



HAL
open science

Particularités d'adoption des compteurs intelligents au Royaume-Uni et en Allemagne : entre marchés de comptage libéralisé et règles à mettre en place pour un réel smart grid intégré

Claire Bergaentzlé

► **To cite this version:**

Claire Bergaentzlé. Particularités d'adoption des compteurs intelligents au Royaume-Uni et en Allemagne : entre marchés de comptage libéralisé et règles à mettre en place pour un réel smart grid intégré. Conférence Annuelle 2012 de l'Association des Economistes de l'Energie (AEE), séminaire étudiants, Dec 2012, Paris, France. halshs-00793322

HAL Id: halshs-00793322

<https://shs.hal.science/halshs-00793322v1>

Submitted on 22 Feb 2013

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Particularités d'adoption des compteurs intelligents au Royaume-Uni et en Allemagne : entre marchés de comptage libéralisé et règles à mettre en place pour un réel smart grid intégré.

Association des Economistes de l'Energie (AEE), Conférence Annuelle 2012, Séminaire étudiants, Paris, 10 décembre 2012.

Claire Bergaentzle, EDDEN-LEPPII CNRS.

Université Pierre Mendès France (UPMF), Grenoble, FRANCE

claire.bergaentzle@upmf-grenoble.fr

Résumé :

Cette étude décrit et commente deux cas d'adoption de technologie de comptage intelligent ; les cas allemand et britannique qui ont tous deux libéralisé leur marché de comptage.

Il est ici question de mettre en lumière les différentes approches choisies par ces deux pays envers l'adoption des compteurs intelligents, en se basant sur leurs politiques énergétiques, sur les objectifs énergétiques auxquels ils font face ainsi que sur l'organisation de leur chaîne de valeur. Plus particulièrement, on s'intéressera au fait de conserver ou non l'obligation de fournisseur de dernier recours sur la stratégie d'investissement des firmes en compteur intelligent. Ces éléments seront déterminants pour établir les défis propres à l'Allemagne et au Royaume-Uni en termes d'investissement dans la technologie et d'exploitation efficace des données issues du comptage.

Par la suite, cette étude tentera de déterminer les obstacles auxquels ces deux pays devraient vraisemblablement faire face sur le long terme, soit une fois le plan de déploiement de compteurs achevé. Il s'agira de déterminer quelles seront les modifications à apporter aux règles de marché et aux cadres de régulation pour maximiser les bénéfices d'un réel smart grid intégré dans lequel les compteurs sont un élément déterminant. Les éléments soulevés s'accompagnent de recommandations spécifiques aux deux pays qui s'inscrivent dans la continuité de leurs objectifs énergétiques.

Introduction :

Les compteurs intelligents sont l'une des composantes majeures des réseaux électriques intelligents ou *smart grids*. Selon la Directive Européenne 2009/72/EC, 80% des sites de consommation devraient être équipés de ces compteurs d'ici 2020. La Commission entrevoit à travers ce dispositif la possibilité de renforcer les objectifs fondamentaux d'une Europe de l'Energie qui sont :

- une plus grande efficacité énergétique, notamment grâce aux programmes de *demand response* susceptibles de se développer avec la présence de smart technologie.
- Une concurrence accrue entre les fournisseurs d'énergie.
- Et enfin, une sécurité de fourniture renforcée grâce à la meilleure gestion des réseaux de distribution et d'une consommation plus rationnelle de l'énergie.

De manière évidente ces objectifs sont en train de tracer les contours de ce que sera le futur *smart grid* intégré de demain. En Europe, l'Italie et la Suède ont déjà renouvelé leur parc de compteurs par des systèmes de comptage avancés, et des pays comme le Royaume-Uni ou les Pays-Bas ont d'ores et déjà mandaté un déploiement complet. Cependant, malgré un tel intérêt, la décision de remplacer le parc actuel de compteurs reste encore au stade de la discussion dans la majorité des pays de l'Union.

La présente étude s'attache à mieux comprendre les enjeux et contraintes liés à l'adoption de compteurs intelligents dans un contexte de marché de comptage libéralisé, à travers les exemples du Royaume-Uni et de l'Allemagne.

En effet, dans le modèle de libéralisation qui prévaut en Europe, le service de comptage est une activité en monopole gérée par le GRD et dont les coûts sont payés par les consommateurs finals, soit au travers de tarifs régulés de comptage, soit directement via les tarifs. Dans une telle organisation,

C'est au GRD de procéder aux investissements pour le remplacement l'exploitation et la maintenance du compteur et l'allocation de ces coûts est décidé par le régulateur.

Or nos deux cas d'étude se démarquent de ce modèle prédominant en ayant décidé de libéraliser leur activité de comptage. D'autre part, seul le Royaume-Uni a à ce jour décidé de mandater un déploiement complet de compteurs de type AMI (*Automated Metering Infrastructure*). Les fournisseurs en concurrence sont chargés de réaliser les investissements nécessaires afin que l'ensemble des consommateurs résidentiels et tertiaires soient équipés d'ici 2019. De manière similaire, les fournisseurs sont aussi les acteurs sollicités dans le remplacement des compteurs outre-Rhin. Toutefois, les autorités allemandes ont jusqu'à présent préféré se reposer sur les seules forces de marché pour tirer les investissements. La décision de sortie du nucléaire allemand devrait cependant tendre à accélérer les investissements en la matière et promouvoir une adoption plus rapide de la technologie, qui ne se fera pas sans éliminer un certain nombre de barrières au préalable.

Comme mentionné par Saguan (2009), une politique d'adoption des compteurs intelligents va dépendre du cadre de régulation des activités de comptage et des objectifs énergétique spécifiques à chaque Etat. La présente étude se propose par conséquent d'analyser les objectifs de politique énergétique prédominants qui ont, ou devraient, orienter les investissements dans le déploiement de compteurs intelligents et orienter la future organisation d'un *smart grid* intégré.

Par la suite, il s'agira de décrire l'état des lieux de l'adoption de la technologie dans ces pays. Plus spécifiquement, il s'agira de s'intéresser aux raisons qui pourraient expliquer l'échec dans le processus d'adoption en Allemagne et l'infrastructure de comptage choisie par le Royaume-Uni. Enfin, il sera question d'élargir le champ d'analyse et de raisonner en termes de *smart grid* intégré et non plus seulement de compteurs intelligents. En effet, dans un troisième temps on cherchera à partir des éléments d'objectifs énergétiques et d'organisation du système que l'on aura évoqués de déceler les actions qui devraient être mises en place pour maximiser les bénéfices du futur *smart grid* britannique et allemand.

Partie 1 : Comprendre l'utilité des compteurs intelligents : Retour sur la libéralisation et sur les objectifs énergétiques allemands et britanniques.

1.1 Modalités d'organisation du marché de comptage.

Ces 20 dernières années, la chaîne de valeur de l'industrie électrique, jusqu'alors verticalement intégrée, a connu d'importantes modifications dans sa structure et organisation. Les pays membres de l'UE ont tour à tour adopté leurs réformes de libéralisation pour dé-intégrer les activités en monopole naturel des activités pouvant être soumises aux forces du marché. Parmi les modèles adoptés, différents degrés de libéralisation existent, depuis la séparation comptable jusqu'à la séparation complète des activités. De plus, une poignée de pays parmi lesquels le Royaume-Uni et l'Allemagne a décidé d'étendre la libéralisation aux activités de comptage. Toutefois, une différence existe entre ces deux cas. Là où le premier a entièrement séparé les activités de comptage des activités gérées par les gestionnaires de réseaux, l'autre maintien l'obligation de derniers recours que doivent assurer certains fournisseurs qui restent régulés.

L'Allemagne a ainsi conservé une organisation particulière de sa chaîne de valeur, héritée directement de son organisation traditionnelle dans laquelle cohabitent de multiples utilities locales ou *stadtwerke*. Le passage en 1989 de l'EnWG, la Loi sur l'Energie, a ouvert les marchés de gros et de détail à la concurrence et a laissé à quatre GRT le soin d'exploiter les réseaux de transport. Le droit à l'éligibilité fut peu à peu accordé aux consommateurs et les zones exclusives de fourniture furent ouvertes à la concurrence. A présent, Plus de 860 fournisseurs sont actifs sur le marché de détail. L'Allemagne a instauré une séparation comptable entre les distributeurs régulés et les activités de

fourniture autrefois gérées de manière intégrée. Toutefois, en accord avec l'article 15 de la Directive Européenne 2003/54/CE concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, un certain lien subsiste entre ces GRD et fournisseurs sous des conditions bien particulières. En accord avec la Directive, les Etats Membres peuvent invoquer une clause *de minimis* qui exclut du processus de dé-intégration les fournisseurs intégrés comptant moins de 100 000 consommateurs. Dans un pays comme l'Allemagne, où une part importante de la distribution d'électricité repose sur une organisation locale, cette clause s'est traduite par l'exclusion du processus de dé-intégration de près de 760 fournisseurs intégrés. Par conséquent, 760 fournisseurs exerçant en Allemagne restent liés à leurs activités d'exploitation des réseaux de distribution et fournissent des services régulés à leurs consommateurs, en accord avec leur obligation de fournisseur de dernier recours. Contrairement aux GRT et GRD, dé-intégrés qui sont régulés par le régulateur fédéral, le BNetzA, ces fournisseurs intégrés sont régulés directement par les bureaux de régulation locaux.

Avec sa décision de libéraliser ses activités de comptage en 2008, l'Allemagne visait à renforcer la concurrence sur le marché de détail grâce à l'utilisation des TIC dans l'élaboration de nouvelles offres et services énergétiques, comme indiqué dans le rapport Meseberg (BMU, 2007). Suite à ce rapport, l'Allemagne a séparé les composantes de l'activité de comptage qui sont l'installation, la maintenance et les activités de lecture et facturation. Depuis 2008, tout consommateur a le choix soit d'établir un contrat avec un tiers opérateur de comptage ou tout autre fournisseur, ou de laisser son fournisseur historique le soin de réaliser ces activités.

Cependant, l'application de l'article 15 de la Directive Européenne oblige les 760 fournisseurs de dernier recours à assurer leurs obligations de « service universel ». Selon ces obligations, ils doivent assurer un contrat basique aux consommateurs qui n'auraient pas décidé de changer de fournisseur (EnWG, 2005). Le service universel est déterminé par les autorités et comporte un tarif régulé et, ce qui est un point majeur dans cette étude, laisse au fournisseur de dernier recours la propriété complète de l'actif de comptage et l'obligation d'exploitation des compteurs. Si l'on considère le taux de changement de fournisseur depuis l'ouverture du marché de détail, le nombre de sites sous contrat universel tend à se réduire. Toutefois, en 2010, ce contrat couvrait plus de 40% du segment domestique (Nikogosian et al., 2011). En d'autres termes, si le gouvernement allemand décidait de mandater un déploiement complet des compteurs intelligents comme l'a fait le Royaume-Uni, 40% des équipements remplacés resteraient régulés. Par conséquent, le fournisseur de dernier recours serait autorisé à socialiser les coûts de déploiement et exploitation des compteurs intelligents dans les tarifs, ce qui serait susceptible de créer des incohérences sur un marché de comptage dérégulé et de distordre les prix.

Le Royaume-Uni a été pionnier dans les réformes de libéralisation et privatisation de ses industries de réseaux. La libéralisation complète du marché de détail a été achevée en 1999 et une séparation légale fut instaurée entre les activités de distribution et fourniture dès 2000. Aujourd'hui, le marché de fourniture électrique consiste en six fournisseurs, les « Big Six » et en une poignée de fournisseurs de petite taille. Les Big Six se partagent 99% des parts de marché et sont verticalement intégrés. Ils détiennent 60% des capacités de production et produisent plus de la moitié de l'électricité britannique. Le Royaume-Uni a lui aussi décidé de libéraliser ses activités de comptage, mais ce processus a suivi un chemin différent de celui emprunté par l'Allemagne.

