition des standards Smart Grid n'est pas tant technologique qu'organisationnel et méthodologique.

Afin de poser les bases d'un standard il faut en premier lieu comprendre les demandes de chaque partie prenante. Or dans le cas d'une architecture Smart Grid, celles-ci sont interdépendantes les unes des autres, et constitue des systèmes de systèmes telles de gigantesques poupées russes. Lorsqu'on s'intéresse à un système, il faut considérer les compatibilités de celui-ci avec les requêtes du système auquel il appartient (outside view), et avec les spécifications des sous-systèmes qu'il contient (inside view). Selon l'IEC, un projet de standardisation converge si une séparation claire a été opérée entre les requêtes techniques d'une part et les spécifications d'autre part.

Un standard doit être conçu de manière à donner un cadre à toute partie prenante: il doit permettre aux fournisseurs ou aux opérateurs de transport et de distribution de documenter leurs besoins (outside view), puis il doit permettre aux concepteurs de sous-systèmes (inside view) de designer leur produit de manière compatible et interopérable.

Le socle de définition des standards doit être d'une part les standards existants propres à chaque secteur (TIC, électricité, électronique) et d'autre part les Best Practices issues des nombreux projets pilotes. Selon IEC, un obstacle à cette standardisation s'avère être lié au manque de partage de Best Practices claires et constructives.¹³⁰

2.5.5.4 Gouvernance de multiples parties prenantes

Par ailleurs malgré le temps important nécessaire à la concertation, il est important que ces standards soient issus d'une discussion ouverte entre toutes les parties prenantes, débouchant à terme sur un consensus équilibré répondant au besoin de tous. Dans le cas contraire, le cadre défini pourrait être biaisé par les intérêts des auteurs et donc non valide.

La gouvernance de processus de ce consensus s'avère d'autant plus compliquée qu'elle implique de multiples parties prenantes, représentant plusieurs secteurs industriels.¹³¹

Les acteurs suivants se coordonnent dans la recherche d'un consensus de standardisation :

- Fournisseurs, producteurs, agrégateurs
- Opérateurs de transport et de distribution
- Développeurs d'équipements ou/et de solutions logicielles issus des secteurs des TIC, de l'électronique et de l'électricité
- Associations de consommateurs
- Organisations de standardisation
- Consultants techniques/ Experts sous forme de groupe de travail
- Autorités de régulations nationales et européennes (ACER)
- Nouveaux participants du marché (opérateurs d'effacement, opérateur de stockage)

Il est difficile d'utiliser un langage compréhensible de tous. A titre d'exemple selon l'IEC, les discussions traitant des technologies TIC peuvent devenir rapidement hermétiques aux parties

¹³⁰ [Site internet IEC Smart Grid](#)

¹³¹ Report to NIST "Smart Grid Interoperability Standards Roadmap", EPRI, p. 17-18

prenantes non spécialistes. Les facteurs de réussite de cette recherche de consensus sont donc véritablement le dialogue, la pédagogie et une méthode adéquate de coordination.

2.5.5.5 Système ouvert et libre de tout brevet

Les standardisations techniques doivent se positionner sur des technologies/architectures ouvertes et évolutives, elles doivent être libres de tout droit de licence et ne pas être protégées par un brevet. A titre d'exemple, nous avons déjà abordé l'environnement informatique Linux, le mode télécommunication CPL ou encore le format de donnée DLMS qui répondent à ses conditions. Ces solutions permettent par ailleurs à de nouveaux entrants de pouvoir intégrer le marché, ce qui serait impossible si le standard était basé sur une solution «propriétaire». C'est-à-dire qu'en l'absence de recherche de consensus, une solution portée par le leader du marché serait adoptée comme référence, ce qui créerait une telle distorsion de concurrence qu'aucun nouvel entrant n'aurait une chance de coexister avec le leader.

2.5.5.6 Standardisation par consensus

Selon Messieurs Ken Whittaker et Jean-Michel Corrieu, aucune entreprise ne pourrait aujourd'hui prétendre imposer sa solution comme référence de standardisation, en effet l'engagement des parties prenantes a participé aux groupes de travail et la politique des organismes de standardisations imposent une démarche par consensus. Cependant le doute est encore permis face à la suprématie d'IBM. Cette compagnie propose en effet une solution intégrale d'architecture informatique Smart Grid et ses concurrents ne peuvent proposer qu'un segment de la chaîne de traitement de données. De plus selon le sondage réalisé par Gartner en septembre 2010, IBM a notamment au Etats-Unis un potentiel de confiance de premier plan de la part des acteurs du secteur de l'énergie.

En Europe, malgré la pression des industries qui poussent pour vendre leurs solutions au plus tôt (perspective d'un marché mondial de \$45 milliards/an), le processus de discussion est en place dans le cadre de la taskforce initiée par l'Union Européenne avec tous les acteurs du Smart Grid. L'écosystème des standards Smart Grid, c'est-à-dire le contexte d'échanges d'expertises nécessaires à son développement, est défini ci-dessous selon trois grands groupes : les organisations de standardisation, les centres de recherche les plus influents et les autorités de régulation.

Figure 3- 23: Ecosystème des travaux de standardisation Smart Grid¹³²

Organismes de standardisation	Centres de recherche	Autorités de régulation
IEEE P2030, ITU-T, IEC Smart Grid Strategy Group	NIST, EPRI, SG-ETP SEA, INCITS, OpenADR	IERN, ICER US: FERC, EU: ER-GEG / ACER, CEER China: SERC France: CRE UK: OFGEM Etc.
ANSI C12, IETF, Zigbee, ETSI IEC 60870, 61868-70, Cenelec	DLMS, OpenADR, OPC-UA,	
ANSI C12, IETF, Cenelec, IEEE 1686, 1588, IEC 61850, 62351, Zigbee, ETSI, 3GPP	DLMS	
IEEE PES, 1547, C37, IEC, NERC	DNP, NEMA	

¹³² Présentation « Smart Grids ETSI Vision » David Boswarthick – 20 octobre 2010

Les organismes de standardisation organisent des colloques ouverts à toute partie prenante pour progresser dans la recherche de consensus. Signe de l'engagement fort des acteurs et de l'urgence à publier les premiers standards, le rythme de ces conférences et forums s'intensifie ces dernières semaines :

- IEEE SmartGridComm (Gaithersburg, Maryland,US), 4-6 octobre 2010,
- IEEE Innovative Smart Grid Technologies (Gothenburg, Suède), 11-13 octobre 2010,
- IEC Smart grids technical committee (Kista, Suède), 01-05 novembre 2010
- ITU Focus Group on Smart Grid (Chicago, Illinois,US) , 29 novembre-3 décembre 2010
- IEEE Smart Grid World Forum (Bruxelles, Belgique), 2-3 décembre 2010, etc.

