
Le bouquet électrique en Grande-Bretagne

Charlotte Trébuchet

Novembre 2012



**Gouvernance européenne
et géopolitique de l'énergie**

L'Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901).

Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l'échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l'Ifri s'impose comme un des rares *think tanks* français à se positionner au cœur même du débat européen.

*Les opinions exprimées dans ce texte
n'engagent que la responsabilité de l'auteur.*

ISBN : 978-2-36567-097-5
© Ifri – 2012 – Tous droits réservés

Ifri
27 rue de la Procession
75740 Paris Cedex 15 – FRANCE
Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00
Fax : +33 (0)1 40 61 60 60
Email : accueil@ifri.org

Ifri-Bruxelles
Rue Marie-Thérèse, 21
1000 – Bruxelles – BELGIQUE
Tél. : +32 (0)2 238 51 10
Fax : +32 (0)2 238 51 15
Email : info.bruxelles@ifri.org

Site Internet : ifri.org

Résumé

Les différentes mutations que le secteur électrique britannique a subies depuis sa libéralisation ont placé la Grande Bretagne comme l'éclaireur des réformes. Afin de comprendre les enjeux de la prochaine adaptation envisagée, RIIO (*Revenue = Incentives + Innovations + Outputs*), l'article examinera sur les aspects qui sont régulièrement en jeu dans les réformes britanniques de l'électricité : l'organisation des marchés d'une part et le réseau d'autre part. RIIO étant une réforme engageant à modifier principalement la production et le transport d'électricité, le texte détaillera ces deux cas d'études. Car, la production devra réorganiser son marché afin de devenir partie prenante aux innovations requises sur le réseau de transport. Tandis que celui-ci verra ses missions réduites puisque des concurrents pourront venir développer le réseau, à condition d'être « innovants ». Les termes de l'innovation seront explicités et les missions du gestionnaire de réseau de transport redéfinies. L'article mettra en perspective la refonte du secteur vis-à-vis du régulateur, de ses compétences et de ses incitations.

Sommaire

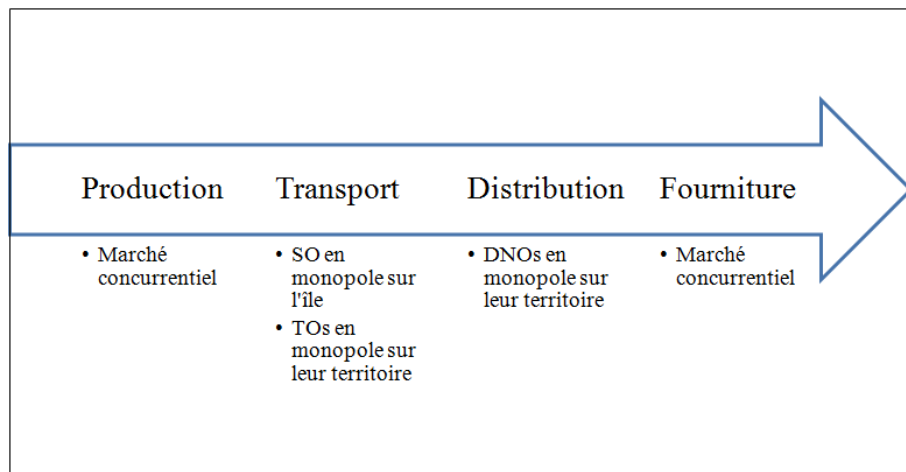
INTRODUCTION	3
ETAT DES LIEUX DU SECTEUR ELECTRIQUE EN GRANDE-BRETAGNE	5
Evolution du secteur électrique en Grande-Bretagne, de la libéralisation à nos jours	6
La régulation en Grande Bretagne du réseau de transport d'électricité	15
Conclusion	21
RIIO, QUELS CHANGEMENTS POUR LE SECTEUR ELECTRIQUE BRITANNIQUE ?	23
Les principes généraux.....	24
Les implications pour le secteur	29
Conclusion	33
CONCLUSION GENERALE	35
BIBLIOGRAPHIE	37
ANNEXE 1 LOW CARBON NETWORK FUND – MÉCANISME	40
L'innovation.....	40
La sélection du vainqueur	40
Allocation.....	41
ANNEXE 2 LCN FUND – PROJETS VAINQUEURS.....	42
ANNEXE 3 METHODES D'AMORTISSEMENT DES ACTIFS COMPAREES	45

Introduction

Les années 1990 marquent la période de libéralisation des monopoles naturels en Grande Bretagne. L'électricité étant le premier secteur libéralisé, il est aussi le secteur « test » : la libéralisation concerne l'ouverture à la concurrence de certaines parties de la chaîne de l'électricité, d'autres restant des monopoles. Cette libéralisation s'accompagne donc de la mise en place de la régulation des monopoles, avec la création d'un régulateur. Celui de l'électricité en Grande Bretagne s'appelle l'*Office of Gaz and Electricity Markets* (Ofgem) ; il est soumis aux décisions de l'autorité de la concurrence, le *Gaz and Electricity Markets Authority* (Gema), qui est indépendant du ministère de l'énergie. Cette indépendance politique permet au régulateur d'affirmer son autorité vis-à-vis des régulés. Le soutien du Gema et du ministère lui donne une crédibilité financière qui lui permettra d'engager de nombreux consultants au fil des ans afin d'asseoir ses positions.

L'Ofgem est connu pour ses positions drastiques sur la concurrence en amont et en aval de la chaîne d'électricité, ainsi que pour la régulation incitative qu'il expérimente sur ses régulés. Le secteur électrique britannique peut ainsi être pris comme exemple d'une libéralisation accompagnée d'une régulation poussée aux limites de la théorie économique.

Figure 1 Chaîne du secteur électrique en Grande Bretagne, après la libéralisation



Source : figure de l'auteur

Alors que l'Ofgem annonce une nouvelle réforme du secteur électrique lors de la prochaine période de régulation qui débutera en 2013, il est important de faire un point d'étape sur les réalisations de ce secteur. L'exemple de la Grande Bretagne est un cas d'étude intéressant, car son expérience est plus grande que celle de la plupart des autres pays européens. On peut donc déjà tirer des enseignements des 20 années de régulation et de libéralisation du secteur. De plus, les travaux de la nouvelle réforme ont déjà beaucoup avancés, il est alors possible d'envisager les perspectives des changements à venir sur la chaîne du secteur (représentée dans la Figure 1).

Cet article a pour objectif de décrire l'état des lieux du système électrique en Grande Bretagne. La Figure 1 présente les éléments de ce système, et comment ils interagissent entre eux.

Le premier chapitre sera consacré à l'étude de la libéralisation du secteur ainsi qu'à la mise en œuvre de la régulation. Après avoir fait un rappel historique sur la libéralisation, nous entrerons, à titre d'exemple, dans le détail de la régulation du réseau de transport.

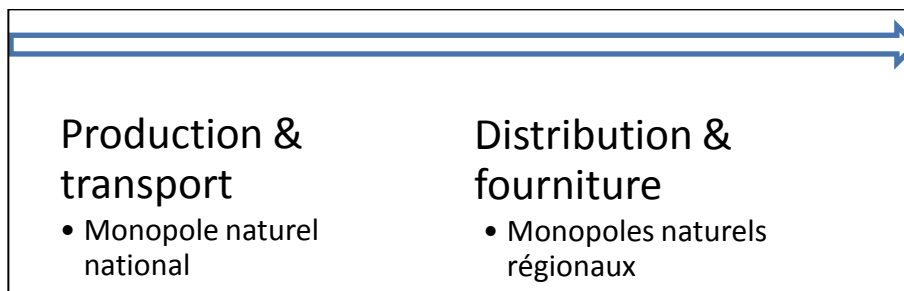
Le second chapitre, se concentrera sur les travaux mis en œuvre pour la réforme qui aura lieu en 2013 (RIIO¹). Cette analyse nous permettra de préciser la position de la Grande Bretagne vis-à-vis du secteur électrique qui, comme partout ailleurs en Europe, est en pleine mutation. L'article ne manquera pas de faire le parallèle entre la réforme britannique et les décisions européennes.