Les activités de comptage, qui similairement au cas allemand, étaient autrefois du ressort des opérateurs de réseaux de distribution (ou DNOs pour *Distribution Network Operators*) se sont ouvertes à la concurrence en 2003. Les nouveaux entrants, opérateurs de comptage et autres fournisseurs indépendants furent autorisés à exploiter ces équipements en échange d'une charge de location payée au DNO ayant procédé à l'installation de l'équipement. Ce dernier reste le propriétaire par défaut des compteurs qu'il a installés et qui n'ont jamais été changés par un opérateur indépendant. Tout comme en Allemagne, les DNOs avaient eux aussi le statut de fournisseur de dernier recours, mais cette obligation fut finalement supprimée en 2008, abolissant par la même occasion le dernier

lien entre les réseaux et les sites de consommation¹. Cette décision s'insère dans la stratégie britannique de faire du fournisseur indépendant l'unique intermédiaire entre le consommateur et le système. Ce principe du « supplier hub » implique en effet que les consommateurs ne doivent être contractuellement liés qu'à leur fournisseur via des accords spécifiques pour la fourniture d'électricité (Ofgem, 2006). Il est en opposition avec la forme de relations précédant l'ouverture où les consommateurs étaient associés à leur fournisseur régulé.

Parmi les raisons qui ont poussé à l'ouverture du marché de comptage figurent en bonne place la réduction des coûts de comptage par la mise en concurrence de cette activité, l'amélioration de la qualité de service et la promotion de l'innovation. La décision britannique de remplacer les compteurs électriques et de gaz par des compteurs intelligents apparaît aujourd'hui comme une suite logique pour atteindre ces résultats.

1.2 Spécification des objectifs britanniques et allemands qui plaident pour l'adoption de compteurs intelligents.

Les politiques énergétiques sont des déterminants majeurs dans l'adoption de la technologie smart grids. Comprendre leurs caractéristiques apporte ainsi des éléments de compréhension sur comment le smart grids du futur sera conçu.

Les politiques énergétiques de l'Allemagne et du Royaume-Uni sont différentes. Ces pays se sont engagés dans des stratégies énergétiques différentes, ont un mix de production différent et font ainsi face à des enjeux différents.

Ainsi, dans le cas Allemand, la production croissante à partir d'énergies intermittentes de plus en plus décentralisées et la récente décision de sortie du nucléaire sont les trois éléments déterminants de sa politique énergétique capables d'influencer le futur smart grids. Alors qu'au Royaume-Uni, c'est avant tout la réduction des barrières à la concurrence sur le marché de détail qui figure comme l'élément déterminant du plan de déploiement des compteurs intelligents.

L'Allemagne suit définitivement une transition graduelle depuis un mix énergétique basé sur le thermique, vers un mix à moindre impact carbone qui implique une forte pénétration d'énergies renouvelables. L'Allemagne doit être en mesure d'atteindre des réductions drastiques de ses émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050. Il vise une réduction de ses émissions de 40% à l'horizon 2020 allant jusqu'à 80 à 95% en 2050, par rapport à l'année de référence 1990. La consommation d'électricité doit elle aussi baisser de 10% en 2020 et de 25% en 2050 par rapport à 2008. Enfin, les énergies renouvelables devraient représenter une part d'au moins 35% de la production électrique en 2020 et 80% en 2050. Dans ce cadre, trois éléments sont centraux dans la détermination du smart grids allemand :

- la part croissante des énergies intermittentes ;
- la forte croissance de la production décentralisée (DG) ;
- et l'impact de la sortie du nucléaire allemand.

En l'espace de 20 ans, la contribution des énergies renouvelables à la production d'électricité a été multipliée par quatre. Le mix de renouvelable s'est également diversifié en passant d'un mix dominé par l'énergie hydroélectrique en 1990 à un mix mieux diversifié entre les différentes technologies. Dans le mix actuel, l'énergie solaire et éolienne représentent près de la moitié de la production à partir de renouvelables avec une importante accélération de la part du solaire, qui était quasi inexistant il y a 10 ans (Figures 1 & 2). Comme toute énergie, les renouvelables intermittentes ont leurs avantages et défauts, le majeur défaut étant bien entendu leur intermittence elle-même. Les réserves de capacités au charbon et gaz doivent assurer leur disponibilité à tout moment pour injecter de la puissance en cas d'arrêt des injections de la part de ces capacités intermittentes. De même, une

¹ A vrai dire, les conditions standard des licences de fourniture d'électricité laissent la possibilité de désigner un fournisseur de dernier recours dans le cas où la licence d'un fournisseur serait annulée par les autorités.

part importante d'énergies renouvelables implique d'importantes capacités participant aux services systèmes. La nature non dispatchable² des installations intermittentes fait ainsi courir des risques pour la fiabilité et la sécurité de fourniture et augmente le risque de détérioration de la qualité de l'électricité si un fort degré de coordination de court terme n'est pas assuré.

Figure 1 : Production à partir d'énergie renouvelable (1990-2010).

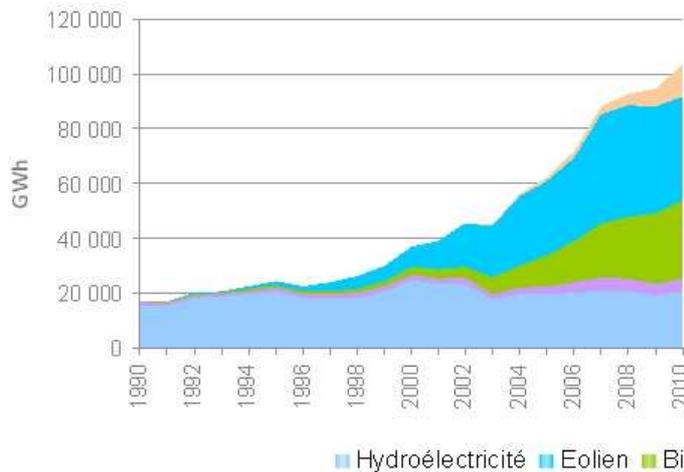
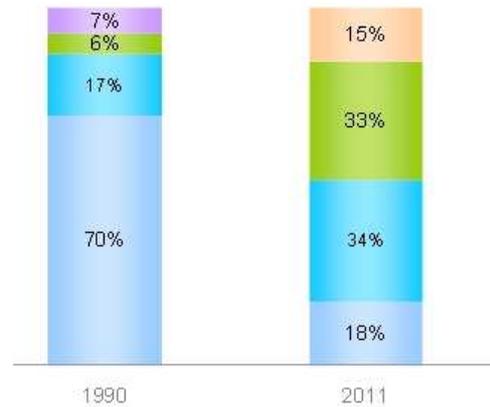


Figure 2 : Evolution de la part des énergies renouvelables par technologie de production entre 1990 et 2011.



Source : BMU 2010.

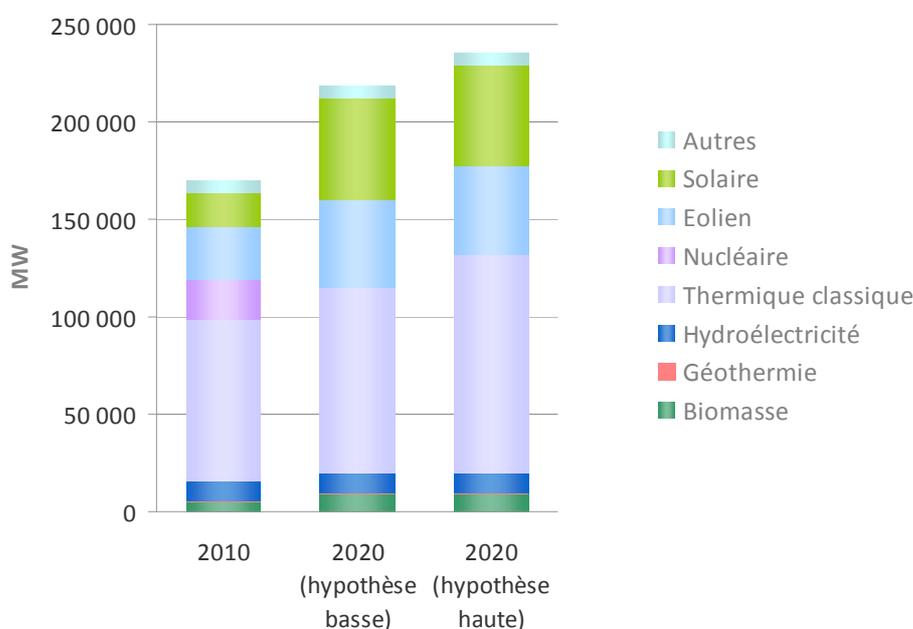
A cette coordination de court terme vient s'ajouter la coordination de long terme qui correspond aux investissements et à la planification des réseaux, et plus particulièrement ici des réseaux basse tension. En effet, la capacité d'énergies renouvelables, principalement solaire et éolien, connectée chaque année aux réseaux basse tension tend à dépasser la capacité traditionnellement raccordée aux réseaux haute tension (Kema, 2011). 79% de la capacité totale installée en 2009 était raccordée aux réseaux de distribution, dont 99% était intermittente (BNetzA, 2010). Selon les estimations hautes, la part de la DG pourrait atteindre la moitié de la capacité totale installée en Allemagne en 2020, ce qui explique pourquoi la DG est l'un des principaux moteurs aux investissements réalisés actuellement pour l'expansion et le renforcement des réseaux de distribution BDEW, 2011a).

D'autre part, au même titre que pour les énergies renouvelables centralisées, la croissance de la DG renforce encore le besoin d'assurer une coordination de court terme efficace. Le fait que les réseaux de distribution n'aient pas été initialement conçus pour faire remonter les flux d'aval en amont peut impliquer des contraintes de gestion. La forte pénétration de la DG en Allemagne implique des flux bidirectionnels de plus en plus capables de causer des contraintes nouvelles dans la gestion des réseaux, qui peuvent encore une fois avoir un impact potentiellement négatif sur la sûreté du système. La nature largement intermittente de la DG renforce encore le besoin en capacités de réserve disponibles et de participation des centrales classiques aux services systèmes pour assurer à tout moment le maintien de la tension et de la fréquence (Bayod-Rújula, 2009). De plus une production DG de plus en plus intermittente peut causer de nouveaux problèmes de gestion des congestions (Strbac, 2007) (Sioshansi, 2011). Une intégration croissante de la DG doit alors aller de paire avec une exploitation fine des réseaux haute et basse tension. Une plus ample utilisation du comptage, de la communication et une gestion à distance des équipements de consommation aurait pour effet de faciliter la participation de la DG au marché et d'améliorer l'efficacité globale du système (Sioshansi, 2011).

² C'est à dire que leur démarrage et dans une moindre mesure leur arrêt ne sont pas pilotés par un opérateur.

Enfin, la décision de sortie progressive du nucléaire va priver l'Allemagne de 18% de sa production en base, non émettrice de CO₂ d'ici 2022. Selon l'ENTSO-E, « la réduction immédiate de la marge entre production et la demande a résulté en un système très chargé sur certains des niveaux de voltage les plus bas » (ENTSO-E, 2012). Cependant, l'Allemagne cours moins le risque d'atteindre une réserve de capacité insuffisante que de renforcer encore les contraintes auxquelles elle fait déjà face. En effet, cette perte de production devrait être substituée en partie par un plus grand recours aux centrales thermiques actuellement en construction ou dont le projet de construction sera « très certainement » accepté. De plus, la contribution des énergies renouvelables, à la fois centralisées et diffuses, devrait elle aussi être renforcée si l'Allemagne ne veut pas détériorer trop sévèrement son empreinte carbone. Selon le BDEW, les capacités thermiques qui seront installées en 2020 devraient être comprises entre l'équivalent des 2/3 allant jusqu'à trois fois l'équivalent du parc nucléaire avant les premiers arrêts de tranche (Figure 3). Par ailleurs, si l'Allemagne parvient à atteindre ses objectifs d'intégration d'énergie renouvelables d'ici 2020, la part des capacités de production intermittente ne devrait alors pas être inférieure à 40% de la capacité totale dont près de la moitié raccordée au réseau basse tension.