L'IEC annonce une publication de ses premiers standards Smart Grid fin 2010. Les standards IEEE sont aussi en cours de développement.

Selon Monsieur Boswarthick, le groupe de travail CEN-CENELEC-ETSI publiera fin 2010 ses premiers standards concernant l'interopérabilité des compteurs intelligents et l'accès aux informations de consommations pour les clients. Un standard traitant globalement du Smart Grid sera publié début 2011.

2.5.5.7 Standards d'interopérabilité

Le challenge majeur de ces standards sera de permettre l'intégration d'éléments interchangeables provenant de fabricants ou développeurs différents. Nous avons déjà pris l'exemple des compteurs intelligents dans l'analyse des freins et leviers technologiques. Les opérateurs pourront acheter des systèmes certifiés conformes aux standards d'interopérabilité, avec la garantie que ceux-ci s'intégreront parfaitement aux systèmes et réseaux existants.

Les standards devront fixer les exigences d'interopérabilité en laissant, à chaque fois que c'est possible, toute latitude de développement d'innovation aux concepteurs.

Les standards devront traiter les aspects suivants :¹³³

- Synchronisation temporelle des composants du réseau,
- Langage commun pour les applications logicielles du réseau,
- Format de données commun pour la communication :
 - des informations météorologiques,
 - des signaux de prix du marché,
 - de la synchronisation temporelle,
 - de la configuration et de l'état du réseau en temps réel (CIM : Common Information Model)
- Protocole de communication basée sur les protocoles IP,
- Spectre fréquentiel de transmission dédié uniquement aux données Smart Grid pour éviter des conflits avec d'autres signaux,
- Format des informations communiquées par le consommateur (Demand Response),
- Interconnexions avec un système de stockage d'énergie ou une batterie de véhicule électrique
- Interconnexions avec un système de production d'énergie
- Spécifications communes de cyber-sécurité

Il est donc nécessaire de mettre en place des procédures de test afin de pouvoir certifier la compatibilité et l'interopérabilité des équipements. Ces tests devront être obligatoires pour tout produit Smart Grid avant sa commercialisation, et seront garants de la qualité de fonctionnement du Smart Grid. Pour cela, il s'agit de créer des protocoles de test ouverts et répétables.¹³⁴ Les

¹³³ Report to NIST "Smart Grid Interoperability Standards Roadmap", EPRI, p. 90-100

¹³⁴ Article smartgridnews.com "Why interoperability testing of the Common Information Model for T&D must move forward" John J. Simmins, project manager for smart grid with EPRI – 19 octobre 2010

organismes de standardisations et de recherche (ETSI, IEEE, IEC, EPRI) travaillent avec les acteurs du domaine du test pour obtenir un consensus sur ce sujet sous la pression croissance des industries Smart Grid.

2.5.5.8 Règlementations non techniques

En fonction des scénarios de régulations précédemment évoqués, la recherche de modèles d'affaires durables pour le nouveau marché de l'électricité est aussi l'objet de travaux de l'écosystème de standardisation Smart Grid. Le challenge est de définir les rouages de la nouvelle structure du marché, d'une part en valorisant autant l'effacement de consommation que la production de pointe, et d'autre part en répartissant de manière équilibrée et équitable la charge des investissements de mise en œuvre du Smart Grid. En France, la CRE fait porter cette charge aux consommateurs (déploiement AMM et production EnR et EPR¹³⁵). Reste pour les groupes de travaux à analyser les stratégies des autres pays ainsi que leurs Best Practices, à commencer par ceux de l'Allemagne.¹³⁶

- **Focus sur la réglementation de l'accès aux informations de consommation**

En France ERDF est le propriétaire des données de consommation de chaque consommateur et devra les mettre à disposition sans enfreindre les règles de confidentialité. La directive européenne 2009/72/CE pose les bases de ce compromis entre partage des données nécessaires à la gestion de l'offre en fonction de la demande et sécurisation des données confidentielles propres aux clients.

Selon David Boswarthick, la loi qui existe déjà en France pour gérer cette situation, fait figure d'exception. Aussi l'ETSI travaille sur la standardisation de cet accès aux données à des fins de généralisation dans un cadre européen.

S'agissant du respect de la confidentialité des données personnelles, un groupe de travail portant sur les compteurs intelligents a été créé au sein de la Commission de Régulation de l'Energie. La CNIL (Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés), partie prenante de ces travaux, exerce son influence sur le futur niveau de sécurisation du système et des compteurs eux-mêmes. Son objectif est d'arriver à établir une liste de recommandations sur l'utilisation des données personnelles concernées par le projet.

- **Focus sur la définition d'un modèle de prix commun**

Afin d'éviter une complexité excessive de la tarification à travers toute la chaîne de valeur, et afin de favoriser une meilleure lisibilité du marché, il serait intéressant de créer un modèle de définition de prix commun au secteur Smart Grid. Ce modèle devrait inclure notamment le prix, la monnaie, la quantité, le temps de livraison, la définition du produit, sa durée de vie et son impact carbone. Selon l'EPRI, cela rendrait le marché plus efficace.