¹ RIIO : Revenue = Incentives + Innovations + Outputs

Etat des lieux du secteur électrique en Grande-Bretagne

L'*Electricity Act* de 1947 nationalise le secteur électrique de façon à ce que l'électricité soit un monopole naturel, c'est-à-dire opéré par un acteur unique afin de réduire ses coûts. Cela s'est traduit par la création d'un opérateur unique de la production et du transport d'électricité, et de 14 opérateurs régionaux de la distribution et de la fourniture (plus un indépendant qui sera ajouté aux autres pour l'Ecosse en 1955), les *area boards* (comme le montre la Figure 2).

Figure 2 L'organisation du secteur électrique britannique nationalisé de 1947 à 1989



(Source : figure de l'auteur)

Depuis la libéralisation du secteur, la Grande Bretagne a fait des « tests » sur chaque partie de la chaîne d'électricité représentée sur la Figure 2 : la production, le transport, la distribution et la fourniture. La production et le transport ont même déjà eu l'occasion de subir une seconde réforme en 2001. La littérature économique² s'est penchée sur l'étude de ces changements, et le chapitre s'appuiera sur ces études afin de comprendre les effets de ces réformes sur l'état des lieux actuel du secteur électrique en Grande Bretagne. Pour ce faire, la première section sera consacrée à l'évolution du secteur dans sa globalité, tandis que la seconde partie traitera la régulation du transport d'électricité. Ainsi, le chapitre tentera d'évaluer les défis auxquels le secteur est soumis aujourd'hui, et ainsi de comprendre les projets de l'Ofgem.

² Green 1999, Joskow 2011, Newbery 2005, Pollitt 2011, Roques, Newbery & Nuttal 2005, Toke 2011.

Evolution du secteur électrique en Grande-Bretagne, de la libéralisation à nos jours

1989-2011 : les réformes électriques, de l'Electricity Act au NETA puis à RIIO

En 1989, le gouvernement Thatcher organise la libéralisation du secteur électrique dans l'Electricity Act. Constatant que le monopole n'est plus efficace (en raison de prix trop élevés et d'une qualité de service insuffisante), l'Electricity Act se concentre sur la privatisation du marché de gros, puis sur celle du marché de détail. Le gouvernement considère que les prix trop élevés peuvent être diminués par une mise en concurrence des producteurs, tandis que la qualité de service peut s'améliorer en mettant en concurrence les fournisseurs d'électricité.

La loi crée un régulateur, l'Ofgem (*Office of Gas and Electricity Markets*³). Néanmoins, au fil du temps, l'organisation du secteur ne conviendra pas au régulateur. Aussi, le secteur sera-t-il réorganisé dès 2001, grâce au *New Electricity Trading Arrangements* (NETA). A nouveau, l'Ofgem décidera en 2011 de réorganiser la régulation du secteur électrique, ce qui aura lieu dès 2013. Pour bien comprendre les enjeux que la nouvelle réforme implique, il faut commencer par rappeler les faits qui ont amené le secteur électrique britannique dans l'état dans lequel il se trouve à l'heure actuelle.

Le Power Pool : organisation du marché de gros

L'Ofgem organise un « *Power Pool* » de producteurs, c'est-à-dire que les producteurs sont en concurrence sur le marché de gros, et un responsable, nommé par le régulateur, sera en charge de récolter les prix des producteurs, d'en déduire le prix marginal, et de l'appliquer à chaque producteur pour le jour de la vente. Ce mécanisme s'appelle *System Marginal Price* (SMP) et, en théorie, il incite les producteurs à faire un effort pour diminuer leurs prix. En effet, le responsable du marché de gros, qui se trouve être le *System Operator* (SO), National Grid, appelle les producteurs à donner leurs prix en J-1, établit le SMP entre le producteur ayant le prix le plus élevé et les autres. Chaque producteur se voit attribuer le prix de celui qui proposait le prix le plus élevé. Tous les producteurs y gagnent, sauf celui qui proposait le prix le plus élevé. Le contrat est passé de façon bilatérale avec l'acheteur (les distributeurs ou les consommateurs⁴) par l'intermédiaire du SO, ce qui ne rend pas les prix transparents pour la concurrence.

³ L'Ofgem est le régulateur de l'énergie en Grande Bretagne. Ses décisions sont indépendantes du gouvernement, bien que son budget lui soit attribué par le Trésor. Sa première mission est la protection des consommateurs suite à la libéralisation du secteur.

⁴ Tous les acteurs sont décrits dans la Figure 4

De 1990 à 1996 le *Pool* fonctionne de cette manière, mais rapidement, le régulateur remarque que la concentration des producteurs (il n'y en a que 2 alors) peut être un danger pour la compétitivité car, en effet, les prix proposés par les producteurs ne diffèrent quasiment pas entre eux. En 1996, l'Ofgem demande donc l'ouverture du *Pool* à d'autres producteurs : il y en aura 10 fin 2000. Mais de 1996 à 2000, la compétitivité ne s'améliore pas, car le prix marginal reste stable.

Le *White Paper* du gouvernement présente une enquête effectuée auprès des producteurs et du responsable du SMP, National Grid, pour comprendre les raisons de l'échec du *Pool*. Les raisons ne seront jamais clairement établies, quoique National Grid est fortement soupçonné d'avoir délibérément révélé les prix au concurrents entre eux (mais ce ne sera pas prouvé). La publication du *White Paper* a trois conséquences:

- Le *Pool* est aboli à partir de 2001
- Les contrats bilatéraux devront désormais être établis sans intermédiaire
- Ces contrats seront établis en Jour J, quelques heures avant la transaction

L'abolition du *Pool* fait naître une nouvelle organisation du marché de gros : le NETA.

Le New Electricity Trading Arrangements (NETA)

La nouvelle organisation du marché de gros prend forme en 2001, après l'abolissement du *Pool*.

Dans un premier temps, la transparence des prix du marché de gros est jugée anticoncurrentielle. Puisque le SO National Grid n'est plus autorisé à jouer les intermédiaires entre les producteurs et les acheteurs, plus personne ne le sera. Les contrats sont établis de façon bilatérale. Les prix ne sont pas affichés avant que la vente n'ait été réalisée.

Le SMP n'étant plus utilisé, les contrats sont de la forme « *pay-per-day* », c'est-à-dire qu'il y a appel d'offre à la production et les producteurs choisis sont rémunérés en fonction de la capacité pour laquelle ils ont été appelés.

Enfin, le point sur lequel le régulateur insiste beaucoup à travers le NETA est le marché d'ajustement (*Balancing Market*, BM, qui est le marché sur lequel l'offre et la demande se rencontrent et sont ajustées par le SO) : en effet, après quelques mois d'application du NETA, le régulateur remarque des coûts du marché d'ajustement très élevés (ceux-ci sont achetés par le SO, National Grid). Toujours méfiant vis-à-vis de National Grid, l'Ofgem prétexte des objectifs environnementaux pour se focaliser sur la dilution des prix du marché d'ajustement : en incitant les producteurs à produire au minimum

10% d'énergies renouvelables dans leur production totale, il incite à un lissage du marché d'ajustement.

Pour conclure, le NETA est une réorganisation du marché de gros qui a permis une déconcentration de la production, mais a rendu les prix opaques. Le NETA signe aussi le début d'une régulation très incitative envers National Grid, qui servira d'exemple pour l'Ofgem.

RIIO : une nouvelle réforme ?

Contrairement aux précédentes réformes, il ne s'agit pas de changer l'architecture du secteur électrique mais de modifier les éléments qui ne fonctionnent pas, selon le régulateur, le long de la chaîne.