Figure 3 : Parc de production allemand en 2020 (MW).



Source : Auteur à partir des données BDEW 2011 et German Federal Government Renewable Energy Action Plan 2010 (BDEW, 2011b) (BMU, 2010).

La diffusion des compteurs intelligents et des mesures de gestion de la demande devraient, dans le cadre allemand, être décidée de manière à faciliter l'intégration de ces flux très intermittents (Stadler, 2008), à réduire le besoin en réserves (Strbac, 2008) (Wissner, 2011) et réduire la demande pour minimiser les futurs besoins d'investissements en nouvelles capacités dispatchables et fortement émettrices.

Le Royaume-Uni a lui aussi adopté des objectifs ambitieux de pénétration des énergies renouvelables et de réduction de ses émissions de GES. Cependant, contrairement à l'Allemagne, ce ne sont pas les contraintes liées à ces objectifs qui ont façonné le plan de déploiement des nouveaux compteurs, et ce pour deux raisons. D'une part le niveau total d'énergie intermittente que s'est fixé le Royaume-Uni pour 2020 reste relativement bas par rapport aux objectifs allemands (37,3 GW vs.

106,3 GW) (DECC, 2011) (Bundeskabinett, 2010). D'autre part, la DG devrait elle aussi jouer un moindre rôle étant donné que la stratégie britannique pour plus de renouvelables se concentre avant tout sur la construction de fermes éoliennes centralisées et de centrales biomasse³.

La décision d'équiper l'ensemble des consommateurs de détail d'équipements de comptage intelligent s'explique davantage par le fameux principe de « supplier hub » mis en place avec la libéralisation des secteurs électriques et gaziers. La libéralisation complète du marché est sensée apporter les innovations qui devront à leur tour stimuler la concurrence. Et comme souligné par Haney et al (2009), un marché de détail réellement concurrentiel dépendra des innovations réalisées sur le comptage. Si la stimulation de la concurrence de détail est bien l'objectif premier des futurs compteurs, le plan de déploiement devrait également permettre un second bénéfice, celui d'éliminer le risque de forclusion observé chez les DNOs.

Pour reprendre les termes de l'Ofgem (2008), « les compteurs intelligents pourraient avoir un impact matériellement bénéfique pour une fourniture concurrentielle en apportant aux consommateurs une meilleure information, leur permettant ainsi une comparaison facilitée des tarifs et un changement de fournisseur réalisé en un temps réduit⁴ ».

En d'autres termes, les compteurs intelligents sont un moyen de réduire les coûts de changements associés à un changement de fournisseur. La théorie des coûts de changement développée par Klemperer (1987a 1987b) offre un cadre d'analyse pour comprendre les inerties et comportements apparemment irrationnels observés chez les consommateurs. Ceux-ci préférant demeurer auprès de leur fournisseur historique plutôt que de faire jouer la concurrence alors même que des gains substantiels peuvent en être attendus. La théorie des coûts de changement permet également de comprendre certaines caractéristiques des stratégies des fournisseurs (toute activité confondue) vis-à-vis du démarchage de leurs clients. Ainsi, un fournisseur fait face à un compromis entre investir dans de nouvelles parts de marché en réduisant son prix, et maintenir ses profits en conservant un prix élevés. Au Royaume-Uni, ce compromis se traduit par une stratégie des Big Six centrée sur le maintien de leurs parts de marché existantes avec peu de stratégies agressives destinées à démarcher les clients fournis par un concurrent. Une telle stratégie impliquerait que le fournisseur opère une réduction de son prix au moins égale au coût de changement perçu par les consommateurs pour attirer de nouvelles parts de marché avant éventuellement de ré-augmenter ses prix. Cependant, cette stratégie suppose aussi que le fournisseur réalise des pertes égales à la réduction opérée auprès de ses consommateurs historiques durant la période de démarchage. Par conséquent, et même en l'absence d'entente entre les fournisseurs, la présence de coûts de changement leur confère un pouvoir de marché sur leurs clients et crée de potentiels profits de monopole.

L'accès à l'information et la réduction du temps de changement sont deux éléments qui permettront de réduire le coût de changement (Mollard, 2007). La recherche d'information et la comparaison d'offres concurrentes sont une étape clé dans le processus de décision d'achat. Rendre cette information claire précise et facilement accessible réduit alors l'incertitude ressentie par le consommateur vis-à-vis des différentes alternatives. L'information est également sensée induire une attitude favorable vis-à-vis du processus de changement de fournisseur. D'autre part, la réduction du temps de changement est sensé avoir un impact sur les coûts transactionnels que représentent les démarches nécessaires à la résiliation et au démarrage d'un nouveau contrat. Selon les estimations de l'Ofgem, ces coûts de changement représentent en moyenne £100/an/consommateur (124€)(Ofgem, 2008).

³ Selon le *Renewable Energy Roadmap* britannique (2011), les énergies renouvelables devraient être multipliées par cinq par rapport à leur niveau de 2010 pour atteindre 31% de capacité installée en 2020, parmi lesquels, 80% devraient être produits par des fermes éoliennes.

⁴ "Smart meters could have a materially beneficial impact on supply competition, by providing consumers with better information, enabling them to assess competing quotes more easily and shortening the switching process" (Ofgem 2008).

La question de la forclusion exercée par les DNOs nécessite un retour sur les modalités de la propriété des compteurs. En effet, si le marché de comptage est bien ouvert à la concurrence depuis 2003, les compteurs posés avant cette date par les DNOs restent des actifs régulés, sous leur propriété. La réglementation britannique prévoit que tant qu'un compteur n'a pas été remplacé par un fournisseur, alors celui-ci reste un actif régulé sous la propriété de l'entité l'ayant installé. Selon ces mêmes règles, tout remplacement de compteur, qu'il ait atteint la fin de sa durée de vie ou qu'il soit incompatible avec une nouvelle offre, passe automatiquement la propriété de l'appareil du DNO au fournisseur. Les fournisseurs sont encouragés à proposer de nouveaux services énergétiques à forte valeur ajoutée et les offres comme le prépaiement ou les offres bi-énergies ont ainsi pu se développer pour être les produits qui stimulent le plus la concurrence sur le marché de détail actuellement. Malgré tout, il a été estimé que moins d'1% du parc de compteurs de détail a été remplacé au cours de l'année 2009 et que plus de 90% du parc demeure toujours sous la propriété des DNOs (Zhang et al., 2008).

Cette question de la propriété du compteur au Royaume-Uni est source de contraintes pour achever un marché parfaitement concurrentiel. En effet, les études de l'Ofgem montrent que les DNOs ont eu tendance à abuser de leur position dominante et ce depuis l'ouverture du marché de comptage. Cet abus s'est manifesté de deux manières.

- Les DNO ont rendu le processus de changement de fournisseur contractuellement compliqué et peu transparent. Les arrangements commerciaux passés entre gestionnaire de réseaux et fournisseurs ou tiers autorisés (les opérateurs de compteurs) ont parfois contenu des clauses anticoncurrentielles telles que des prix planchers sur les nouveaux compteurs ou des quotas de compteurs à remplacer chaque année (Littlechild, 2005). Certains DNO ont à ce titre été pénalisés par le régulateur. Notamment, National Grid a dû s'acquitter d'une amende de £30 millions pour avoir ainsi entravé la libre concurrence (Ofgem, 2008).
- D'autre part, avant 2006, le transfert des données techniques de comptage entre le compteur, le DNO et le fournisseur n'était pas standardisé entre les différents DNOs. Tout changement de fournisseur impliquait que le nouvel entrant devait contacter le DNO responsable du compteur pour en obtenir les codes d'accès, s'assurer que l'équipement était compatible avec son offre et lui permettre d'exploiter le compteur. L'accès aux codes du compteur passait par une procédure administrative spécifique à chaque DNO ce qui s'est traduit par des délais importants dans le processus de changement de fournisseur ainsi que par de nombreuses erreurs retrouvées dans les bases de données consommateur des fournisseurs ayant eu à traiter avec plusieurs DNOs. Les gains d'efficacité attendus de la libéralisation des activités de comptage s'en sont donc retrouvés sérieusement tronqués.

Une première réponse a été apportée dès 2006 par l'Ofgem en centralisant sur une plateforme commune les codes d'accès des compteurs. La procédure de transfert des données techniques de comptage a alors été standardisée et les coûts de gestion de la plateforme répartis entre les différents utilisateurs, régulés et indépendants. Chaque utilisateur a actuellement la responsabilité d'alimenter la plateforme de telle manière que lorsqu'une demande de changement de fournisseur est réalisée par un consommateur, le fournisseur entrant informe directement le DNO responsable du site du changement de contrat via la plateforme. Puis, c'est au DNO de vérifier que le compteur du site en question soit techniquement compatible avec l'offre proposée par le nouveau fournisseur. Le DNO doit alors transférer les codes d'accès du compteur du fournisseur sortant au fournisseur entrant. De cette manière, tout fournisseur est en mesure de savoir de quel équipement technique est équipé un site et doit en informer la plateforme en cas de remplacement.

Malgré cette simplification dans la procédure, le délai de changement de fournisseur peut toujours durer jusqu'à 28 jours ce qui tend à renforcer encore le besoin de réduire la durée de changement de fournisseur. Les études réalisées par l'Ofgem (2008 & 2010) indiquent que malgré la possibilité de réaliser des économies en changeant de fournisseur, certains consommateurs restent réticents à entamer une procédure de changement et ont pour certains développés une attitude négative à l'encontre de ce processus. Les barrières qui sont apparues avec la libéralisation des activités de comptage et les coûts de changement ont pour ainsi dire contribué à limiter l'émergence d'un marché de fourniture de détail simple et contraignent une concurrence efficace.

La décision de mandater un déploiement complet d'ici 2019 des compteurs d'électricité et de gaz auprès des consommateurs de détail devrait ainsi permettre d'atteindre le double objectif de :

- Achever un marché de comptage parfaitement concurrentiel. La propriété des compteurs sera entièrement passée aux fournisseurs indépendants et le dernier lien entre consommateurs et gestionnaires de réseau sera enfin éliminé.
- Supprimer le risque de forclusion de la part des DNOs, de rendre plus efficace le processus de changement de fournisseur et renforcer la concurrence à travers une infrastructure de transfert des données adaptée (cf. 2.2).

Partie II: Etat des lieux du déploiement des compteurs intelligents:

Au jour d'aujourd'hui seul le Royaume-Uni est parvenu à mettre en place un plan de déploiement d'AMI. Si le déploiement des compteurs ne figurait pas parmi les objectifs premiers de l'Allemagne, l'incident nucléaire de Fukushima et sa décision de fermer définitivement son parc nucléaire pourraient bien replacer la question des compteurs en bonne place dans la stratégie énergétique du pays. Cependant, comme mentionné par Clastres (2011), le déploiement des compteurs intelligents pose deux questions fondamentales: Qui doit être responsable des investissements et comment gérer les données issues du comptage intelligent ? Les cas étudiés ici apportent des réponses atypiques à ces questions.