2.5.5.9 Renforcement des pouvoirs de l'ACER

Lorsque la standardisation technique ainsi que les rouages de régulation seront mis en œuvre, il faudra s'assurer de son application et contrôler les processus de certification. Bien que les pressions du marché poussent les acteurs à assurer la certification de leurs produits, il est utile qu'un organisme central et indépendant est un rôle d'arbitre du marché tant au niveau technique qu'économique. En effet s'assurer du respect des réglementations existantes peut être dans certains cas aussi efficace que de les renforcer.

Au niveau européen, il serait légitime que cet organisme de contrôle soit l'ACER (Agence de Coopération des Régulateurs Européens) mais comme nous l'avons vu, elle ne disposera pas de pouvoir contraignant de sanctionner les acteurs qui ne respectent pas la régulation et les standards

¹³⁵ Article Le Monde « François Baroin confirme la hausse en janvier des tarifs d'électricité » - 27 octobre 2010

¹³⁶ Article Actu-Environnement de Corinne Lepage « Hausse du prix de l'électricité : l'utilisateur est prié de financer les erreurs d'EDF » - 28 octobre 2010

du marché. Selon la directive européenne 2009/72/CE, « Les régulateurs de l'énergie [Autorités de régulation Nationales] devraient avoir le pouvoir de prendre des décisions contraignantes relativement à des entreprises d'électricité et d'infliger des sanctions efficaces, proportionnées et dissuasives à l'encontre de celles qui ne respectent pas les obligations qui leur incombent ». Afin de traiter le cas d'entreprises multinationales, il serait judicieux de donner de tels pouvoirs à l'ACER et de ne pas se limiter aux ARN.

2.5.6 Leviers et freins sociologiques

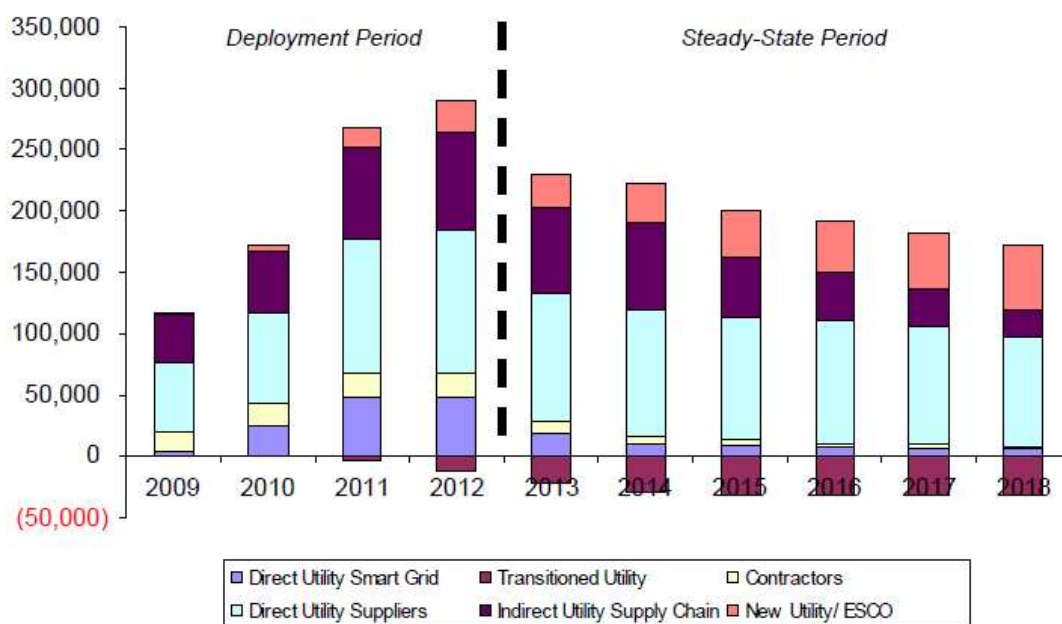
Nous aborderons les impacts du Smart Grid selon trois points de vue sociologiques :

- les salariés des entreprises de développement des technologies Smart Grid,
- les salariés des acteurs du marché de l'électricité,
- les consommateurs d'électricité.

2.5.6.1 Risques et opportunités selon les salariés de développeurs du Smart Grid

Le marché émergeant des technologies Smart Grid est tout d'abord une opportunité de relance des activités de haute-technologie après une crise économique et financière dont les conséquences ont été sans précédent. Avec un marché mondial Smart Grid évalué à \$45Milliards/an selon Ken Whittaker, ce fort potentiel de développement implique une forte demande de ressources humaines. Les entreprises recherchent notamment des ingénieurs de recherche et développement, innovants, ambitieux, et prêts à relever le défi technologique de l'intégration des Smart Grids. Les recruteurs ciblent donc les GOLD « Graduate of the Last Decade »¹³⁷, les jeunes ingénieurs électroniciens, électriciens et informaticiens. A titre de référence, la société de consulting KEMA a estimé le profil quantitatif d'emplois dédiés au Smart Grid aux Etats-Unis qui est présenté ci-dessous.

Figure 3- 24: Profil quantitatif des emplois Smart Grids aux Etats-Unis entre 2009-2018¹³⁸



Jusqu'à 280000 emplois devraient être créés aux Etats-Unis en période de déploiement et 140000 emplois devraient être préservés à long-terme. L'analyse équivalente au niveau Europe n'est pas disponible, elle devrait être prometteuse même si les activités de R&D sont moins importantes qu'aux Etats-Unis ou en Asie.

Ce potentiel de dynamisme économique et de création d'emplois est un levier de plus justifiant les politiques gouvernementales en faveur du développement des Smart Grids.

¹³⁷ Article smartgridnews.com "Who will win the smart grid jobs?" 28 septembre 2010

¹³⁸ Rapport "The U.S. Smart Grid Revolution, KEMA's Perspectives for Job Creation" p.1-4

2.5.6.2 Risques et opportunités selon les salariés des acteurs du marché de l'électricité

Dans le contexte européen, le déploiement du Smart Grid est une étape additionnelle à la création d'un marché unique de l'électricité.