La réforme du marché qui aura lieu en 2013, appelée RIIO est à mi-chemin entre les deux réformes précédentes. Cette réforme sera détaillée dans le deuxième chapitre de cet article, mais voici les différents éléments que l'on peut clairement identifier avant d'aller plus loin :

- le marché de gros ne subira pas de réorganisation intrinsèque mais l'Ofgem se réserve d'ajuster le mix énergétique en choisissant les producteurs qui auront accès au marché (il s'agit du pendant *Innovations* de RIIO),
- le SO ne verra pas ses missions réduites à nouveau mais les TOs verront un changement apparaître dans leur périmètre d'action, car la restructuration du secteur implique des investissements massifs, non-réalisables par les TOs selon l'Ofgem (il s'agit du pendant *Outputs* de RIIO),
- l'Ofgem va redéfinir ses propres limites : la capacité d'un régulateur à inciter les régulés dépend de sa connaissance des incitations qu'il peut donner, ainsi que de sa capacité à vérifier la mise en œuvre des mécanismes correspondants (il s'agit du pendant *Incentives* de RIIO).

Organisation du secteur électrique britannique

Sur chaque activité intervient le régulateur, l'Ofgem ou son homologue, l'Autorité de la Concurrence, la Gema.

Il faut rappeler que le premier objectif d'un régulateur est de protéger l'intérêt du consommateur. En effet, le consommateur est celui qui paiera le prix. Sa facture finale, en Angleterre, est composée de la façon décrite par la Figure 3.

Figure 3 Facture finale d'électricité pour le consommateur

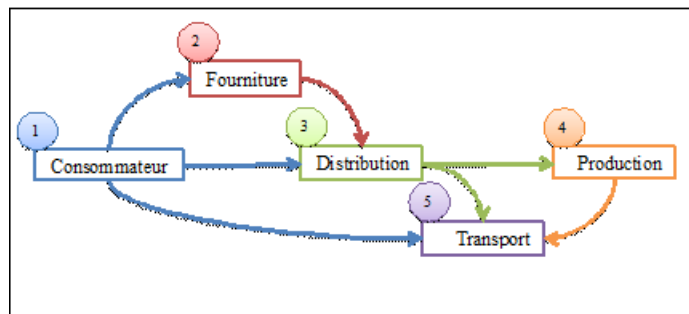


(Source : approximation de l'Ofgem, graphique de l'auteur)

La **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** montre l'importance de chaque partie de la chaîne d'électricité dans la facture finale du consommateur. Le marché de gros représente plus de 50% de cette facture, le poids des changements sur le marché des producteurs électriques est donc très important.

Si le consommateur est bien l'acteur qui paie la facture finale, tous les acteurs paient et reçoivent une rémunération de leurs activités. La répartition de leurs dépenses se trouve schématisée sur la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Figure 4 Allocation des dépenses sur la chaîne du secteur électrique



(Source : Figure de l'auteur)

- 1/ Le consommateur est au bout de la chaîne du secteur électrique. Il peut être un consommateur individuel, et paie donc son électricité auprès de son fournisseur, ou alors, il peut être un industriel et paie dans ce cas soit à un fournisseur, soit au distributeur, soit directement au réseau de transport.
- 2/ Les fournisseurs sont des entreprises privées qui ne sont que des intermédiaires. Ils achètent donc de l'électricité auprès du distributeur et la revendent aux consommateurs.
- 3/ Les distributeurs sont également des entreprises privées qui servent d'intermédiaires. Ils

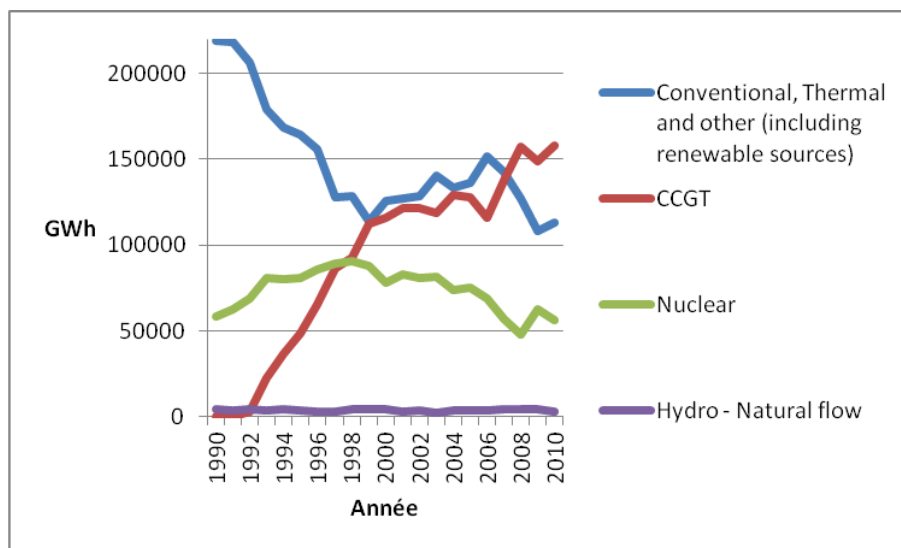
peuvent acheter l'électricité aux producteurs par l'intermédiaire du réseau de transport⁵.

- 4/ Les producteurs, tous privés, vendent leur électricité aux distributeurs, grâce au réseau de transport. Pour ce faire, les producteurs doivent payer un droit d'accès au réseau de transport.

- 5/ Le réseau de transporteur, détenu par des actionnaires privés, est régulé par ses dépenses : le régulateur lui donne le montant nécessaire pour couvrir les dépenses. Ses revenus lui viennent des utilisateurs du réseau : la part de l'injection (les producteurs) est de 20% et celle du soutirage (les distributeurs et consommateurs industriels) de 80%. La méthode de régulation utilisée ne lui permet pas de garder entièrement ses bénéfices⁶.

La production en 2011

Figure 5 Electricité produite en Grande Bretagne (1990 - 2010)

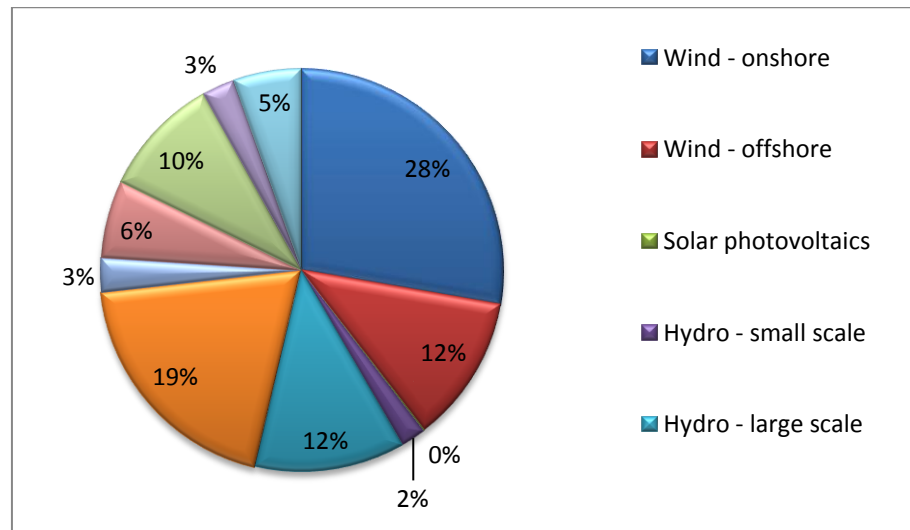


(Source : données sur le site du DECC, graphique de l'auteur. La production donnée est valable pour les principales sources de production en Grande Bretagne de 1990 à 2010. Ces valeurs sont celles de la production totale, déduite de l'auto-alimentation des centrales)

⁵ Dans certains cas, les distributeurs peuvent acheter directement aux producteurs, si la proximité géographique le permet.

⁶ La 2eme partie de ce chapitre expliquera de façon plus détaillée ses revenus et dépenses afin de faire comprendre son fonctionnement et les enjeux qui le concernent actuellement, justement à propos de sa position de monopole.