2.1: Une organisation du marché de fourniture allemand qui bloque un investissement efficace dans la technologie:

L'Allemagne a lancé plusieurs initiatives pour promouvoir le développement du comptage intelligent et inciter les fournisseurs et opérateurs de compteurs à développer et proposer ces équipements. L'Allemagne a amendé sa loi sur l'Energie, pour stimuler ce marché. Il est ainsi prévu que :

- Toute nouvelle construction ou bâtiment rénové soit équipé d'un compteur intelligent au même titre que tout site de détail ayant une demande supérieure à 6 000kWh/an⁵ (EnWG Section 21).
- Les fournisseurs doivent proposer à leurs clients de détail une tarification dynamique comprenant au moins deux blocs de temps (tarif au Time of Use) pour stimuler la *demand response* (EnWG Section 40).

En parallèle, l'Allemagne a lancé le projet pilote E-Energy pour tester la technologie smart grids et tirer les leçons d'une large adoption des compteurs intelligents.

Enfin, 10 mois après l'incident de Fukushima, l'Allemagne a publié son Livre Vert « *Smart Grids and Smart Markets* » qui décrit les réseaux intelligents du futur et centralise les objectifs de modernisation des réseaux et des marchés (BNetzA, 2011).

En dépit de ces mesures, les acteurs du secteur clament un manque de clarté important dans le cadre de régulation en place qui empêche les investissements nécessaires d'être réalisés. L'équipement en compteurs intelligents des sites de détail est ainsi particulièrement faible en Allemagne avec un taux de pénétration inférieur à 0,05% par an (French Embassy in Germany, 2011). Seule une poignée des 860 fournisseurs allemands ont pris l'initiative de tester la technologie de manière volontaire (Intelligent Energy – Europe, 2011) et seulement deux d'entre eux, RWE et Yello Strom ont réussi à

⁵ Pour comparaison, la consommation moyenne d'un consommateur domestique allemand est de 3 500 kWh/an.

installer des compteurs intelligents à grande échelle⁶ (Haney et al., 2009). Par conséquent, le déploiement sur base volontaire semble être un processus lent qui a peu de chances d'apporter une solution aux nouveaux enjeux auxquels l'Allemagne est confrontée.

Adopter la solution britannique et mandater un déploiement complet des compteurs résoudrait ce problème. Cependant, conserver des tarifs et un service de comptage régulés pour 40% des consommateurs domestiques bénéficiant du service universel risquerait de distordre la concurrence dans l'équipement en compteurs intelligents et de laisser apparaître d'importantes inerties de la part des acteurs indépendants. Mandater un tel déploiement sans au préalable apporter une révision du cadre de régulation serait ainsi susceptible de mener à des inefficacités, que ce soit au travers de verrous technologiques ou de verrous concurrentiels, en fonction du niveau de fonctionnalité des appareils de comptage tel que défini par les autorités. Ce degré de fonctionnalité s'appliquerait aux équipements fournis à la fois par les fournisseurs indépendants et les fournisseurs verticalement intégrés et régulés.

Tout d'abord, fixer un niveau de fonctionnalités minimales « bas » aurait potentiellement pour effet de résulter en des verrous technologiques chez les 40% des sites pour lesquels un fournisseur intégré assure ses missions de service de dernier recours. En effet, il est très peu probable que ces fournisseurs cherchent à développer un appareil qui dépasse le niveau de fonctionnalité requis par les autorités. S'il le faisait, les surcoûts engendrés par le développement d'appareils plus performants risqueraient de ne pas être admis dans la définition de coûts raisonnables et se financeraient ainsi de manière volontaire. En d'autres termes, ces derniers ne seraient pas assurés de pouvoir passer leurs coûts d'investissements dans les tarifs et courraient alors un risque d'investissement.

Dans le cas où le consommateur ne déciderait pas de changer de compteur (ou d'offre énergétique impliquant un remplacement anticipé de l'appareil), les compteurs installés par ces opérateurs resteraient en place tout au long de leur durée de vie, 20 ans. Sous cette hypothèse, ces consommateurs ne seraient pas en mesure de bénéficier des innovations réalisées notamment dans le domaine des programmes d'efficacité énergétique que les fournisseurs indépendants auront pu développer. En effet, contrairement aux fournisseurs régulés, les fournisseurs indépendants pourraient développer n'importe quelle fonctionnalité additionnelle capable de leur apporter un avantage comparatif et ne sont pas restreints par les fonctionnalités minimales fixées.

Néanmoins, l'option d'un niveau bas de fonctionnalité aurait l'avantage de laisser aux opérateurs indépendants une gamme étendue de produits et services énergétiques à développer. Dans un tel cas, un marché réellement concurrentiel et diversifié dans les offres proposées serait susceptible de se développer. Des compteurs permettant la proposition de services énergétiques à haute valeur ajoutée serait l'avantage comparatif sur lequel la concurrence pourrait se développer et attirer de nouvelles parts de marché. Ainsi, cette option pourrait aboutir à ce que les offres les plus efficaces développées par les acteurs indépendants attirent les consommateurs au service universel désireux de bénéficier de tarifs et services plus adaptés à leurs besoins.

Cependant, un retrait anticipé des appareils à « basse performance » aboutirait à des coûts échoués potentiellement importants directement répercutés sur les consommateurs, ce qui réduirait les bénéfices attendus du comptage intelligent.

Inversement, fixer un niveau de fonctionnalités minimales « élevé » réduirait la possibilité qu'apparaissent des verrous technologiques importants mais pourrait avoir un effet néfaste sur la concurrence. En effet, si les fournisseurs de dernier recours étaient autorisés à développer et installer des compteurs intelligents aux fonctionnalités élevées, les services énergétiques à forte valeur ajoutée attendue des fournisseurs indépendants ne pourraient se développer qu'à la marge et n'attireraient que des consommateurs de niche. Selon cette hypothèse, l'écart technologique entre les compteurs installés dans les 40% des sites sous contrat universel et des compteurs proposés par les opérateurs indépendants serait réduit. Les consommateurs ayant recours à un fournisseur régulé pourraient bénéficier d'offres plus innovantes, capables d'apporter des solutions efficaces pour la gestion de leurs

⁶ RWE prévoit de déployer 100 000 compteurs intelligents à Mulheim, où il est actuellement impliqué dans le projet E-Energy "Model City of Mannheim". RWE et Yello Strom sont les seuls fournisseurs à proposer des compteurs intelligents à grande échelle.

consommation. Toutefois, cela se traduirait par une marge de manœuvre réduite pour les fournisseurs indépendants qui pourrait se faire au détriment de la concurrence.

Par conséquent, il semble que la coexistence sur un même marché de deux types d'acteurs répondant à deux types de règles conduise à des pertes d'efficacité quels que soient les fonctionnalités établies.

Deux types de modèles d'organisation émergent alors pour trouver une alternative. Le premier consiste à suivre le modèle britannique en supprimant l'obligation de dernier recours et en laissant les fournisseurs interagir en fonction d'une seule et même règle de marché. Cela aurait pour effet d'éliminer le problème de verrou technologique et dynamiserait la concurrence. Cependant, la transposition d'un tel modèle en Allemagne où les activités de fourniture sont très localisées, pourrait conduire à de lourdes modifications structurelles de son activité de fourniture. Dé-intégrer les 760 petits fournisseurs resterait ainsi un arbitrage entre les avantages potentiels d'un parc de compteurs intelligents à forte valeur ajoutée et les coûts de transaction résultant des actions de dé-intégration des fournisseurs locaux.

Une deuxième solution consiste en un retour en arrière et une ré-intégration des activités de comptage en ne se concentrant que sur la libéralisation des données de comptage et non plus des actifs de comptage. Les gestionnaires de réseaux de distribution seraient responsables du déploiement des compteurs et resteraient propriétaires des actifs de comptage. Pour que la concurrence de détail soit efficace, ils devraient accorder un accès sans discrimination à ces actifs pour la fourniture de l'énergie et laisser aux fournisseurs le soin de gérer les données de consommation. Ce retour en arrière est la solution qui a été adoptée par les Pays-Bas, qui, avec l'Allemagne et le Royaume-Uni était l'un des trois pays européens à avoir libéralisé ses activités de comptage. Comme l'Allemagne, les Pays-Bas sont particulièrement préoccupés par l'intégration des l'énergie intermittentes et l'équilibrage de leur système. Et comme le Royaume-Uni, les Pays-Bas ont mandaté un déploiement complet des compteurs intelligents qui doit être achevé d'ici 2016. La décision du gouvernement néerlandais de n'ouvrir au marché que les données issues du comptage intelligent ne fait que souligner le fait que le bénéfice réel à attendre du comptage intelligent proviendra bien des services qui se développeront autour des données de consommation et non du marché des compteurs lui-même.

2.2: Le modèle particulier de l'infrastructure de comptage intelligent britannique:

En mandatant son déploiement des compteurs intelligents, le Royaume-Uni a dû adapter sa chaîne de valeur de manière à éliminer les entraves à la concurrence dans la transmission des données de comptage. Il est important de discerner ici deux types de données issues des compteurs.

- Les données techniques d'une part, qui concernent les informations d'exploitation du compteur de type code d'accès, fonctionnalités de l'appareil ou encore fournisseur en charge. Les données techniques représentent l'ensemble des données nécessaires à une procédure de changement de fournisseur efficace et rapide.
- Puis les données métrologiques d'autre part qui représentent les données de consommation dans le temps.

Comme indiqué dans le Smart Metering Implementation Programme (2011), les fournisseurs et opérateurs de comptage sont les uniques responsables de l'investissement et de l'installation des compteurs dans la mesure où ces appareils répondent aux exigences d'interopérabilité. Ils sont libres de développer les appareils les plus attractifs aux yeux de leurs consommateurs et de mettre en place les services énergétiques les plus à même de leur apporter un avantage comparatif (DECC & Ofgem, 2010). Dans la future infrastructure de comptage, les DNOs ne devraient plus être un intermédiaire dans le transfert de données et ne seront plus autorisés à connaître les données de consommation d'un site particulier. Seul les fournisseurs et tiers autorisés seront autorisés à accéder directement aux données de comptage.

Dès 2019, à la fin du plan de déploiement, l'ensemble des compteurs sera libéralisé. Cependant, ce simple passage de propriété ne permet pas à lui seul d'éliminer la contrainte de discrimination dans l'accès aux données techniques. Au contraire, un simple passage de la propriété des compteurs aurait potentiellement pour effet de faire passer ce risque de forclusion des DNOs aux fournisseurs. Comme mentionné par la Chambre des Communes (2011). Ce risque de maintenir la possibilité que des comportements anticoncurrentiels perdurent devrait apparaître dans les premières années du plan de déploiement. Cela pourrait résulter en des résultats opposés aux bénéfices attendus du remplacement, et même « accroître les barrières au changement [de fournisseur] et réduire le taux de changement sur le court terme »⁷ (House of Commons, 2011). Le problème résulte dans le fait qu'une fois le passage de propriété achevé, alors ce sera aux fournisseurs d'assurer la responsabilité du transfert des données au moment d'un changement de fournisseur. Or les fournisseurs ont un intérêt direct à adopter un comportement de rétention de ces données pour ne pas avoir à supporter de réductions de leurs parts de marché. Cette situation devrait alors mener à un nouveau type de discrimination sur l'accès aux données.

Assurer le transfert sans discrimination des données techniques sera ainsi une tâche « importante pour maximiser les bénéfices du comptage intelligent »⁸ (DECC & Ofgem, 2011b). En réponse, le Royaume-Uni a conçu une infrastructure de comptage sensé garantir un accès sans discrimination à la fois aux données techniques et métrologiques. Le modèle britannique sera ainsi basé sur la mise en place d'une nouvelle entité régulée, la Data Communication Company (DCC), qui devrait être opérationnelle à partir de 2014. La DCC sera chargée d'assurer la centralisation et le transfert de ces données de manière indépendante. Si la phase de déploiement a d'ores et déjà démarré, le déploiement de masse devrait débuter avec l'arrivée de la DCC et les barrières soulevées par la Chambre des Communes ne concerner « que » un million de consommateurs ayant remplacé leur compteur et décidé de changer de fournisseur avant 2014 (House of Commons, 2011). Une fois le déploiement achevé en 2019, et la DCC l'unique intermédiaire indépendant dans le transfert des données, les caractéristiques techniques des sites de consommation devront être enregistrées par la DCC et tout changement de fournisseur sera automatiquement envoyé aux opérateurs concernés. Comme noté par Littlechild (2005), le délai de changement de fournisseur ainsi que les erreurs de capture de données seront ainsi réduites.