Revenons sur ce contexte de changements incessants, les acteurs du secteur de l'électricité ont d'abord connu un morcellement des activités de leur entreprise dont le monopole était historique. Les salariés des fournisseurs ont de plus vécu un changement de statut social de leur entreprise passant d'une entreprise de service public à une entreprise privée soumise à la concurrence. Troisième changement, on leur demande d'exécuter les termes de la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité¹³⁹), changement qu'ils vivent comme une «transformation de l'outil industriel de production d'électricité en outil de performance financière». Quatrième pierre à l'édifice, le déploiement du Smart Grid implique des réductions d'effectifs (sans plan de licenciement) pour les opérateurs de réseaux de distribution. Pour tous les acteurs il entraîne un bouleversement de méthode de travail et la nécessité d'apprentissage de nouveaux outils technologiques.

En quelques années, certains salariés ont donc vécu un changement de paradigme professionnel total :

- des valeurs d'entreprise de service public vers des valeurs liées à des objectifs de performance et de rentabilité,
- d'une gestion centralisée nationale à une gestion décentralisée européenne,
- d'une infrastructure électrique à une structure Smart Grid mixant technologies TIC et électricité.

Un tel bouleversement fonctionnel et technologique peut être responsable de pertes de repères sévères avec la création d'un syndrome « France Telecom » des salariés du secteur de l'électricité. Le Smart Grid ne serait qu'un facteur déclencheur ajouté à un contexte déjà critique, le risque psychopathologique professionnel est quoi qu'il en soit, latent.

2.5.6.3 Risques et opportunités selon les consommateurs du Smart Grid

- **L'électricité, un produit de première nécessité**

Nous avons déjà évoqué le Tarif de Première Nécessité (TPN) proposé par EDF depuis le 1er janvier 2005 à ses clients en difficulté financière qui en font la demande. Bien que l'application de ce tarif ait été très controversée, il a le mérite d'exister. En effet qu'en serait-il si le marché européen de l'électricité adoptait un scénario de régulation de type «internet», avec des disparités régionales de tarifs et la tarification seulement assujettie à l'équilibre offre-demande? Comment pourrait-on garantir dans un tel marché des avantages sociaux aux plus démunis. Le Smart Grid comporte donc un risque social certain s'il n'est pas suffisamment régulé.

- **Question de l'acceptabilité du Smart Metering et du Smart Home/Building**

L'installation des compteurs intelligents chez les consommateurs peut être perçue comme une intrusion dans leurs vies privées. La précision de ces compteurs et la liaison constante qu'ils entretiennent avec le fournisseur d'électricité est jugée préoccupante en raison des possibilités techniques de violations de confidentialité. Le gestionnaire peut savoir en théorie, minute par minute dans quelles pièces les occupants d'un logement se trouvent et ce qu'ils y font. Ainsi, le Bureau Européen des Unions de Consommateurs (BEUC) s'inquiète des dérives possibles en matière policière et commerciale à partir d'une exploitation trop importante et détournée des données collectées. En plus du risque commercial, la CNIL pointe quant à elle le risque de piratage de compteurs que l'on pourra manipuler à distance pour «modifier la puissance de l'abonnement, voire couper

¹³⁹ [Article fournisseurs-electricite.com](http://Article.fournisseurs-electricite.com) « Loi sur la nouvelle organisation des marchés de l'électricité (loi NOME) » – 28 octobre 2010

l'alimentation électrique à distance, via une interface Web». ¹⁴⁰ Cette méfiance et ces suspicions communiquées au grand public développent un problème d'acceptabilité sociale des compteurs intelligents, un syndrome «Big Brother» (en référence au roman «1984» de Georges Orwell).

Par ailleurs, même s'ils offrent des perspectives d'économie d'énergie et donc d'argent, le coût important de ces appareils est un frein initial pour les consommateurs : ils coûteraient entre douze et vingt-quatre euros par an pendant dix ans à chaque utilisateur¹⁴¹... Ce qui contribue encore à le rendre impopulaire.

Enfin les consommateurs sont inquiets de voir la fin de l'ère de l'électricité disponible de façon illimitée, il redoute une perte de confort par des coupures imposées d'électricité, et cette crainte peut cristalliser sur la perspective de l'installation du compteur électrique intelligent. Dans un tel contexte, une stratégie commerciale seulement «Push» ne suffit pas. Cette résistance au changement peut être dépassée par des démarches massives de sensibilisation et d'explication de la part des opérateurs des réseaux de distribution.

Quelle que soit la nature du consommateur (particulier, tertiaire, industriel, etc.), l'acceptabilité des infrastructures de Smart Grid ne sera assurée que si elles entraînent une amélioration de la qualité de vie et une sécurisation des services d'approvisionnement en électricité. Cela implique l'application d'une méthode d'évaluation quantitative pour chiffrer ces améliorations au même titre que le retour sur investissement.

- **Sensibilisation et d'éducation des consommateurs**

Une démarche de MDE durable ne peut être réalisée sous la contrainte donc il faut amener les populations à s'engager et être des acteurs d'une gestion citoyenne de l'énergie.

Le message à faire passer pour favoriser l'acceptabilité des technologies électriques intelligentes serait le suivant : « Tout en limitant les émissions de CO₂ et la consommation d'électricité, vous pouvez améliorer votre bien-être social, limiter votre facture d'électricité et renforcer votre sécurité énergétique. »

Lorsqu'une population est informée par un acteur compétent et financièrement désintéressé, elle donne de la crédibilité à son message. Le support d'une ONG ou autre groupe civil reconnu peut améliorer la communication du message. Si cet acteur est en plus local, son écoute n'en est que meilleure. Des concours pourraient par exemple être organisés dans les écoles pour impliquer les enfants dans des démarches de MDE qu'ils auraient eux même choisies. Ils sensibiliseraient spontanément leurs familles grâce à la meilleure écoute possible.