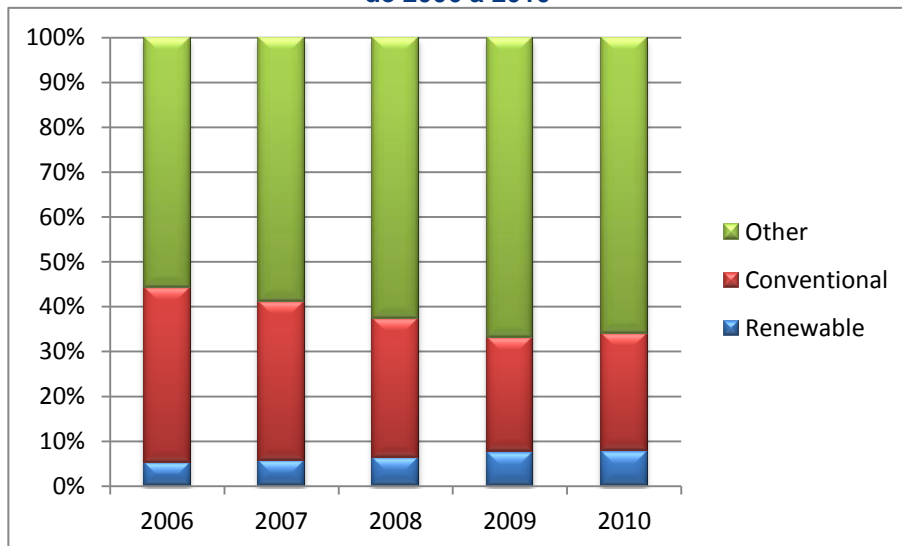
Figure 1 Production d'électricité d'origine renouvelable en Grande Bretagne - 2010



(Source : données sur le site du DECC, graphique de l'auteur. Les données sont approximatives car, d'une part elles ne sont pas toutes données chaque année, il y a donc des estimations ; d'autre part, les données ont été arrondies.)

La Figure 6 montre les parts des diverses énergies renouvelables dans la production totale. Ces parts sont à peu près constantes dans le temps (depuis 2006). On remarque que l'éolien, onshore et offshore, représente à peu près 40% de la production totale d'énergies renouvelables. Ensuite vient la biomasse qui, tous types confondus, représente aussi 40% environ.

Figure 7 Evolution de la production d'électricité en Grande Bretagne - de 2006 à 2010



(Source : données sur le site du DECC, graphique de l'auteur)

La Figure 7 a pour objet de montrer la lente évolution de la part des énergies renouvelables dans la production totale

d'électricité. On remarque également une diminution de la part de l'électricité conventionnelle, comme on avait pu le constater sur la Figure 5. On remarque aussi que l'augmentation de la part des énergies renouvelables ne compense pas la diminution des énergies conventionnelles. Cela confirme la hausse de la production d'électricité à partir de turbines gaz-vapeur (CCGT).

Le transport en 2011

Il existe trois TOs sur l'île : en Angleterre et au Pays de Galles, NGET opère (NGT sur la Figure 8), alors que l'Ecosse est opérée par deux TOs, Scottish Hydro-Electric Transmission Limited – SHETL – et Scottish Power Transmission Limited – SPTL), sur des territoires différents, ce qui leur permet d'être en monopole, chacun sur leur territoire.

Figure 8 Les trois TOs en Grande Bretagne



(Source : site internet d'Energylinx)

Opéré par National Grid Electricity Transmission (NGET), le réseau de transport anglais est constitué de lignes aériennes, souterraines et de postes de transformation. Il opère différents niveaux de tension. Pour être plus précis, le Tableau 1 compare ce réseau de transport au réseau français.

Tableau 1 Comparaison du dimensionnement du réseau de transport d'électricité en Angleterre et en France – 2010

	NGET - 2010	RTE - 2010
Lignes aériennes	20 900 km (dont 7 200 km pour le TO)	100 694 km
Lignes souterraines	800 km (quasi entièrement pour le TO)	3 859 km
Nombre de poste	338	2 627
Niveau de tension	400 kV (50%)	400 kV (20,5%)
		225 kV (25,5%)
	275 kV (23%)	150 kV (1%)
		90 kV (16,5%)
	132 kV (27%)	63 kV (36%)
		45 kV et moins (0,5%)

(Sources : pour NGET, les données sont dans les rapports de régulation annuels. Pour RTE, les données sont disponibles en ligne.)

La distribution et la fourniture en 2011

Il est facile de comparer deux monopoles entre eux (pour le transport), mais il sera plus compliqué de le faire pour les distributeurs puisqu'il existe 14 *distribution network operators* (DNOs) sur l'île, correspondant aux anciens *area boards*. Comme avant la libéralisation, chacun opère sur une zone géographique précise, ce qui fait que chacun est en monopole sur sa zone géographique, comme représenté sur la Figure 9.

Figure 2 Les 14 DNOs en Grande Bretagne



(Source : site internet d'Energylinx)

La distribution a des missions proches de celles des TOs, c'est-à-dire des missions de court terme. Son mode opératoire est cependant différent puisqu'il est dépendant de la production et du transport. Ainsi, il ne peut fixer lui-même ses tarifs d'accès au réseau : il ne peut fixer que le soutirage. On assimilera le mode de régulation des DNOs à celui des TOs, qui est très proche.

La fourniture est un marché de détail en concurrence. Il l'est pleinement libre depuis 1999, et il existe aujourd'hui plus d'une centaine de licenciés permettant au marché d'être compétitif. Cette compétition est due principalement à l'installation d'un site⁷ permettant de visualiser en temps réel les prix de l'offre. La législation britannique permettant de changer d'opérateur à souhait, la concurrence est donc efficace au niveau de la fourniture. Récemment, l'Ofgem a demandé que ce marché soit étudié pour des révisions structurelles, afin qu'il participe aux efforts d'efficacité énergétique, notamment grâce à l'installation de *smart meters*.

Une question peut tout de même être soulevée quant à l'efficacité de la concurrence sur le marché de la fourniture, compte-tenu de la position de monopole que les distributeurs détiennent. En effet, si le distributeur unique sur son territoire est le seul à approvisionner la région en électricité, quel effort peuvent réaliser les

⁷ Site de l'Ofgem, E-public register. Depuis l'ouverture de ceci, d'autres sites de consommateurs se sont ouverts, relatant les différences de prix et les analysant selon différents angles (du point de vue du consommateur, tels que le consommateur « vert »).

fournisseurs en concurrence, a part un alignement des prix, « packagés » différemment ?

La régulation en Grande Bretagne du réseau de transport d'électricité

La section précédente explique l'organisation de la chaîne du secteur électrique aujourd'hui en Grande Bretagne. Afin de bien comprendre les interactions des acteurs, nous allons examiner les principes de la régulation, puis ses effets dans le cas du transport d'électricité.

La régulation

Créé lors de la libéralisation, l'Ofgem a désormais plus de vingt années d'expérience en matière de régulation de l'énergie. Souvent pris comme exemple dans d'autres pays européens pour sa « rigidité » envers NGET, ou son avant-gardisme dans les changements de régulation, l'Ofgem prête aujourd'hui, une nouvelle fois, le flanc aux critiques : en 2013, il y aura une réorganisation de la régulation de l'énergie en Grande Bretagne.

Ce qu'il faut comprendre de cette attitude peut être résumé de la façon suivante :

- l'Ofgem est un régulateur politiquement indépendant,
- l'Ofgem est un régulateur conscient de ses limites,
- l'Ofgem est un régulateur qui ose.

Activités de l'Ofgem

Son indépendance politique se traduit par deux positions : celle vis-à-vis du ministère de l'énergie (le *Department of Energy and Climate Change* – DECC), et celle vis-à-vis de l'Union Européenne.

Le DECC donne les lignes directrices d'action à la Gema et à l'Ofgem, mais sans autres contraintes que les ressources financières. Par exemple, lorsqu'il est décidé par le DECC qu'il faut promouvoir les innovations⁸ auprès des distributeurs, c'est l'Ofgem qui établit le montant de l'allocation qui sera reversée aux distributeurs, fait les appels d'offres et détermine quel distributeur remportera quel projet. Cette indépendance permet aussi au régulateur de prendre des décisions irrévocables, c'est-à-dire que sa crédibilité n'est pas mise cause par le pouvoir politique.