Comme on peut le voir sur la figure 3, la DCC va représenter un nouveau maillon sur la chaîne de valeur électrique (et gazière) et sera l'intermédiaire entre les consommateurs de détail, les fournisseurs et le reste du système via les gestionnaires de réseaux de distribution. En plus d'assurer le transfert des données techniques nécessaires au changement de fournisseur, elle sera en charge de collecter, traiter et agréger les données de consommation avant de les redispacher aux DNOs.

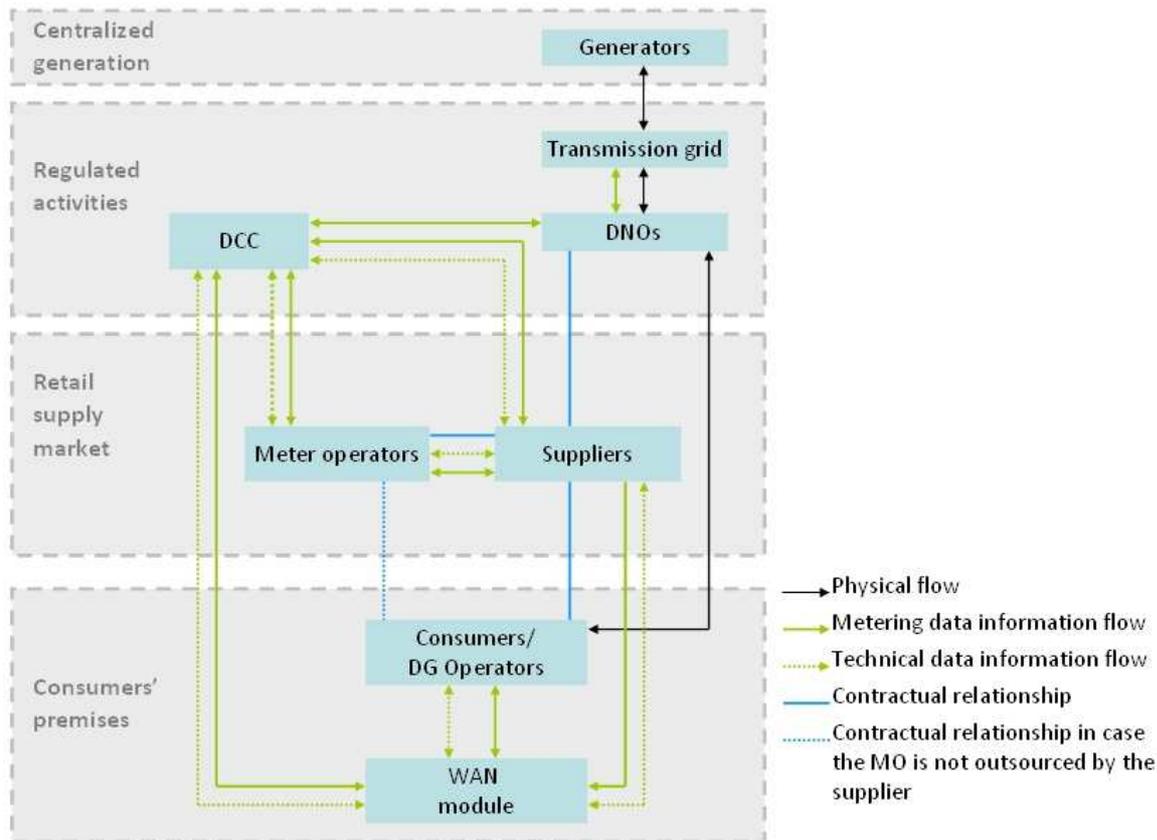
Afin de s'assurer une transmission efficace des données entre les différents opérateurs, il faut avant tout garantir l'accès de ces données à la DCC. Ainsi, l'approche britannique est basée sur le déploiement de modules WAN multi-énergie en parallèle du déploiement des compteurs. Les WAN centralisent les données issues des compteurs électriques et de gaz à l'échelle locale. Si les fournisseurs vont bien hériter de la propriété des compteurs intelligents une fois ceux-ci installés, les autorités britanniques ont décidé que l'installation des modules WAN serait de la responsabilité de la DCC et que ces actifs resteraient régulés.

Finalement, la DCC devra remplacer les plateformes d'accès aux codes compteurs pour l'électricité et le gaz et ne sera autorisée à mener aucune activité à but commercial afin de ne pas distordre la concurrence. Notamment, elle ne sera pas autorisée à fournir des services d'équilibrage y compris en cas d'urgence.

Figure 3: Organization of the British Smart Metering System.

⁷ “increasing barriers to switching and less switching in the short term”. (House of Commons, 2011).

⁸ “will be important in order to maximize the benefits of smart metering” (DECC & Ofgem, 2011).



Source : Auteur.

Partie III: Du comptage intelligent au smart grids: quelques éléments pour maximiser les bénéfices du comptage intelligent

Si l'on élargi le raisonnement pour ne plus prendre en compte que les seuls compteurs intelligents mais bien l'ensemble d'un réseau intelligent, des préoccupations majeures semblent apparaître dans les deux cas étudiés.

En considérant les problématiques propres au cas Allemand, il semble que la clé de la maximisation des bénéfices du comptage intelligent dépende de la réussite de créer un système effectivement intégré. Par système intégré on entend un système où l'amont et l'aval de la chaîne de valeur participent de manière égale au bon fonctionnement du système. Par conséquent, le rôle du futur GRT sera central dans ce pays. En ce qui concerne notre cas britannique, il semble que la difficulté majeure qui sera à surmonter sera d'effectivement inciter les fournisseurs à développer de réels services d'efficacité énergétique.

3.1: Quelle organisation pour une gestion du système efficace et indépendante en Allemagne?

Le système électrique allemand se transforme peu à peu pour accorder un rôle croissant aux énergies intermittentes et décentralisées dans la fourniture d'électricité. De même, les acteurs décentralisés agrégés devraient être amenés à participer de plus en plus aux activités de marchés et d'équilibrage au fur et à mesure que la technologie smart grids est diffusée. Comme mentionné par Wissner (2011), l'introduction du comptage intelligent en Allemagne devrait « former un élément

crucial d'un système énergétique équipé en technologie d'information & communication [...] qui aide à rapprocher les secteurs amont et aval de la chaîne de valeur ». C'est sous cette même perspective de système intégré que les autorités allemandes ont élaboré leur Livre Blanc sur le smart grids et marchés intelligents et qu'est actuellement réalisé le pilote E-Energy⁹. Par conséquent, il est raisonnable de penser que le futur smart grids allemand devra être articulé autour d'un gestionnaire de réseau de transport (TSO) qui réponde aux quatre conditions préalables suivantes :

- Il devra garantir un fort degré de coordination de court terme. Par coordination de court terme, on se réfère à la dimension de contrôle du système tel que défini par Künneke et al. (2010). En d'autres termes, le besoin croissant de développer la DR en plus des défis que représente la forte intégration des renouvelables intermittentes et de la DG suppose une forte coordination entre les différents maillons de la chaîne de valeur. Les opérations d'équilibrage en temps réel et la fourniture de services systèmes doivent être effectuées de manière efficace afin d'assurer la continuité de fourniture et une qualité élevée de l'électricité.
- De plus, le besoin en raccordement des nouvelles zones de production éolienne dans la mer du nord et la croissance de la production décentralisée impliquent un degré élevé de coordination de long terme de planification pour adapter les réseaux à ces productions. Ceci demande une considération de ces injections sur les plans de développement des réseaux situés en amont des réseaux de distribution. D'autre part, cela implique un transfert efficace de l'information entre les différents niveaux de tension, réseaux de distribution et transport, pour un développement cohérent de l'ensemble du système.
- Le TSO devra garantir un accès sans discrimination des tiers aux réseaux, indépendamment de leurs caractéristiques. En effet, l'opérateur chargé d'intégrer la production décentralisée et la ressource DR sur le marché devra assurer son indépendance vis-à-vis des différents acteurs participants. Les règles qui devront encadrer le futur TSO allemand dans un contexte de smart grids devront assurer que ce dernier ne sera pas incité à favoriser un certain acteur au détriment d'un autre, que cette discrimination se fasse entre opérateurs centralisés, entre producteurs et fournisseurs de ressource d'effacement ou encore entre production centralisée et décentralisée.
- Enfin, un modèle SO conçu autour de ces nouveaux enjeux devra être adopté au moindre coût, c'est-à-dire en cherchant à minimiser les coûts de transaction issus de la définition de son statut légal et de son mode de gouvernance.

La question de la coordination dans le transfert d'information, l'exploitation de court terme et les investissements en capacités nouvelles a été adressée dans de nombreux travaux. Ces travaux ont concerné d'une part les conséquences de l'unbundling sur l'efficacité globale du système avec les travaux pionniers de Joskow & Schmalensee (1983). Pour eux, la complexité qui accompagne la séparation entre les activités en concurrence et en monopole implique des pertes d'efficacité sur le court et long terme dues à la perte de synergies verticales étant donné la forte interdépendance qui existe entre les différentes étapes de la chaîne. Par la suite, cette question a été vastement traitée dans les travaux menés par Meyer (2010), Brunekreeft & Meyer (2011). Par ailleurs, d'autres travaux se sont concentrés sur les modèles d'unbundling et la réalisation des tâches clés ou « fonctions techniques critiques » pour reprendre l'expression de Künneke et al., 2010, directement construite à partir de l'étude de Finger et al. Celle-ci servira de référence à de nombreux autres travaux (Rious et al., 2009) qui se sont attachés à discuter des différents mécanismes de coordination de long terme, entre investissements en installations de production et investissements en réseaux de transport via la tarification réseaux. S'il est vrai que les études dédiées aux formes d'organisation de TSO sont principalement tournées vers leurs bénéfices et inconvénients vis-à-vis de la production centralisée et de la gestion des congestions aux interconnexions, l'indépendance du TSO et la coordination restent les fonctions critiques dans le contexte allemand d'adoption de la technologie smart grids. Ces

⁹ Le pilote E-Energy est un bon exemple pour illustrer comment l'Allemagne envisage son futur smart grids, notamment avec l'agrégation des consommateurs raccordés aux réseaux basse tension et de la production décentralisée dans des centrales virtuelles (VPP) qui seraient exploitées comme une seule entité. Ses services (production, stockage ou effacement) seraient valorisés sur le marché et échangés avec d'autres VPP et le reste du système.

différents apports ont en partie servi de socle aux travaux réalisés par Friedrichsen (2011) pour qui les bénéfices d'un smart grids ne peuvent être maximisés que si les acteurs centralisés, décentralisés et les réseaux sont coordonnés.