Concernant l'amélioration de l'acceptabilité des compteurs intelligents, ERDF devrait réaliser la première étape de sa campagne de communication avec l'appui des collectivités locales, des associations de quartiers et des syndicats de propriété, ainsi que de la presse régionale. Puis une deuxième phase de communication plus opérationnelle pourrait émaner des fournisseurs, des entreprises d'installation et d'ERDF avec une communication adressée (courrier et numéro vert à disposition). Ainsi comme ERDF le souhaitait dans son dossier de presse du 3 juillet 2008, les français pourront lui «ouvrir leurs portes»... sans être contraints de le faire et parce qu'ils s'engagent dans la démarche de MDE.¹⁴²

Lors de l'installation du compteur intelligent ou de toute forme de Smart Building/Home, il est nécessaire que les usagers soient formés pour appréhender les fonctions d'utilisation des équipements. Si les occupants des logements et des bâtiments changent, les nouveaux arrivants doivent être formés aux spécificités des systèmes en place par le fournisseur, par l'opérateur d'effacement, l'agrégateur ou encore par le propriétaire du bâtiment.

¹⁴⁰ [Article CNIL – 5 août 2010](#)

¹⁴¹ Article Le Monde « Des compteurs électriques intelligents... et chers » - 10 juin 2010

¹⁴² [Dossier de presse ERDF « Compteurs électriques : ERDF fait sa révolution », 3 juillet 2008](#)

Dans le cadre des contrats de pilotage personnalisé de la charge, les fournisseurs ou agrégateurs devront expliciter les devoirs et surtout les droits des leurs clients afin de les inciter à s'engager. Ils ne doivent pas se sentir «otage» du marché de l'électricité, et doivent ressentir les effacements comme négligeables sur leur qualité de vie. Si ce n'est pas le cas, le modèle d'affaire de l'effacement diffus ne sera pas durable.

Accompagnés dans leur démarche de MDE, les consommateurs adopteront progressivement un comportement responsable sans avoir été contraints

- **Levier d'un processus social d'engagement: développement d'un Smart Grid décentralisé**

La meilleure façon de sensibiliser et de créer l'engagement global des consommateurs pour la MDE est de créer une relation de proximité entre production et consommation.

Si les consommateurs deviennent aussi des producteurs décentralisés notamment d'EnR, ils accordent plus de valeur à l'électricité que lorsqu'ils étaient des consommateurs passifs. En effet, ils deviennent des acteurs engagés et éclairés qui comprennent les limites et les contraintes de la gestion de l'électricité, ainsi que la difficulté de satisfaire la demande à tout instant. S'ils se dotent en plus de capacités de stockage diffus, ils possèdent tous les atouts d'un micro-réseau d'électricité.

Dans cette troisième partie, nous avons défini le Smart Grid, ses bénéfices, ses acteurs, ses composants technologiques et économiques. Nous avons ensuite considéré les soutiens politiques à son développement, les facteurs de succès et les incertitudes de modèles économiques d'un tel déploiement, les obstacles et les leviers de régulation et de standardisation, les conditions technologiques de déploiement, et enfin nous avons analysé les risques et les opportunités sociales engendrées par le Smart Grid.

Conclusion

Aborder les leviers et les freins des déploiements du Smart Grid et des systèmes efficaces en énergie implique en premier lieu de maîtriser toutes les problématiques du marché de l'énergie. De même tous les rouages français et européens de la gestion de l'électricité ont dû être «décortiqués» afin d'analyser le sujet dans un périmètre essentiellement français. C'est un apprentissage long et complexe mais indispensable.

La complémentarité et la simultanéité des développements de systèmes efficaces en énergie et de réseaux électriques intelligents me sont apparues fondamentales. C'est donc pour cette raison que les deux aspects ont été traités dans cette thèse professionnelle.

En premier lieu, nous avons analysé les obstacles et les leviers de développement d'un système basé sur le cas réel d'un projet d'éclairage public. Nous avons compris que même avec un retour sur investissement rapide et l'assurance d'une réduction d'émissions de GES, les acteurs concernés n'ont pas toujours l'accès à une information pertinente et les moyens de choisir le système le plus efficient. La transmission d'informations concernant les bénéfices et les leviers d'une démarche de MDE doit être renforcée de la part des entreprises de mise en œuvre, des fournisseurs de solutions et des institutions, pour inciter l'engagement des collectivités locales, des entreprises et des particuliers.

L'analyse des leviers et freins de déploiement du Smart Grid a révélé la complexité et la densité des interactions entre acteurs ainsi que l'ampleur sans précédent des changements à opérer. Dans la mesure où les acteurs du Smart Grid sont de secteurs multiples et très différents, le périmètre d'analyse de son développement est très large et ses limites sont parfois floues. Mon analyse a donc marié deux concepts indissociables : j'ai considéré de manière entremêlée les facteurs de développement du Smart Grid et ceux du nouveau marché de l'électricité. Les résultats de cette analyse suscitent des réponses mais aussi beaucoup de questions.

Au regard de tous les éléments issus de mes recherches, de mes rencontres et de mon expérience de développement d'un micro-réseau, je propose de synthétiser ces résultats dans le tableau ci-dessous.

Synthèse des leviers et des freins de développement des Smart Grids et du nouveau marché de l'électricité

Leviers de développement	Freins de développement
Aspects politiques	
- Le cadre politique européen et national est incitatif pour le déploiement des systèmes d'AMM et la libéralisation des tarifs de l'électricité (nécessaire pour une politique de tarification incitative à la MDE et au lissage des pics de consommation). - La taskforce Smart Grid impulsée par l'Union Européenne doit permettre de converger vers un consensus sur les autres aspects du Smart Grid.	- La recherche de consensus est très coûteuse en temps. - L'état français connaît des résistances importantes pour instaurer un marché concurrentiel de l'électricité, contexte nécessaire pour bénéficier des atouts de MDE du Smart Grid.