Le Royaume-Uni adhère à l'Union Européenne en 1973, mais, sa géographie très particulière, puisqu'il s'agit d'une île, lui permettra

⁸ Il peut s'agir de véhicules électriques, de promotion de la R&D ou encore de raccordement d'énergies renouvelables, cf. Annexe 2.

d'obtenir de nombreuses dérogations aux décisions européennes. C'est ainsi que lors de la création du paquet climat-énergie européen, fixant les 3x20 à atteindre d'ici 2020, la Grande Bretagne négociera pour fixer ses propres objectifs.

Le champ d'action de l'Ofgem s'étend sur chaque partie de la chaîne de l'électricité : production, transport, distribution et fourniture (cf. 1.1.2). Les activités prennent deux formes : les incitations et les « punitions ».

Le terme d' « incitation » peut être entendu de différentes manières. Dans ce document, il fera référence aux incitations qu'un régulateur donne au régulé et aux non-régulés, c'est-à-dire la motivation positive, négative, ou les deux en même temps pour que le régulé atteigne un objectif fixé, ou alors une contrainte exercée pour qu'un non-régulé parvienne à un objectif donné. Les incitations destinées aux régulés seront détaillées dans la partie suivante. Les incitations destinées aux acteurs en amont et en aval du réseau : d'une part la production pour qu'elle soit transparente (depuis le White Book de 2001, cf. 1.1.1) et diversifiée (surtout depuis la dépendance énergétique de la Grande Bretagne depuis 2006), d'autre part la fourniture qui doit, elle aussi, être très transparente. Ces incitations sont moins clairement exposées que pour les régulés qui ont des cahiers des charges définis. Ainsi la diversité de la production est assurée par les licences accordées aux producteurs. En revanche, la transparence exigée pour la production n'est, en réalité, pas réalisée, car les producteurs n'affichent pas leurs prix ex-ante, ce qui rend le marché de gros opaque. Mais la transparence du marché de détail est mieux réalisée grâce à un fichier créé par l'Ofgem : publiés en temps réel sur le site du DECC, les prix et la consommation d'électricité sont clairement affichés.

Le terme de « punition » peut, lui aussi, avoir plusieurs sens. Dans le cas qui nous intéresse, il détermine le malus relatif à l'erreur commise par les régulés : ils peuvent ne pas avoir atteint leurs objectifs, l'avoir dépassé, ne pas avoir respecté le cahier des charges, etc. Dans ce cas, la punition des régulés est définie ex-ante dans l'incitation : il s'agira d'un malus. Si l'incitation n'a pas été prévue ex-ante, la punition ne sera pas un malus. Mais on observera une adaptation du cahier des charges, relative à l'erreur en question, et ce dans la période de régulation suivante. De la même façon, la punition concernant un non-régulé n'est pas visible comme si elle avait été définie dans un cahier des charges ex-ante.

A titre d'exemple, les producteurs qui ont profité du SMP lors du Pool ont été puni lorsque le Pool a été dissout, et ont ressenti la punition lorsque leurs profits marginaux ont diminués. National Grid a été puni lorsque l'Ofgem a décidé de ne plus lui faire confiance, et a ressenti la punition lors de nombreux audits externes que l'Ofgem demande régulièrement pour vérifier les comptes et activités du SO.

Méthodologie de la régulation

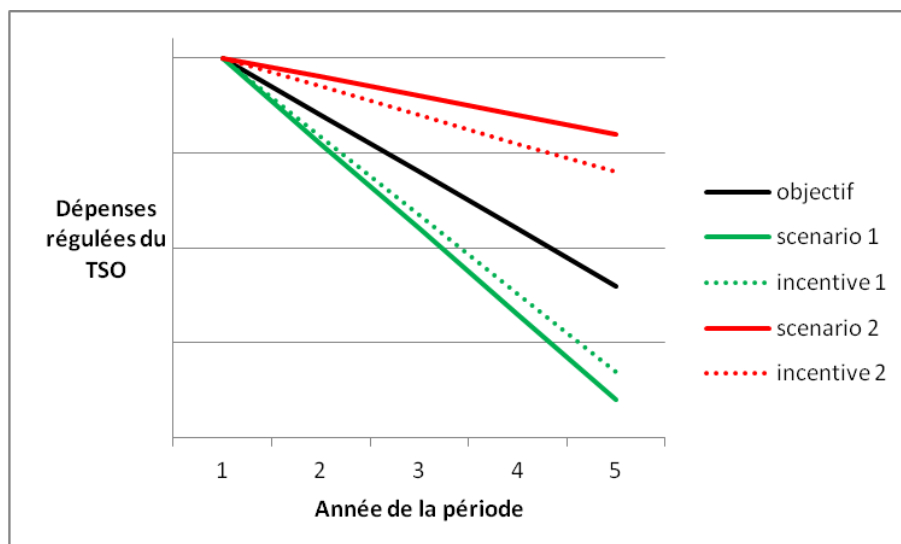
La régulation en Grande Bretagne adopte un modèle désormais bien connu : le *revenue cap*. Comme son nom l'indique, il s'agit d'un plafonnement du revenu du régulé. A l'aide d'audits et de consultations publiques, l'Ofgem détermine les niveaux de dépenses contrôlables et non-contrôlables des régulés. Une concertation avec les régulés permet d'ajuster au mieux ces niveaux. Les consultations durent toute la période de régulation. Celle-ci est de 5 ans. Les niveaux de dépenses sont fixés quelques mois avant le début de la nouvelle période. Pour les dépenses qui sont maîtrisables par le régulé (selon l'Ofgem), l'incitation est donnée généralement par un mécanisme de bonus/malus. Pour ce qui n'est pas maîtrisable, l'incitation est sous forme d'enveloppe globale.

Le montant total des dépenses estimées déterminent le revenu que le régulateur va verser au régulé. Les incitations, quant à elles, sont les objectifs annuels que le régulés doit atteindre, qui font diminuer le revenu total du régulé : il s'agit de la méthode en RPI-X. L'objectif de cette régulation dite « incitative » est d'obliger le régulé à diminuer ses dépenses tout en améliorant la qualité de service.

Prenons le cas du transport d'électricité, réalisé par NGET. La Figure 10 montre le niveau de dépenses autorisées ex-ante par le régulateur (l'objectif). Chaque année sur toute la période, cet objectif diminue de façon à abaisser les dépenses du régulé. A la fin de la période, deux possibilités :

- Scénario 1 : le régulé dépense moins que ce à quoi l'avait autorisé le régulateur. Il peut alors garder 25% de la différence (incentive 1).
- Scénario 2 : le régulé dépense plus que ce qui était prévu. Il doit alors payer 25% de la différence (incentive 2).

Figure 10 La régulation en *revenue cap* en Grande Bretagne



(Source : graphique de l'auteur, données disponibles sur le site de l'Ofgem)

L'Ofgem fixe donc le revenu autorisé des régulés, les laissant libres de fixer leurs tarifs d'utilisation du réseau. Il est intéressant de se pencher sur le cas du transport d'électricité qui a la particularité de dissocier TO et SO (on étudiera NGET pour cela) et qui fixe lui-même ses tarifs d'accès au réseau, pour l'injection (c'est-à-dire les producteurs) et pour le soutirage (c'est-à-dire les distributeurs ou industriels directement connectés au réseau de transport).

Le transport d'électricité en Grande Bretagne

En Grande Bretagne, le *System Operator* (SO) est différencié du *Transmission Operator* (TO). Le SO est un monopole sur toute l'île : il est présent en Angleterre, au Pays de Galles et en Ecosse.