La question qui se pose alors est : Est-ce que les TSO présents actuellement en Allemagne répondent à ces conditions, et si non, quel modèle de TSO devrait être adopté ? En accord avec la Directive Européenne 2009/72/CE¹⁰, les Etats Membres peuvent choisir entre trois modèles de gestionnaire de réseau de transport :

- Un opérateur système indépendant ou *deep ISO*. L'objet de ce modèle est d'effectivement séparer les activités d'exploitation et de gestion des réseaux. Ainsi, la propriété des infrastructures et les missions d'investissement et maintenance sont laissées au propriétaire du réseau et seules les tâches d'accès aux infrastructures, d'équilibrage et de gestion des pertes sont exécutées par un opérateur système indépendant. Ce modèle a été adopté par de nombreux pays, principalement aux Etats-Unis et Canada, mais aussi en Europe (Ecosse, Irlande ou encore Bosnie). Aussi, il a été vastement commenté dans la littérature et de nombreux travaux se sont attachés à tenter de qualifier les bénéfices d'une telle organisation (Pollitt, 2012 ; O'Neill et al., 2006, Joskow, 2005, Boyce et al., 2005). Ainsi, il apparaît que ce modèle parvienne bien à solutionner le problème de non discrimination dans l'accès aux réseaux mais ne résout par forcément la question de l'adéquation d'investissement. Sur ce point de l'adéquation d'investissement, la Directive prévoit que le modèle ISO soit en mesure d'orienter les investissements qui seront réalisés par le propriétaire des réseaux. Ceci correspond à la nature « *deep* » de l'ISO. La Directive prévoit que les décisions d'investissements ne se fassent pas de manière unilatérale en fonction des décisions du seul propriétaire réseau et qui pourraient potentiellement tendre à privilégier sa maison mère au détriment d'autres acteurs, mais prévoit une participation privilégiée du SO dans le processus de planification et expansion des lignes. Ce modèle a été conçu en premier lieu de manière à assurer la neutralité de l'opérateur dans l'accès aux réseaux des participants, mais aussi dans une volonté de cohérence renforcée entre les besoins en capacités du système et les investissements. Même s'il est vrai que l'objectif poursuivi au travers d'un processus de prise de décisions d'investissements partagé avec l'ISO est le renforcement des interconnexions, et donc du marché interne Européen (Pielow, 2009), cette fonction de l'ISO devrait également permettre de mieux prendre en compte les besoins ressentis sur l'aval des réseaux. En effet, l'ISO est chargé de fournir aux utilisateurs des réseaux comme à leurs propriétaires les informations nécessaires à la poursuite de leurs activités respectives. Si le modèle ISO laisse aux seuls GRD le choix d'investissement sur leurs réseaux et n'est pas destiné à envoyer des signaux pour faciliter l'intégration de la DG, le transfert d'information tend au moins à renforcer la coordination entre les deux niveaux de tension du système. Enfin, comme pour l'adoption de toute nouvelle architecture, la mise en place d'un ISO peut s'accompagner de certaines contraintes parmi lesquelles se retrouve la question de la gouvernance. En effet, ce type d'organisation ne peut apporter des gains d'efficacité que dans la mesure où l'ISO ne reçoit aucune incitation à adopter un comportement stratégique dans l'accès des tiers aux réseaux (Friedrichsen, 2010).

- Le second modèle autorisé par la Directive de 2009 est celui de l'*ownership unbundling* (OU). Ce modèle qui est le modèle privilégié par Bruxelles implique une séparation complète des actifs de transport ainsi que de la gestion du système de l'opérateur historique. Concrètement, il s'agit de procéder à la vente de la majorité des parts des infrastructures réseaux à un ou plusieurs investisseurs extérieurs indépendants¹¹. Il est sensé éliminer tout conflit d'intérêt qui pouvait exister entre le TSO,

¹⁰ La Commission Européenne a exprimé ses préoccupations concernant les fournisseurs verticalement intégrés et les opérateurs juridiquement indépendants. Elle a déclaré que les systèmes étaient encore insuffisamment séparés, transparent, et sont restés soumis à une distorsion potentielle de la concurrence.

¹¹ European Parliament definition:

<http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=IMPRESS&reference=20090415BKG53730&language=HU>

alors filiale de l'opérateur historique verticalement intégré, et son entreprise mère. Les décisions d'investissement et les tâches de maintenance sont alors décidées de manière tout à fait indépendante des éventuels besoins de l'opérateur historique. Par ailleurs, sous ce modèle, l'exploitation du système est exécutée par un opérateur indépendant vis-à-vis des différents participants au marché, ce qui est sensé assurer une parfaite neutralité dans l'accès aux réseaux. Cette solution permettrait aussi d'alléger les fonctions de contrôle et d'évaluation menées par l'autorité de régulation et de faciliter le processus d'intégration des réseaux européens (CE COM, 2006).

Deux des quatre TSO allemands ont récemment choisi ce modèle. Vattenfall et RWE ont entièrement ou majoritairement vendu leurs parts dans leurs actifs de transport relâchant ainsi leur propriété. Vattenfall a vendu 60% de son réseau à Elia, le TSO belge, et les 40% restants au fond d'investissement australien Macquarie. RWE a vendu ses parts à un consortium d'investisseurs. E.ON qui avait lui aussi décidé de vendre la propriété de son réseau à l'utility hollandaise TenneT GmbH s'est vu récemment refuser la certification de la séparation par le régulateur¹².

Cependant, le modèle d'OU n'est pas sans inconvénients. Il n'est pas garanti que ce modèle parvienne à améliorer la coordination de court terme en raison de la séparation claire entre les activités exécutées du TSO, la production et les activités de fourniture. L'étude réalisée par Brunekreeft (2008), peut de temps avant la vente des parts des GRT montrait que l'un des résultats de la séparation de propriété en Allemagne serait d'augmenter le coût global du système par des pertes de synergies verticales non négligeables. Or ces pertes de synergies sont précisément à proscrire dans la situation allemande. Par ailleurs, si la séparation de propriété est bien censée résoudre le problème de la discrimination d'accès au réseau, l'indépendance et la neutralité attendue de l'OS peuvent être remises en question en Allemagne par la composition de sa structure de gouvernance. En effet, les conseils d'administration des deux sociétés vendues ont maintenu leurs anciens dirigeants et sont partiellement composées par les anciens cadres du conseil d'administration des anciens GRT intégrés. Cette question des décideurs et de leur potentielle non indépendance vis-à-vis de leur ancienne firme a été largement discutée dans la littérature (Barker et al., 1997) (Pollitt, 2012). Même si ces critiques s'adressent principalement aux cas de passage à un ISO, les conclusions peuvent être reprises pour un OU où tout intérêt financier de la part des décideurs dans l'un des participants au marché, pourrait entailler l'indépendance réelle du SO¹³ (Puga et al., 2009).

Enfin, la séparation de propriété entre la production et le transport peut impliquer des coûts de transactions importants et ne pas être possible politiquement (Joskow, 2005). Ce dernier point explique la forte opposition que ce modèle a reçu de la part des autorités allemandes notamment¹⁴. En effet, la question de la perte de propriété dans un pays comme l'Allemagne où le droit de propriété fait parti des droits constitutionnels, implique un problème juridique important¹⁵ (Säcker, 2008). Cette opposition a mené la Commission à élargir ses propositions de modèles de TSO au modèle de gestionnaire de système de transport indépendant (ITSO).

- L'ITSO, aussi connu sous le nom de *third way* étant donné son ajout tardif aux deux modèles précédents, ne consiste pas en un changement radical par rapport au modèle classique de dissociation juridique, mais renforce toutefois deux points particuliers.

L'indépendance des dirigeants doit être renforcée, notamment en soumettant la nomination du conseil d'administration au veto du régulateur. Les dirigeants ne devraient pas être autorisés à détenir des intérêts dans la société mère, pendant et après leur occupation à la direction du TSO. De plus, il

¹² L'achat du TSO allemand par TenneT a récemment été refusé par le régulateur allemand. Selon le BNetzA, TenneT ne rassemblait pas les deux conditions nécessaires au rachat du GRT qui sont d'une part d'assurer la totale indépendance vis-à-vis des producteurs et fournisseurs. D'autre part, TenneT n'a pas permis d'assurer les moyens financiers nécessaires à la gestion et exploitation du GRT allemand (BNetzA, 2012).

¹³ Au sens de l'Ordonnance 2000 de la FERC.

¹⁴ Selon Per Ove Eikeland (2011), la raison de la vente de propriété des deux GRT s'explique davantage par le montant des amendes infligées par la Commission Européenne que par des raisons d'efficacité du marché.

¹⁵ Cependant, tel que mentionné par Ehler (2009), la question de la vente des actifs de réseau peut être légitime si l'indemnité perçue reflète réellement la valeur de marché des actifs.

renforce l'indépendance financière des TSO avec la mise en œuvre d'une responsabilité limitée (société anonyme) dotée d'un conseil de surveillance et de gestion séparé et de fonds propres.

Contrairement aux deux autres modèles, les activités d'exploitation et maintenance des réseaux restent intégrées au sein du TSO existant et a donc l'avantage d'intégrer les fonctions de planification de long terme et de dispatching de court terme (Pollitt 2012). Comme il n'implique pas une profonde restructuration par rapport au modèle classique de séparation juridique, il doit être facile à adopter à condition que l'organisme de réglementation puisse assurer efficacement son rôle.

Néanmoins, en dépit des règles de gouvernance plus strictes, le risque d'apparition d'un conflit d'intérêts ne peut être écarté (Säcker, 2008) et son impact sur le renforcement de la concurrence est susceptible d'être limité, à la fois sur la question du raccordement¹⁶ et de l'accès sans discrimination des tiers aux réseaux (Friedrichsen, 2010). Seule une application *stricto sensu* de la définition de l'ITSO pourrait éliminer le risque de discrimination et rendrait ainsi ce modèle proche du modèle de l'ISO (d'Arcy et Finger, 2012). Cependant, il laisse ouverte la question des asymétries d'informations.

Le modèle d'ITSO est celui privilégié par EnBW. Le TSO a renforcé la séparation entre ses activités de production/fourniture et ses activités de transport en mettant en place une filiale indépendante, EnBW AG Transportnetze, en charge des investissements et de la gestion des interconnexions et a entamé une réflexion quant à une séparation de la propriété.

Au regard des trois modèles autorisés, et si l'on considère spécifiquement les fonctions et caractéristiques attendues d'un TSO en Allemagne, il semble que le modèle de l'ISO soit le plus efficace, ce qui tend à aller à l'encontre des choix d'organisation actuels (tableau 1). L'ISO semble représenter le meilleur arbitrage entre les besoins de coordination aux différents horizons de temps et d'indépendance tout en minimisant le coût de transaction lié à sa mise en place en laissant la propriété des réseaux à l'opérateur historique. Le modèle de l'ISO en Allemagne dans un contexte de smart grids intégré a également été préconisé par Friedrichsen (2011) car il permet de rallier l'exigence de forte coordination sans pour autant représenter une barrière à la concurrence dans l'accès aux réseaux. Elle souligne le fait que l'accès aux données et le fonctionnement du système doivent être exécutés de la même manière; neutralement et sans aucune discrimination. En conséquence, ces deux fonctions doivent être exploitées par le même opérateur. Selon elle, "Une solution ISO simplifie encore la structure du système en combinant les tâches d'exploitation et d'information et en évitant la duplication des infrastructures d'information. Ce modèle garanti également à l'opérateur du système l'accès aux données pertinentes à l'exploitation du réseau pour une plus grande fiabilité¹⁷ ».

Toutefois, la prévalence de ce modèle est discutable d'une part car elle va dépendre fortement de la structure de gouvernance qui assurera la neutralité effective de l'opérateur. Et d'autre part car les effets d'un modèle de séparation complète de la propriété sont encore peu connus, notamment sur la question de coordination de long terme. De bonnes performances sur ce poste pourraient remettre en question les résultats obtenus.

Tableau 1 : Avantages et inconvénients des modèles TSO selon les contraintes allemandes.

	Coordination de court terme	Coordination de long terme	Indépendance	Coût de transaction
Deep ISO	-	+	+ / -*	+
OU	-	?	+ / -*	-
ITSO	+	-	-	+

Source : Auteure.

* Va fortement dépendre de la structure de gouvernance de l'opérateur.

¹⁶ En ce qui concerne l'intégration des renouvelables, Puga et Lesser (2009) montrent que les opérateurs intégrés ont parfois freiné leur développement en étant réfractaires à démarrer les investissements nécessaires en extension de lignes.