Aspects de régulation	
- L'ACER et les ARNs ont des pouvoirs de régulation élargis. - L'intégration de nouveaux acteurs d'agrégation et d'effacement dans le marché (Voltalis) amènent la CRE à adapter la régulation du marché et à effectuer de nouveaux arbitrages.	- L'ACER n'a aucun pouvoir de contrôle et de sanction. - La CRE favorise les intérêts de RTE au détriment des opérateurs d'effacement.
Aspects économiques	
- ERDF déploie le projet d'AMM Linky. - Le déploiement du Smart Grid est une opportunité de réduction de coût et d'émissions de GES pour les gestionnaires de réseaux. - Les programmes de financement de projets pilotes existent pour encourager la R&D et amorcer la pré-industrialisation du Smart Grid. - RTE fait des propositions de valorisations d'effacement diffus. - La standardisation devrait être basé sur des technologies ouverte et libre de droit. Donc de ce point de vue, tout nouvel acteur économique pourra intégrer le marché plus facilement. - L'ADEME encourage financièrement le développement de démonstrateur de modèles d'affaires afin de trouver un mode équitable et viable de financement du Smart Grid.	- Cycle d'investissement des technologies Smart Grid long et très important - Le processus pour obtenir des aides au développement de projets pilotes est empreint de lourdeur administrative. - L'effacement n'est pas encore valorisé au même titre que la production d'électricité - Incertitude de modèles d'affaires avec l'émergence des nouveaux acteurs de la décentralisation: agrégateurs, opérateur d'effacement diffus, opérateur de stockage diffus - Les investissements de Smart Grid sont réalisés par les gestionnaires de distribution mais tous les acteurs en bénéficient. Ce modèle d'affaire est déséquilibré. - A travers les opérateurs de distribution, ce sont les consommateurs qui financent entièrement le Smart Grid, bien que les opérateurs aient l'assurance de marges importantes dues aux réductions de coûts. Le risque d'inacceptabilité du consommateur est donc fort.
Aspects technologiques	
- Les solutions TIC sont identifiées et sont en cours d'adaptation au besoin du Smart Grid. - Les niveaux d'interopérabilité et les potentiels d'évolution de ses systèmes sont en cours de discussion entre toutes les parties prenantes. - Les infrastructures de transport sont déjà munies de supports disponibles de télécommunication haut-débit.	- Hétérogénéité de la maturité des technologies : Les solutions de stockage ne sont notamment pas encore viables. - L'usage des données mises à disposition par le Smart Grid est encore en cours de définition. - Le risque lié aux défiances de sûreté des TIC est fort. - Il est nécessaire d'allonger la durée de vie des systèmes de TIC - Il est nécessaire de travailler sur la consommation énergétique des centres de données, cœurs du Smart Grid et de mener une démarche globale de MDE du secteur d'activité.

	- Le développement de systèmes de Smart Grid nécessite une coordination de corps de métiers différents qui est un processus de management complexe. - La nécessité de resserrer le maillage des réseaux d'acheminement d'électricité se heurte à une inertie administrative et à des problèmes d'acceptabilité sociétale qui compromettent les projets.
Standardisation	
- Toutes les parties prenantes sont engagées dans une recherche de consensus pour la mise en œuvre de technologies interopérables et évolutives au fil des innovations. - Grâce à l'engagement de tous les acteurs du Smart Grid dans le processus de consensus, il est peu probable qu'une solution «propriétaire» s'impose. - Les premiers standards Smart Grids seront publiés fin 2010.	- La coordination de multiples parties prenantes issues de secteurs d'activités différents complexifie la construction des standards. C'est un autre défi de management. - La structure en « poupées russes » des technologies de Smart Grid implique des standards applicables selon le point de vue de tous les acteurs. La nécessité d'ouverture de ces standards est un autre défi à relever. - La recherche de consensus est très coûteuse en temps.
Aspects sociaux	
- Les consommateurs seront capables de maîtriser leurs consommations puis de s'engager dans des actions d'effacement, de stockage et de production qui seront gérés automatiquement. - Des campagnes massives de communication sont programmées par les opérateurs de distribution et les fournisseurs. - Le Smart Grid est une opportunité considérable de création d'emplois.	- Les consommateurs craignent le non-respect de la confidentialité de leurs données personnelles et la perte de leur confort de vie. - L'Europe est en retrait en termes de R&D par rapport aux Etats-Unis et à l'Asie. Donc l'activité économique européenne propre au Smart Grid sera essentiellement de la mise en œuvre. - Les risques psychosociaux sont importants s'agissant des salariés du secteur de l'électricité, soumis aux changements du marché et au déploiement de hautes-technologies TIC qui leur sont étrangères. - Risque d'augmentation de la précarité énergétique des plus démunis

La définition de la régulation du nouveau marché de l'électricité issue du déploiement du Smart Grid est à mon sens la question cruciale à se poser. Il faudra faire cohabiter des unités de production et de stockage centralisées, avec les produits d'un réseau décentralisé basé sur de petites contributions de production, de stockage et d'effacement. Selon un modèle de « régulation éclairée », il faudra limiter le nombre d'acteurs du marché afin de préserver une concurrence équitable, et donc créer des agrégateurs de taille importante et peu nombreux qui seraient les intermédiaires obligés entre les petits contributeurs et le marché.

Enfin, à terme, un marché de capacités d'effacement et/ou de stockage devra exister au même titre que celui de capacités de production, afin de garantir un marché de l'électricité efficace et durable.

Annexes

1. Rappel des bases de l'électricité

Rappels trigonométriques

Sinus ($\phi = 0^\circ$)=0

Cosinus ($\phi = 0^\circ$)=1

Sinus ($\phi = 90^\circ$)=1

Cosinus ($\phi = 90^\circ$)=0

Définition de la puissance électrique

En régime sinusoïdal, la puissance dépend de l'angle ϕ de déphasage entre le courant et la tension

Il existe 3 types de puissances :

- | | | |
|--------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
| - La puissance active | (unité Watt=W) | $P = U \times I \times \cos(\phi)$ |
| - La puissance réactive | (unité Volt Ampère Réactif=VAR) | $Q = U \times I \times \sin(\phi)$ |
| - La puissance apparente | (unité Volt Ampère=VA) | $S = U \times I$ |

La **puissance active** est la puissance facturée par EDF qui résulte de la charge résistive du réseau.