Comme vu précédemment, la durée de la période de régulation est de 5 ans. La régulation est dite « incitative » car elle donne au SO et aux TOs des objectifs à atteindre. Les missions de chacun sont décrites dans la littérature économique comme dans le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Tableau 2 Missions du SO et des Tos

Missions du SO	Vision de long terme
Fiabilité du réseau	
Planification des investissements	
Planification du développement du réseau	
Missions des TOs	Vision de court terme
Réalisation des investissements	
Développement et maintenance du réseau	Raccordement des nouveaux entrants ; Renforcement du réseau
Coordination aux frontières	Une interconnexion avec l'Irlande et une autre avec la France (IFA)

(Source : Rious, **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**; Tableau de l'auteur)

Les mécanismes de régulation sont définis par le régulateur ex-ante dans un document, appelé *Transmission Price Control Review* (TPCR). A l'heure actuelle, NGET se trouve à la fin du TPCR4, celui-ci se terminant en 2012, mais étant prolongé d'un an (*rollover year*, période de transition pour l'application du changement de régulation, cf. chapitre **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

Ces mécanismes ne sont pas tout à fait identiques à ceux définis par la littérature, ils sont partagés en deux catégories principales : les dépenses d'investissements (*capital expenditures*, capex) et les dépenses d'exploitation (*operating expenditures*, opex). Contrairement à ce que leur nom indique, il n'est pas si facile de déterminer en avance qui du SO ou du TO aura la charge des capex

ou des opex. Pour mieux comprendre, nous allons décrire ces deux types de dépenses et nous pourrons construire un tableau d'analyse pour comprendre comment l'Ofgem établit le TPCR.

Les capex

Il en existe deux types : ceux qui sont le résultat d'un changement de l'offre ou de la demande (appelés *load related*, LR), et les autres (*non-load related*, NLR).

L'établissement de la couverture des capex par l'Ofgem se fait grâce à des consultations avec NGET et des consultants. NGET établit son business plan pour la période de régulation à venir, le présente à l'Ofgem, et les négociations commencent. D'un point de vue théorique, l'objectif de NGET est de récupérer un maximum de son bénéfice, soit au maximum, 25% de ceux-ci (les 75% des bénéfices sont redistribués par l'Ofgem auprès des utilisateurs du réseau). Parallèlement, l'objectif de l'Ofgem étant de protéger les consommateurs, le régulateur doit s'assurer que les investissements nécessaires seront bien réalisés afin d'optimiser la qualité de service de NGET vis-à-vis des utilisateurs du réseau.

D'un point de vue comptable, les capacités de financement de NGET sont réparties entre la dette et les fonds propres. L'Ofgem peut alors mettre des contraintes d'investissement en influençant les capacités de financement du régulé : le taux d'endettement (le *gearing*), la rémunération de la dette (coût de la dette), la rémunération des capitaux (coût des capitaux propres) déterminent le *weighted average cost of capital*⁹ (WACC). Le résultat donne une WACC établie à 5,05% (cf. **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

Tableau 3 Etablissement de la WACC du TPCR4

Gearing		60%
Coût de la dette		3,75%
Coût des capitaux propres		7,00%
Impôts		30%
WACC	Vanilla¹⁰	5,05%
	Réel après impôts	4,40%

(Source : les données sont disponibles dans le TPCR4 sur le site de l'Ofgem)

Il est important de comprendre comment ce mécanisme fonctionne car il conditionne les possibilités d'investissement pour NGET. Quant aux chiffres, il est utile de les comparer avec ceux qui

⁹ Le WACC correspond au CMPC français.

¹⁰ En Grande Bretagne, on utilise le Vanilla WACC, qui ne tient pas compte de l'impact des impôts, plutôt que le WACC réel après impôts.

définissent le WACC de la prochaine période, après le changement de régulation (cf. chapitre **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

Pour illustrer ces chiffres, prenons l'exemple d'un actif, dont la durée de vie comptable est de 20 ans, et dont l'amortissement est linéaire. Cela signifie que pendant les 20 années d'existence de l'actif, les investisseurs sont rémunérés de la même façon chaque année, et les utilisateurs paient donc tous la même somme chaque année. Cela peut paraître peu incitatif pour les investisseurs, mais cela est compensé par la rémunération des capitaux propres à 7,00%. En revanche, cela pose la question de l'utilisation de l'actif par les utilisateurs au fil de la dégradation de l'actif, ce qui sera en effet remis en cause lors de la nouvelle réforme RIIO.

Les opex et autres dépenses incitées

Il existe deux sortes de dépenses opérationnelles : les maîtrisables et les non maîtrisables. Le montant autorisé pour les opex, comme pour les capex, est fixé ex-ante, après élaboration du business plan de NGET. Néanmoins, l'Ofgem propose de couvrir les dépenses supplémentaires effectuées le cas échéant, et de réévaluer à la période de régulation suivante, le montant des opex. Ceci n'est pas incitatif pour NGET qui peut alors dépenser plus que prévu sans être inquiété.

Néanmoins, on remarque que les opex sont relativement bien établis ex-ante et les objectifs de régulation également. Bien entendu, il y a les dépenses liées au développement et au renforcement du réseau, mais il y a aussi des dépenses en termes d'innovations et de respect de l'environnement.

**Ainsi, lors de la période de
lancé un programme d'innovation
qui est un fonds permettant de
« verts » (cf.**

Annexe 1 Low Carbon Network Fund). Le réseau est incité à raccorder le plus rapidement possible chaque producteur entrant ayant gagné un projet à innover, sous peine d'un malus : si le raccordement n'est pas fait dans les délais exigés, NGET paie le malus. Or, dans sa mission de service public, il doit impérativement raccorder tout nouvel entrant sur le réseau. L'incitation ne porte donc que sur le temps minimisé de raccordement. En incitant le réseau à raccorder rapidement les nouveaux entrants, il peut y avoir un problème de coordination avec le renforcement du réseau pour qu'il ait les capacités d'accueil d'énergie supplémentaire.

Par ailleurs, l'Ofgem demande à NGET d'être vigilant quant à ses rejets de SF6 : depuis 2007 (début de la période de régulation actuelle), NGET doit diminuer de 0,25% ses fuites de SF6. Jusqu'à présent, les objectifs sont respectés : l'incitation est positive uniquement, NGET reçoit un bonus lorsque les fuites sont diminuées de 0,25% (pas de malus dans le cas contraire). Enfin, il existe d'autres dépenses incitées, notamment la qualité de service. Il ne s'agit pas vraiment d'opex la qualité de service correspond à l'énergie non-distribuée (END) due à des coupures, prévues ou non, à de la maintenance, à un accident, à un test, etc. L'incitation est sous forme de bonus/malus : l'Ofgem définit une « *dead band*¹¹ » du volume (MWh) d'énergie non distribuée par NGET. En dessous, NGET reçoit un bonus, au dessus, elle donne un malus. De plus, l'END est « valorisée » : 33 000£ par MWh d'END. Cette valorisation correspond aux investissements que NGET devrait réaliser pour éviter les interruptions. Autrement dit, la valorisation de l'END justifie une demande de dépense d'opération supérieure à l'Ofgem lors de l'établissement du TPCR.

Les deux autres TOs (SHETL et SPTL) sont incités de la même manière sur l'END, mais en nombre de coupures, pas en volume.

Résultats attendus de la régulation en RPI-X

Lors de la conférence annuelle SBGI Utility Networks¹² à Londres, Alistair Buchanan¹³ a présenté les résultats de cette régulation, vingt ans après la mise en œuvre :

- réduction de 41% des dépenses des opérateurs de transport (SO et TOs) de 1990 à 2008,
- réduction du nombre de coupures de 11% et du temps de coupure de 30%, de 1990 à 2005.

¹¹ Bande morte, c'est-à-dire zone dans laquelle il n'y a pas d'incitation.

¹² SBGI (Society of British Gas Industries) est l'unique association britannique couvrant les sujets d'électricité et de gaz en Grande Bretagne.

¹³ Chief Executive de l'Ofgem.

Selon lui, l'objectif de la régulation incitative « à la britannique » est atteint : les coûts de transport diminuent, alors que la qualité de service augmente.

Mais depuis 2007, les investissements réalisés par NGET ne sont plus suffisants et, chaque année, le régulé n'atteint plus ses objectifs. De plus, de nouvelles contraintes s'ajoutent : les 3x20 européens et la nécessité de renouveler le parc industriel électrique vétuste sont des enjeux à prendre en compte dans la régulation. Il est donc temps pour l'Ofgem de remettre en question les limites de sa régulation.

Conclusion

L'objectif de ce chapitre était de présenter l'évolution du secteur électrique britannique afin de comprendre les enjeux à venir. Nous avons appris cinq points essentiels sur le secteur électrique en Grande Bretagne.