¹⁷ "An ISO solution further simplifies the structure by combining system operation and information tasks and avoids the duplication of information infrastructure. It also secures the access to the relevant data for the system operator which is important on reliability grounds".

3.2 : Des règles inappropriées pour promouvoir la gestion de la demande au Royaume-Uni.

En plus de favoriser un changement de fournisseur plus efficace, le plan de déploiement des compteurs intelligents au Royaume-Uni devrait rapporter des gains opérationnels significatifs aux fournisseurs, qui devraient à leur tour se traduire par une baisse des prix payés par les consommateurs finals. Cependant, comme mentionné par Haney et al. (2009), les gains opérationnels ne représentent que l'un des deux éléments nécessaires pour effectivement maximiser les bénéfices de la technologie de comptage intelligent. Les gains d'efficacité énergétique, notamment à travers le développement de programmes de gestion de la demande représentent le second élément. Comme souligné par de nombreux auteurs (Borenstein, 2002; faruqui et al., 2007 ; Haney et al., 2009 ; Hogan, 2009 ; Chao, 2010), la gestion de la demande débouche potentiellement sur cinq grands bénéfices:

- Une meilleure gestion et fiabilité du système, notamment en améliorant l'efficacité des mécanismes d'ajustement, en réduisant les appels de pointe ou encore en limitant les congestions.
- La réduction des prix sur le marché de gros, sensée se refléter dans les prix payés par les consommateurs finals.
- Une dilution des pouvoirs de marché.
- Une meilleure utilisation du capital et des facteurs de charge qui réduit le besoin en investissement en capacité additionnelle sur le long terme.
- Un moindre impact environnemental lié aux consommations évitées.

Pourtant, il est peu probable que le Royaume-Uni parvienne à mettre en œuvre d'ambitieux programmes de DR dédiés à abaisser efficacement la consommation de détail en parallèle de son plan de déploiement des compteurs. Cela ne signifie toutefois pas que les consommateurs de détail ne seront pas capables de générer des gains importants. Comme mentionné plus haut, le renforcement de la concurrence par le biais d'un processus de changement de fournisseur simple et efficace devrait se traduire par un gain moyen pour les consommateurs de £100 par an (Ofgem, 2008). Mais jusqu'à présent, la question de l'efficacité énergétique a été tout à fait absente du débat entourant la pose des compteurs intelligents.

Pourtant, dès 2019, le Royaume-Uni sera l'un des rares pays à avoir éliminé les deux barrières majeures au développement des programmes de DR, qui sont la présence de tarifs régulés d'un côté et le manque d'équipement de comptage intelligent de l'autre (Chao, 2010). En effet, la présence des tarifs régulés, déterminés à l'avance, contraint la transmission d'un signal prix cohérent. Or, le Royaume-Uni a déjà éliminé ces tarifs et les contrats proposés aux consommateurs britanniques tous segments confondus reposent sur des offres de marché. En d'autres termes, le fait qu'il est très peu probable que le Royaume-Uni utilise son système de comptage intelligent pour promouvoir l'efficacité énergétique correspond davantage à un problème institutionnel que technique. En l'absence de certaines modifications du cadre de régulation britannique, il est raisonnable de penser que seuls les gains d'exploitation seront effectivement tirés du futur système de comptage intelligent, laissant ainsi de côté les gisements d'efficacité pouvant être attendus de l'activation des consommateurs.

Cette affirmation est fondée sur l'absence d'incitations reçues par les fournisseurs pour offrir des services d'efficacité énergétique. Les mauvais résultats recueillis par l'intermédiaire du pilote *smart meter* mis en place en 2007 par quatre des « Big Six » reflète cette incompatibilité. En effet, aucune tarification dynamique ambitieuse n'a été testée et le pilote n'a représenté des bénéfices significatifs qu'en termes de lecture à distance et de réduction des coûts de facturation pour les fournisseurs (AECOM, 2011). Alors que neuf solutions combinant information, affichage en temps réel, mesures incitatives et tarification dynamique ont été testées, les résultats en termes de réduction de la charge n'ont pu dépasser 4%. La plupart de ces combinaisons n'ont d'ailleurs pas été en mesure de tirer de conclusions substantielles de l'impact de programmes de DR sur les comportements de

consommation. De plus, certaines des combinaisons testées ont même favorisé l'apparition d'attitudes négatives de la part des consommateurs participants vis-à-vis de ces programmes¹⁸.

Une autre étude réalisée par Carbon Trust (2007) a révélé les résultats tirés d'un projet pilote qui a équipé des sites PME de compteurs avancés. Selon cette étude, les caractéristiques de consommation entre PME et consommateurs domestique sont assez similaires. Elle conclut qu'aucun service d'efficacité énergétique réellement efficace ne pouvait être attendu auprès de ce segment PME car ce type d'offre ne permet pas aux fournisseurs de réaliser des gains qui justifieraient la mise en place de tels programmes.

Selon la documentation disponible, le Royaume-Uni se repose davantage sur une meilleure information des consommateurs plutôt que sur des réels programmes de gestion de la demande pilotés par les fournisseurs pour induire des changements de comportement de consommation (House of Commons, 2012) (DECC, 2012). Comme mentionné par le *Consultation Paper* de l'Ofgem sur l'innovation du comptage, le potentiel d'efficacité énergétique atteignable grâce à la diffusion des compteurs ne devrait pas dépasser les 1% (Ofgem, 2006), soit 3,2 TWh /an en moyenne. Pourtant, les solutions de tarification dynamique et de pilotage à distance de la charge ont déjà démontré des impacts bien supérieurs à celui mentionné précédemment (pour plus de détails, voir Faruqi et al. (2008) (2010)).

Les solutions adoptées dans le Livre Vert sur la réforme du marché de l'électricité britannique (Juillet 2012) pour induire des économies d'énergie ne concernent pas l'activation des consommateurs. Pourtant, avec une consommation d'énergie qui devrait continuer de glisser vers des usages reposant de plus en plus sur l'énergie électrique (pompes à chaleur, véhicule électrique) et l'arrêt de 20GW de capacité installée d'ici à 2020 (DECC, 2012), la technologie smart grids pourrait être utilisée de manière plus efficace pour réduire les pics de consommation et optimiser l'utilisation des actifs de production et transport-distribution.

Par conséquent, le défi majeur pour maximiser les bénéfices d'un réel smart grids britannique sera de concevoir des mécanismes adaptés pour effectivement inciter les fournisseurs à proposer des offres de DR. Le Green Deal, que les autorités britanniques sont en train de mettre en place pourrait être un bon cadre pour intégrer les mesures de gestion de la demande. À cet égard, deux recommandations peuvent être faites.

- Le Royaume-Uni devrait inscrire parmi les fonctionnalités minimales des compteurs qui seront installés le fait de pouvoir activer une tarification dynamique de type *critical peak pricing* (CPP) ou *Real Time Pricing* (RTP). Actuellement, seule la possibilité de faire varier le prix en fonction de blocs de temps définis (tarification au *time of use*) fait partie des fonctionnalités arrêtées. Une tarification au CPP permettrait d'appliquer et de distinguer les périodes les plus critiques pour assurer la continuité de fourniture en lui appliquant un prix spécifique. Ces périodes critiques représentent les 1% de l'année où la demande est particulièrement élevée et où les prix sur le marché de gros atteignent leurs pics. Quand au tarif RTP, il permettrait d'envoyer le signal prix le plus juste entre le marché de gros et le marché de détail. De telles mesures donneraient une plus grande incitation aux fournisseurs à développer des schémas tarifaires efficaces et à participer au bon fonctionnement du système. Sur le long terme, des actions efficaces de gestion de la demande permettraient de tirer vers le bas le prix global de l'énergie et seraient susceptibles d'améliorer le niveau des émissions de CO₂ lié à la production d'électricité. D'autre part, cela permettrait au prix plancher du carbone tel que décidé dans le Green Deal d'avoir un plus grand impact. Le surcoût supporté par les centrales les plus polluantes serait mieux reflété sur le marché de gros et induirait potentiellement une réduction des consommations significative pendant les périodes où l'appel à ce type de central est élevé.

¹⁸ Un système d'alarme active en cas de "consommation élevée" a été testé mais n'a généré qu'une grande aversion des consommateurs envers le dispositif.

- Enfin, le Royaume-Uni devrait apporter une révision aux dispositions contractuelles sur les services de gestion de la demande telles que définies dans le BETTA¹⁹ pour promouvoir le contrôle direct de la charge et la participation des ressources agrégées d'effacement sur le marché. Aujourd'hui, ces programmes sont quasi entièrement dédiés aux consommateurs industriels capables de couper une quantité importante de charge sur ordre du système. L'extension de ces programmes pour les consommateurs de détail augmenterait de façon significative la capacité de réduction de la charge à utiliser pour sécuriser le système. À l'heure actuelle, le seuil minimal de capacité d'effacement à proposer sur le marché est de 25 MW. L'abaissement de ce seuil faciliterait l'agrégation des capacités décentralisées et la participation des petits consommateurs au marché d'équilibrage. Enfin, la date limite de soumission devra être encore abaissée pour donner une plus grande visibilité aux opérateurs concernés.

Conclusion :

Différentes leçons peuvent être tirées de cette étude. En tout premier lieu, elle souligne l'importance de la base de régulation, du niveau d'*unbundling* ainsi que des caractéristiques des parcs de production dans le processus d'adoption de la technologie de comptage intelligent.

Les deux cas ici présentés offrent deux visions différentes de l'usage de ces compteurs et des services qui en sont attendus. L'une est centrée sur l'amélioration de la concurrence de détail, perçue comme la condition nécessaire au développement d'un système soutenable d'un point de vue économique et environnemental. L'autre en revanche cherche à apporter une réponse à l'intégration d'une part croissante d'énergies intermittentes et décentralisées. De ces deux objectifs découleront un aménagement de l'organisation actuelle du système ainsi que des règles qui l'entourent. Mais avant cela, ces cas révèlent le rôle joué par les autorités et l'impact d'un marché de comptage libéralisé sur l'investissement en technologie de comptage intelligent et met en avant les barrières qu'une telle organisation de marché peut induire. En effet, on a vu qu'en Allemagne la présence d'une large part de petits fournisseurs restés intégrés sur ce marché peut en cas de remplacement du parc de compteur être suivi de pertes d'efficacité importantes. Dans l'exemple britannique, on a vu que l'adoption des AMI implique une évolution de taille dans l'organisation du système. La mise en place d'un nouveau maillon sur la chaîne de valeur spécifiquement dédié à assurer le dispatching des données tend à indiquer que les flux informationnels deviennent aux côtés des flux d'énergie un élément central dans l'activité de fourniture d'électricité.

Toutefois, pour en revenir à la question de la gouvernance, le cas britannique illustre bien la difficulté sous-jacente à l'organisation de son marché de fourniture pour mettre en avant le développement d'offres énergétiques efficaces axées sur la réduction de la consommation. En effet, les fournisseurs manquent cruellement d'incitations pour proposer des services de gestion de la demande efficace auprès de leurs consommateurs de détail. Cela est d'autant plus regrettable que les bénéfices à attendre de telles mesures légitiment généralement les investissements nécessaires pour équiper les sites de consommations en technologie de comptage intelligent. Par ailleurs, les recommandations réalisées au sujet du modèle de TSO en Allemagne plaident pour l'adoption d'un gestionnaire de type ISO. Elles laissent à penser que l'adoption d'un ISO dans un système intelligent où cohabiteraient les nouvelles technologies d'activation des réseaux de distribution et de la demande serait à privilégier pour un pays ayant adopté une politique d'intégration des renouvelables intermittentes ambitieuse. Ce qui tend à remettre en question les choix réalisés jusqu'alors qui ont privilégiés les approches de séparation de propriété et de gestionnaire indépendant (ITO).