La **puissance réactive** est une puissance non facturée par EDF et qui apparaît en même temps qu'un angle de déphasage naît entre le courant et la tension. Cette puissance est créée par les effets inductifs sur la ligne.

La **puissance apparente** sert uniquement au dimensionnement et est prise en compte par EDF pour déterminer l'abonnement. (tarif bleu si <36kVA)

$\cos(\phi)$ aussi appelé **facteur de puissance** est donc un élément déterminant dans le transport d'électricité. Pour limiter les pertes de ligne, il faut que ce facteur de puissance soit aussi proche de 1 que possible ($\phi=0^\circ$) pour que la puissance réactive soit faible.

2 Références

Interviews :

- Monsieur Robert Tissier, responsable d'affaires RTE Sud-Est
- Madame Sandrine Albou, chargée de développement Smart grid, Département Méthodes et Appui, RTE

Témoignages :

- Monsieur Ken Whittaker expert international Smart Grid
- Monsieur François Dauphin, expert énergie
- Monsieur David Boswarthick, ETSI Smart Grid technical officer
- Monsieur Jean-Michel Corrieu, directeur IBM Business Solutions Center

Bibliographie :

Introduction

- Article du bimensuel Electricity Transmission and Distribution "Smart Infrastructure – Building the intelligent grid of Tomorrow", Juillet-Août 2009

Partie 1

- Résumé GIEC pour les décideurs bilan 2007
- Site internet Jancovici
- Rapport "BP statistical review of world energy", June 2010
- Rapport « Pic du Pétrole et Pic du Gaz Patrick », Brocorens, Université de Mons-Hainaut, février 2007
- ASPO Association for the Study of Peak Oil and gas, <http://www.peakoil.net/>, 2008
- Article « Information de marché dans le secteur des produits de base » CNUCED (Conférence des Nations Unies sur le commerce et le développement)
- Article « World Energy and Population Trends to 2100 », Paul Chefurka, octobre 2007
- Rapport "Coal: Resources and future production", Energy Watch group, March 2007
- IAEA Annual Report for 2008
- Ouvrage « La vie après le pétrole », Jean-Luc Wingert, Editions Autrement 2005
- Work Populations Prospects : The 2008 Revision Population Database, ONU
- Rapport « World Energy Outlook 2004 », IAE
- Rapport « Chiffres clés de l'Énergie Edition 2009 » par le Commissariat général du Développement Durable
- Rapport Poignant Sido, Groupe de travail sur la pointe électrique », avril 2010
- Article euro-energie.com « la sécurité électrique de la France devrait être assurée jusqu'en 2013 », 25 juillet 2010
- Article L'Expansion « Les Centrales Françaises loin de la retraite », 19 décembre 2009
- Article « Amélioration du parc » site internet du CEA
- Rapport « Vieillesse des centrales nucléaires et sécurité », GreenPeace, Mars 2006
- Article RTE Continuité de service
- Article Le figaro « Plus d'électricité en Alpes-Maritimes », 3 novembre 2008
- Article La Provence « Coupures de courant dans toute la région à cause d'un incendie », 30 juillet 2009
- Article NiceRendezVous « Nice et Alpes-Maritimes black-out électrique pour 2 millions de personnes », 21 décembre 2009
- Communiqué du président du Conseil Général des Alpes Maritimes Eric Ciotti 29 octobre 2009
- Espace Presse RTE 9 avril 2010
- Carte « Caucase-croisee-routes-energetiques-est-ouest » de Questions Internationales n.37 Mai-juin 2009
- Ouvrage « Les enjeux de l'énergie » de Ludovic Mons édition Larousse 2006
- Article Le Monde Diplomatique « Téhéran revendique son droit au nucléaire civil », Novembre 2005
- Article Le Monde « La marée noire s'estompe, la polémique persiste », 5 août 2010
- Résumé du livre « Tchernobyl, Conséquences de la catastrophe pour l'Homme et la Nature », de A.V.Yablokov, V.B.Nesterenko 2007
- Article du Monde « Zone trouble autour de Tchernobyl », 24 avril 2010
- Article Novethic « Les méga-barrages menacent les Indigènes » - 20 août 2010

- Communiqué de presse: Signature de la convention d'engagements pour le développement d'une hydroélectricité à haute qualité environnementale

Partie 2

- Rapport Poignant Sido, Groupe de travail sur la pointe électrique », avril 2010
- Rapport "The Smart Grid : An estimation of the Energy and CO2 Benefits », US department of Energy, Janvier 2010
- Rapport « The economics of transition in the power sector » OECD/IEA 2010
- Article Le Parisien « Comment EDF a privé des milliers d'usagers du tarif social », 20 septembre 2010
- Communication de la Commission Européenne intitulée « Une politique de l'énergie pour l'Europe », 10 janvier 2007
- Article 28 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000
- Site internet CRE
- Rapport RTE « Bilan Electrique 2009 »
- Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 Article 15 Modifié par Loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006
- Rapport RTE « Bilan Prévisionnel de l'Equilibre Offre-Demande d'électricité en France - Actualisation 2010 »
- Rapport RTE « Schéma de Développement du Réseau Public de Transport de l'Electricité 2009 »
- Site internet ERDF

Partie 3

Développement de systèmes efficaces en énergie

- Rapport du World Energy Council 2007 « Les politiques d'efficacité énergétique : une vision mondiale »
- Document interne de la marque Citéo, spécialiste éclairage public du groupe Vinci Energies
- Photo issue du site IEEE Innovative Smart grid Technologies
- Lettre d'information du réseau ATEnEE-COT n°9 mai 2009
- Loi POPE : Loi Programme des Orientations de la Politique Energétique du 13 juillet 2005
- Lettre d'information CEE Juin 2010
- Fiches d'opérations éligibles à l'obtention de certificats à économie d'énergie – site internet du MEEDDM
- Site internet GreenLight : www.eu-greenlight.org
- Rapport Poignant Sido, Groupe de travail sur la pointe électrique », avril 2010