- Premièrement, les bases de la réforme de 1989 ont été conservées : seuls la production et le *System Operator* ont été réformés en 2001, suite à l'observation d'un manque de compétitivité sur le marché. Il ne s'est pas agi de simples ajustements, mais véritablement d'une modification du marché. Le NETA est toujours en œuvre à l'heure actuelle.

- Au cours de la période, la composition de la production a évolué : augmentation de la dépendance énergétique vis-à-vis du gaz, évolution vers des productions d'énergies nucléaire et renouvelables, abandon progressif des énergies conventionnelles. Alors que l'énergie nucléaire devrait assurer la production de base, les énergies renouvelables fourniraient la production correspondant à la pointe. Ne répondant pas aux interrogations concernant le caractère fatal des énergies renouvelables, l'Ofgem a l'air de vouloir continuer dans le sens de ce développement.

- Le régulateur, qui a une expérience de vingt ans, semble prêt à assumer ses décisions. Il a appliqué une régulation ayant pour but de réduire les coûts de production tout en améliorant la qualité de service, et les résultats lui sont favorables. Il est tout à fait crédible dans ses décisions.

- Et lorsqu'il observe que le régulé, NGET dans notre exemple, considère qu'il ne peut plus réduire ses coûts de production, il lance une enquête pour vérifier les dires du régulé. Kema, le consultant engagé alors pour cette étude, conclura dans le sens opposé à NGET : le régulé peut encore fournir des efforts. Fort de ses expériences passées, le régulateur britannique peut, en toute légitimité, s'interroger sur la légitimité de la régulation qu'il applique depuis vingt ans, et imposer au régulé un nouveau cadre de régulation.

- L'agenda de la mise en œuvre de ce cadre (dénommé RIIO) correspond aussi à une période de remise en question

générale en Europe : la sûreté du nucléaire, la nécessité de parvenir aux objectifs environnementaux 3x20 définis par l'UE, l'obsolescence des parcs électriques dans plusieurs pays. C'est la raison pour laquelle le régulateur prépare une réforme en 2010 qui modifiera la régulation dès 2013. L'objet du prochain chapitre est d'étudier les changements qu'apportera cette réforme.

RIO, quels changements pour le secteur électrique britannique ?

En 2010, l'Ofgem lance une campagne de consultation appelée « RPI-X@20 » pour savoir si, après 20 ans de régulation en RPI-X, la méthodologie est toujours bonne ou si elle nécessite des adaptations. La consultation se fait auprès des « *stakeholders* », c'est-à-dire de toutes les parties prenantes à la chaîne de l'énergie en Grande Bretagne, mais également auprès de toutes les entités intéressées et ayant la volonté de donner un avis sur la question. La consultation aboutit à un résultat en juillet de la même année : la régulation changera à la prochaine période. Ses modalités seront définies sur les critères sous-tendus par la devise *Revenue = Incentives + Innovations + Outputs* (RIO).

Lorsque l'on regarde le calendrier de ces décisions, on s'aperçoit de coïncidences : la Grande Bretagne doit renouveler son parc électrique quasi-entièrement. Pour cela, le montant estimé par l'Ofgem est de 110 milliards de livres. Ce montant est exceptionnellement élevé, il nécessite des investissements massifs. D'autre part, comme d'autres Etats-membres de l'Union Européenne, la Grande Bretagne a des objectifs chiffrés en termes d'énergies renouvelables et de décarbonation du secteur électrique : les 3x20 britanniques sont une réduction de 45% des émissions de gaz à effet de serre, une augmentation de 15% de consommation des énergies renouvelables et une amélioration de 15% de l'efficacité énergétique (d'ici 2020, par rapport à 1990).

Enfin, bien que la première mission du régulateur ait toujours été clairement définie comme la protection du consommateur, ce n'était pas une constante dans la régulation. Avec RIO, l'intérêt du consommateur devient primordial. Ce chapitre identifie les nouvelles incitations que le régulateur compte appliquer aux régulés dans un premier temps, la cible de ces changements afin de vérifier qu'il s'agit bien en priorité de la protection du consommateur.

La première section sera consacrée à la présentation de RIO, et résumera principalement des documents concernant la réforme du marché électrique britannique édités par l'Ofgem depuis 2010 et par National Grid.

Cette présentation prend tout son intérêt si elle est mise en perspective avec l'organisation de la régulation actuelle. La deuxième section sera donc dédiée à la comparaison des deux régulations,

compte-tenu des informations connues aujourd'hui sur les changements prévus pour 2013. Cette section reprendra les éléments de la nouvelle régulation abordés sous l'angle des outputs et des innovations, afin d'analyser ses conséquences économiques sur les régulés, par rapport à la régulation actuelle.

Pour plus de compréhension, comme dans le chapitre précédent, l'exemple utilisé sera celui du gestionnaire du réseau de transport, NGET.

Les principes généraux

Les principes généraux des modifications de la régulation sont écrits dans le *handbook* que l'Ofgem a publié en octobre 2010. Ce guide de la refonte de la régulation donne une nouvelle lecture de la régulation : au lieu d'inciter à réduire les dépenses tout en améliorant la qualité de service, il y aura principalement des incitations sur les innovations, c'est-à-dire des projets innovants sur le réseau (tels que le raccordement d'énergies renouvelables) et sur les « *outputs* », c'est-à-dire les missions attendues des régulés. On pourrait penser que les incitations sur les *outputs* ne sont pas très différentes de celles qui existent dans l'actuelle régulation. C'est ce que nous allons établir dans cette section.

Incitations sur les *outputs*

Les *outputs* primaires sont les missions générales des régulés. Autrement-dit, il s'agit des activités de réseau attendues du gestionnaire, que ces activités soient régulées ou non. À l'aide de la description des *outputs* primaires, on peut lister les différences et ressemblances avec la régulation actuelle.

Les outputs primaires

Dans le *Handbook*, l'Ofgem établit une liste d'outputs primaires pour lesquels le gestionnaire sera incité. Cette liste peut être résumée de la façon suivante :

- satisfaction des utilisateurs,
- disponibilité et fiabilité du réseau,
- sécurité,
- conditions d'accès au réseau,
- impact environnemental.

Tableau 4 Comparaison des incitations sur les outputs entre la régulation actuelle et RIIO

Outputs primaires définis sous RIIO	Correspondance entre les 2 régulations	Missions incitées actuellement
Satisfaction des utilisateurs	√	Qualité de service
Disponibilité et fiabilité du réseau	√	Services systèmes
Sécurité	√	Sécurité
Conditions d'accès au réseau	√	Raccordement au réseau, renforcement et réduction des coûts de congestion
Impact environnemental	√	Impact environnemental
		Innovations

(Source : Handbook de l'Ofgem, tableau de l'auteur)

Le Tableau 4 identifie les analogies et les différences entre les deux régulations. Il permet deux constats :

- les outputs primaires définis par le *Handbook* de l'Ofgem existent déjà à l'heure actuelle,
- le gestionnaire du réseau n'est plus incité à réaliser des innovations sur le réseau.

Ces deux constats permettent de conclure quant au périmètre des incitations du gestionnaire du réseau : il ne changera que très peu avec RIIO. Néanmoins, les missions se traduisent par les mêmes incitations.