¹⁹ British Electricity Trading and Transmission Arrangements.

References:

- AECOM, 2011. Energy Demand Research Project: Final Analysis, June 2011.
- D'Arcy A., Finger M., 2012. The challenges of imperfectly unbundled TSOs: can corporate governance rules mitigate such imperfection? 5th Annual CRNI Conference, 30 November 2012.
- Barker, J., Tenenbaum, B., et al., 1997. Governance and Regulation of Power Pools and System Operators: An International Comparison. World Bank Technical Paper 382. World Bank, Washington, DC.
- Bayod-Rújula A. A., 2009. Future development of the electricity systems with distributed generation. Original Research Article. *Energy*, Volume 34, Issue 3, March 2009, Pages 377-383.
- BDEW, 2011a. Atzung des Ausbaubedarfs in Deutschen Verteilungsnetzen Aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020, März 2011. *Estimation of the expansion in demand for German distribution networks due to solar and wind power supplies by 2020*, March 2011.
- BDEW, 2011b. Auswirkungen des Moratoriums auf die Stromwirtschaft - Stromerzeugung, Auslastung der Kraftwerke, gesicherte Leistung, Netzsituation, Kraftwerksplanung, Stromaustausch mit dem Ausland, Einspeisungen und Großhandelspreise - Berlin, 30. Mai 2011.
- BMU, 2010. German Federal Government Renewable Energy Action Plan 2010
- BMU, 2007. Report on implementation of the key elements of an integrated energy and climate programme adopted in the closed meeting of the Cabinet on 23/24 August 2007 in Meseberg.
- BNetzA, 2012. Bundesnetzagentur trifft erste Zertifizierungsentscheidungen. Bonn, 9. November 2012.
- BNetzA, 2011. Smart Grid“und „Smart Market“ Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems Bonn, Dezember 2011. *Smart Grid "and" Smart Market "Key Issues Paper of the Federal Network Agency on the aspects of the changing energy supply system*. Bonn, December 2011.
- BNetzA, 2010. Monitoring Report: Monitoring Report Documents High Degree of Reliability of Power Supply, November 2010.
- Borenstein S., 2002. The Trouble With Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster. *The Journal of Economic Perspectives*, Volume 16, Number 1, 1 January 2002, pp. 191-211.
- Boyce, J.R., Hollis A. (2005): Governance of electricity transmission systems, *Energy Economics*, 27 (2005), pp. 237-255).
- Brunekreeft G., Meyer R., 2011. "CRNI Special Issue "Ownership Unbundling in Network Industries", " Competition and Regulation in Network Industries, Intersentia, vol. 12(4), pages 294-294, December.
- Brunekreeft G., 2008. Ownership Unbundling in Electricity Markets – A Social Cost Benefit Analysis of the German GRT. *UNECOM Discussion Paper*. May 2008.

- Bundeskabinett, 2010. Nationaler Aktionsplan für Erneuerbare Energie. 08. 2010. *German Federal Government Renewable Energy Action Plan*, August 2010.
- Carbon Trust, 2007. Advanced Metering for SMEs: Carbon and Cost Savings. May 2007.
- CE COM (2006) 841 final. Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen. Perspectives du Marché Intérieur du Gaz et de l'Electricité. Bruxelles, le 10.1.2007.
- Clastres C., 2011. Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives. *Energy Policy, Volume 39, Issue 9, September 2011, Pages 5399-5408*.
- Chao H. P, 2010. Demand response in wholesale electricity markets: the choice of customer baseline. *Journal of Regulatory Economics* vol. 39 issue 1 February 2011. p. 68 – 88.
- Chao H. 2010. Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World
The Electricity Journal, *Volume 23, Issue 1*, January-February 2010, Pages 7-20
- DECC, 2012. Capturing the Full Electricity Efficiency Potential of the UK. *Draft Report*, July 2012.
- DECC, 2011. UK Renewable Energy Roadmap. July 2011.
- DECC & Ofgem, 2011, Smart Metering Implementation Programme: Response to Prospectus consultation: overview, March 2011.
- DECC & Ofgem, 2010. Smart Metering Implementation Programme, Prospectus. 27 July 2010.
- Ehlers E., 2009, Electricity and Gas Supply Network Unbundling in Germany, Great Britain and the Netherlands and the Law of the European Union: A Comparison. *Proefschrift ter verkrijging van de ter verkrijging van de graad van doctor aan de Erasmus Universiteit Van Tilburg*, November 23 2009.
- ENTSO-E Annual Report 2011 - Completing the Internal Electricity Market by 2014: The Challenges for Europe's Transmission System. 2011.
- EnWG - Energiewirtschaftsgesetz § 36 - 38, 2005 *Energy Industry Act* § 36 - 38, 2005.
- Faruqui A., Hledik R., Newell S., Pfeifenberger H., 2007. The Power of 5 Percent Original Research Article. *The Electricity Journal*, Volume 20, Issue 8, October 2007, Pages 68-7
- Faruqui A. & Wood L., 2008, Quantifying the Benefits Of Dynamic Pricing In the Mass Market, *Edison Electric Institute, The Brattle Group*, January 2008.
- Faruqui A., George S. & Sharif A., 2010. The impact of informational feedback on energy consumption: A survey of the experimental evidence. *Energy* 35 (2010) 1598–1608 2010.
- Finger, M., Groenewegen, J.P.M., Künneke, R.W., 2005. The quest for coherence between technology and institutions in infrastructures. *Journal of Network Industries* 6, 227–259.
- French Embassy in Germany, 2011. Les Smart Grids, L'instauration d'un Réseau Intelligent en Allemagne – Contexte et Perspectives. Info Berlin N°6. Juillet 2011. *Smart Grids, The establishment of an Intelligent Network in Germany - Background and Perspectives*. Info Berlin N°6. July 2011.
- Friedrichsen N., 2011. Governing Smart Grids - the Case for an Independent System Operator. *Bremen Energy Working Papers* 0011, Bremer Energie Institut.

- Friedrichsen N., 2010. Unbundling and Smart Grids Conflicting Policies? *Presentation at CRNI, Jacobs University*. Bremen Brussels, November 19, 2010.
- Haney A. B., Jamasb T., & Pollitt M. G., 2009. Smart Metering and Electricity Demand: Technology, Economics and International Experience. *Cambridge Working Paper in Economics 0905 & EPRG Working Paper EPRG0903*. February 2009.
- Hogan W. 2009. Providing Incentives for Efficient demand Response, Prepared for Electric Power Supply Association, Comments on PJM Demand Response Proposals, *FERC Docket N° EL09-68-000*.
- House of Commons, 2012. Draft Energy Bill : Pre-legislative Scrutiny. *First Report of Session 2012-13, Volume 1*. 23 July 2012.
- House of Commons, 2011. Preparations for the roll-out of smart meters. Sixty-third Report of Session 2010–12. 14 December 2011.
- Intelligent Energy – Europe, 2011, European Smart Metering Landscape, Deliverable D2.1 of the Project “SmartRegions – Promoting Best Practices of Innovative Smart Metering Services to European Regions. February 2011.
- Joskow P., Schmalensee R., 1983. *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*. MIT Press.
- Joskow, P.L., 2005. Patterns of Transmission Investment. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research Working Papers. Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research, Cambridge, MA.
- Kema, 2011. Distributed Generation in Europe – Physical Infrastructure and Distributed Generation Connection. *IEPR Committee*. April 29, 2011.
- Klemperer P.D. (1987a), Markets with consumer switching costs, *The Quarterly Journal of Economics*, Vol 102, n°2, pp 375-394.
- Klemperer P.D. (1987b), The competitiveness of markets with switching costs, *Rand Journal of Economics*, Vol 18, n°1, pp 138-150.
- Künneke R., Groenewegen J., & Menard C., 2010. Aligning modes of organization with technology: Critical transactions in the reform of infrastructures. *Journal of Economic Behavior & Organization*, Volume 75, Issue 3, Pages 494-505. September 2010.
- Littlechild S., 2005. Smaller Suppliers in the UK Domestic Electricity Market: Experiences, Concerns and Policy Recommendations. 29, June 2005.
- Meyer, R., 2011, Benchmarking Economies of Vertical Integration in U.S. Electricity Supply: An Application of DEA, *Competition and Regulation in Network Industries*, 12(4).
- Mollard M., 2007. L’analyse de la concurrence de détail dans l’électricité en Grande- Bretagne par la théorie des coûts de changements. *European FP6 – Integrated Project. Working paper series : REFGOV-IFM -31*. 2007.
- Nikogosian V. & Veith T., 2011. Integration, Separation and Non-Price Discrimination: An Empirical Analysis of German Electricity Markets for Residential Customers, *Discussion Paper No. 11-069*, 2011.

- Ofgem, 2010. Electricity and Gas Supply Market Report, 22/02/2010.
- Ofgem, 2008. Energy Supply Probe - Summary of Initial Findings. 06/10/2008.
- Ofgem. 2006. Domestic Metering Innovation. *Consultation Document* 20/06. London: Ofgem, 2006.
- O'Neill, R., Helman, U, Hobbs, B.F, Baldick, R, 2006. Independent system operators in the USA: history, lessons learned, and prospects. In: Sioshansi, F.P, Pfaffenberger, W (Eds.), *Electricity Market Reform: An International Perspective*. Elsevier, Oxford.
- Per Ove Eikeland, 2011. The Third Internal Energy Market Package: New Power Relations among Member States, EU Institutions and Non-state Actors. *JCMS: Journal of Common Market Studies* Volume 49, Issue 2, pages 243–263, March 2011.
- Pielow, J.-C./ Brunekreeft, G./ Ehlers, E. (2009): Legal and economic aspects of ownership unbundling in the EU, *Journal of World Energy Law & Business*, Vol. 2 (2009)., pp. 96-116.
- Pollitt M. G., 2012. Lessons from the history of independent system operators in the energy sector. *Energy Policy*, In Press, Corrected Proof, Available online 9 May 2012.
- Puga, J.N., Lesser, J.A., 2009. Public Policy and private Interests: Why Transmission Planning and Cost Allocation Methods Continue to Stifle Renewable Energy Policy Goals. *The Electricity journal* 22 (10), 7-19.
- Rious V., Glachant J.-M., Perez Y., Dessante P., 2009. The role of transmission investment in the coordination between generation and transmission in the liberalized power systems. 13th Annual Conference of The International Society for New Institutional Economics at the University of California at Berkeley, Walter A. Haas School of Business, Berkeley : United States (2009).
- Säcker F. J., 2008. The “deep” independent system operator. A German perspective on implementing an effective and efficient unbundling of Transmission System Operators. *European Review of Energy Markets*- volume 2, issue 3, May 2008.
- Saguan M., 2009. Smart Metering: Summary and Conclusions. *Smart Metering Workshop Organized by the Florence School of Regulation*. Florence 6th February 2009.
- Sioshansi, F. P., 2011. Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy. *Academic Press Inc*, 2011, 568 p. ISBN-10: 0123864526.
- Stadler, I., 2008. Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response. *Utilities Policy* 16 (2008): 90-98.
- Strbac G., 2008. Demand Side Management_Benefits and challenges. *Energy policy* 36 (2008) 4419–4426.
- Strbac G., 2007. Electric power systems research on dispersed generation *Electric Power Systems Research*, Volume 77, Issue 9, July 2007, Pages 1143-1147.
- Wissner M., 2011. [The Smart Grid – A saucerful of secrets?](#) Original Research Article *Applied Energy*, Volume 88, Issue 7, Pages 2509-2518. July 2011.
- Zhang T. and Nuttall W. J., 2008. valuating Government’s Policies on Promoting Smart Metering Diffusion in Retail Electricity Markets via Agent-Based Simulation. *Cambridge Working Paper in Economics* 0842 & EPRG Working Paper 0822. August 2008.