Enjeux de développement des Smart Grids

- Rapport ADEME de «Feuille de route sur les réseaux et systèmes électriques intelligents intégrant les énergies renouvelables» Juin 2009
- Rapport The Smart Grid : An estimation of the Energy and CO2 Benefits », US department of Energy, Janvier 2010
- Présentation du projet AMM par Rémi Grasset Direction Comptage ERDF, 6 janvier 2009
- Article GreenIt.fr : « Bientôt 300.000 Linky dans la nature », 19 mai 2010
- Dossier de presse « Compteurs électriques : ERDF fait sa révolution » 3 juillet 2008
- Présentation SEE « Construire un mix énergétique du futur » de Mr Scherrer, 23 septembre 2007
- Cours « Procédés et Energies » Catherine Azzaro-Pantel, INP ENSIACET
- Présentation de Pierre Victoria délégué général du « Cercle Français de l'Eau », Conférence Ecole des Mines de Paris « Eau & Energie, Quelles interactions? Quelles synergies ? » 1^{er} octobre 2010
- Rapport RTE « Actualisation du bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France »
- Article GreenUnivers "Compteurs intelligents : le marché pourrait doubler rapidement », 6 mai 2009
- Ouvrage « Les enjeux de l'énergie » Ludovic Mons Larousse 2006
- Article du journal des Energies Renouvelables « Pomper l'eau pour stocker le vent » Mars-Avril 2009
- Rapport du Ministère de l'Industrie, des Finances et de l'Industrie « Perspectives de développement de la production hydraulique en France », Mars 2006
- Communiqué de presse EDF 9 juillet 2010
- Présentation ADEME Stéphane BISCAGLIA « Quelle place pour le stockage des énergies renouvelables? », 2010

- Rapport publié par Electrical Power Research Institut (EPRI) « Smart Grid Interoperability Standards Roadmap », 17 juin 2009
- Rapport "Développement Eco-responsable et TIC", Conseil Général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies, Septembre 2009
- Cahier spécial Financial Times « The Future of Energy », Article « Changing habits », 4 Novembre 2009
- Présentation CleanTuesday WIT 1^{er} avril 2010
- Dossier de presse « Compteurs électriques : ERDF fait sa révolution », 3 juillet 2008
- Ouvrage « L'économie hydrogène », Jeremy Rifkin, Editions La découverte 2002
- Communication de la Commission du 10 janvier 2007, intitulée « Une politique de l'énergie pour l'Europe »
- "Quantifying the System Costs of Additional Renewables in 2020", A report to the Department of Trade and Industry, ILEX Energy Consulting.
- Conférence Prof. Dr. Miranda Schreurs - German Advisory Council on the Environment, Berlin, Août 2010
- Document de veille technologique du ministère des Affaires Etrangères français
- Statement and Background Document « Towards Sustainable European Infrastructures », Septembre 2009
- Article Batiactu « Lancement du projet Transgreen, réseau de transport d'électricité sous la Méditerranée », 5 juillet 2010
- Article Actu-Environnement « La Conception du projet Desertec me gêne », 29 septembre 2010
- Rapport "2011 Work Programme of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators"
- Présentation « Smart Grids ETSI Vision » David Boswarthick, 20 octobre 2010
- Article GreenIt.fr : « Compteurs intelligents : le gouvernement anglais passe à l'action » 15 mai 2009
- Rapport Capgemini "From Policy to Implementation: The Status of Europe's Smart Metering Market " - 2009
- Article GreenIt.fr : « Smart Grid : l'Europe généralise les compteurs intelligents », 30 octobre 2009
- Article BatiActu « La loi NOME réforme le marché de l'électricité », 4 octobre 2010
- Article Fournisseur Electricité « La nouvelle Organisation des Marchés de l'Electricité », 13 août 2010
- Article pages-energie.com « Compteurs électriques "communicants", ils arrivent ! », 2 septembre 2010
- Etude « Filières vertes » Document de concertation MEEDDM/CGDD, Octobre 2009
- Convention du 6 octobre 2010 entre l'Etat et l'ADEME relative au programme d'investissements d'avenir (action « réseaux électriques intelligents »)
- Rapport Poignant Sido, Groupe de travail sur la pointe électrique », avril 2010
- Site internet IEC
- "Hype Cycle for Smart Grid Technologies", Zarko Sumic, Gartner Industry Research analyst, 23 juillet 2010
- Définition de la méthode d'analyse Hype-cycle – site internet Gartner
- Article ComputerWorld "Smart grid security: Critical success factors", 1er octobre 2010
- Rapport « Les Smart Grids sur la Côte d'Azur » Ken Whittaker, septembre 2010
- Rapport du Conseil Général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies « Développement Eco-responsable et TIC (DETIC) », septembre 2009
- "Role of State Estimation and PMUs in Smart Grid Applications" Professor Ali Abur , University of Northeastern, USA
- Article smartgridnews.com "Why interoperability testing of the Common Information Model for T&D must move forward" John J. Simmins, project manager for smart grid with EPR, 19 octobre 2010
- Article Le Monde « François Baroin confirme la hausse en janvier des tarifs d'électricité », 27 octobre 2010
- Article Actu-Environnement de Corinne Lepage "Hausse du prix de l'électricité : l'utilisateur est prié de financer les erreurs d'EDF » - 28 octobre 2010
- Article smartgridnews.com "Who will win the smart grid jobs?", 28 septembre 2010
- Rapport "The U.S. Smart Grid Revolution, KEMA's Perspectives for Job Creation" p.1-4
- Article fournisseurs-electricite.com « Loi sur la nouvelle organisation des marchés de l'électricité (loi NOME) », 28 octobre 2010
- Article CNIL « Les compteurs intelligents en question », 5 août 2010
- Article Le Monde « Des compteurs électriques intelligents... et chers », 10 juin 2010