Incitations sur les outputs : différences avec la régulation actuelle

Les incitations sur les outputs concernent principalement les régulés. Elles seront indiquées pour NGET sur le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Tableau 5 Conséquences économique des changements d'incitations sur les outputs du gestionnaire de réseau

Output	Description	Mécanisme incitatif	Conséquence économique
Satisfaction des utilisateurs	Enquête de satisfaction détaillée	Bonus/Malus	Déjà appliqué dans la régulation actuelle ; mécanisme incitatif sur les points décrits dans l'enquête ; non incitatif pour ce qui n'est pas explicitement décrit.
Disponibilité et fiabilité du réseau	END en nombre et en volume (MWh, au lieu de ne considérer que le volume)	Dévalorisation de l'END à 16 000£ (au lieu de 33 000£) le MWh	Maitrise du nombre de coupures, en plus du volume déjà incité dans la régulation actuelle ; mécanisme incitatif sur la gestion de l'END : responsabilisation du GRT.
	Satisfaction des utilisateurs (nombre et temps de coupures)	Bonus	Déjà appliqué dans la régulation actuelle ; mécanisme incitatif : le bonus pousse le GRT à optimiser le temps et le nombre de coupures
Conditions d'accès au réseau	Rapidité du raccordement des nouveaux entrants	Bonus/Malus	Mécanisme incitatif : optimise la gestion des raccordements ; n'incite pas à optimiser la congestion qui découle des nouveaux raccords.
Impact environnemental	Concurrence pour les innovations sur le réseau	Forfait pour raccorder les nouveaux entrants innovants	Déjà appliqué dans la régulation actuelle ; forme de rente : non

	Connexion rapide des projets innovants	Bonus/Malus	
	Satisfaction des utilisateurs (enquête)	Bonus/Malus	Déjà appliqué dans la régulation actuelle ; mécanisme incitatif
	Réduction de SF6	Pas d'incitation	Principe du « pollueur payeur » : le GRT n'est plus incité à la réduction du SF6

(Sources : documents de l'Ofgem relatifs aux incitations sur les outputs ; Tableau de l'auteur)

Incitations sur les innovations

L'Ofgem présente les stimuli *Incentive*, IFI) comme un s'agit de la continuité du LCN Fund (cf.

Annexe 1 Low Carbon Network Fund commencé en 2009 et Annexe 2 sur les projets vainqueurs).

Mécanisme détaillé

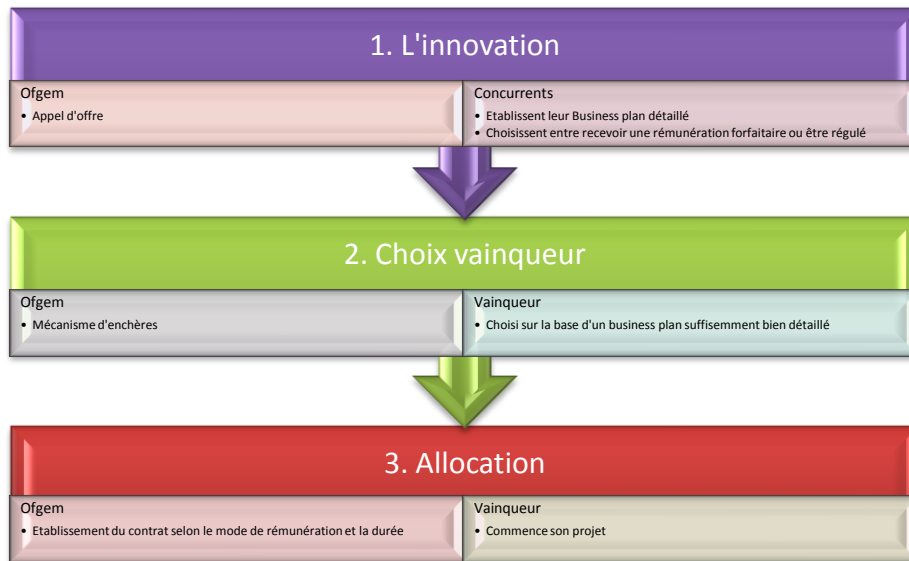
L'Ofgem détermine une enveloppe totale de 400 millions de livres, à répartir entre le réseau et les entreprises innovantes sélectionnées. Il s'agit de s'inspirer du LCN Fund, car l'Ofgem est satisfait de son application. De la même façon que pour le LCN Fund, le cahier des charges n'est pas explicitement défini ex-ante, mais c'est aux concurrents de le faire dans le détail de leur business plan. Ainsi plusieurs projets peuvent remporter l'enchère lors du même tour.

Il y a quelques différences par rapport au LCN Fund dans chacune des étapes du choix du nouvel entrant innovant¹⁴ :

- l'Ofgem n'essaie plus de décrire le cahier des charges des innovations : d'une part, les entreprises ont réussi à faire leurs preuves lors du LCN Fund, d'autre part, le choix est laissé à l'entreprise qui concourt à l'appel d'offre entre une rémunération au forfait et une rémunération type régulation,
- les vainqueurs sont choisis sur l'appréciation de leur Business Plan par l'Ofgem,
- il n'y a pas de clause de non-renégociation ex-post prévue au contrat.

¹⁴ Le nouvel entrant est l'entreprise en concurrence avec le réseau, qu'il s'agisse du réseau de transport ou du réseau de distribution.

Figure 11 Mécanisme de l'Innovation Stimuli



(Source : figure de l'auteur)

Conséquences économiques

Pour chacun des acteurs de l'IFI, il existe des conséquences économiques, résumées dans le Tableau 1.

Tableau 1 Conséquences économiques de l'Innovation Stimuli sur les agents

Acteur	Mécanisme	Conséquence économique
Régulateur	Donne le choix entre une allocation et la régulation	Fait révéler l'information de durée du projet aux concurrents
	Fait jouer la concurrence pour les innovations	Fait révéler le bénéfice économique de l'externalisation de certaines fonctions du gestionnaire de réseau
Le gestionnaire du réseau	A de la concurrence pour les innovations	Se voit externaliser une de ses fonctions

	A un bonus pour raccorder les innovations rapidement	Est incité à raccorder rapidement, sans être incité à renforcer le réseau dans le même temps
Les entreprises	Définissent leur propre business plan	Doivent établir eux-mêmes le cahier des charges ; ne sont pas incités à révéler toutes les informations
	Choisissent entre l'allocation et la régulation	Révèlent l'information de durée de leur projet

(Source : les mécanismes sont dans les documents de l'Ofgem relatifs à l'Innovation Stimuli ; Tableau de l'auteur)

Le Tableau 1 Conséquences économiques de l'Innovation Stimuli sur les montre que l'information la plus importante pour le régulateur est la durée du projet proposé par l'entreprise innovante. En effet, en lui permettant de choisir entre un système de régulation et l'attribution d'une allocation (comme ce qui était fait pour le LCN Fund), le régulateur fait révéler cette information à l'entreprise : si elle choisit d'être rémunérée par une allocation, c'est qu'elle a un projet qui sera terminé à la fin de la période de régulation, alors que si elle choisit d'être rémunérée comme les régulés, c'est qu'elle prévoit un projet dont le terme peut s'allonger. Ceci est une information importante révélée par l'Ofgem : le régulateur, tirant les enseignements du LCN Fund, prévoit que le terme du projet doit pouvoir être négocié, selon le type de projet. D'autre part, la clause de non-négociation ex-post disparaît pour l'IFI.

Les implications pour le secteur

Les incitations sur les outputs touchent particulièrement les régulés et leurs mécanismes de rémunération, tandis que les incitations sur les innovations concernent particulièrement les producteurs et les consommateurs finals.

Les régulés

On comprend par les incitations sur les outputs que le prix n'est plus le critère important que l'Ofgem souhaite traiter. En effet, les prix de l'énergie en Grande Bretagne vont augmenter, à cause du renouvellement du parc et des efforts qui doivent être fournis en matière environnementale.

En mars 2011, l'Ofgem sort son document de référence sur les enjeux de régulation qui seront appliqués dès 2013. Nous nous proposons de les identifier de la même manière qu'ils l'ont été lors de la régulation actuelle : les incitations sur les capex puis les incitations sur les opex. Cela permettra une analyse économique des changements envisagés.

Régulation des capex

Deux grands changements apparaissent : d'une part, la durée de la période de régulation passera de 5 ans à 8 ans. Mais cette période bénéficiera d'une revue à mi-parcours, c'est-à-dire qu'au bout de 4 ans de régulation, il peut y avoir des changements d'incitations. Cette revue n'est pas encore clairement expliquée, mais les conséquences de cela sont claires : alors qu'un allongement de période est très incitatif pour les investisseurs puisqu'ils sont assurés d'avoir un retour sur investissement plus grand, la revue de mi-parcours va dans le sens opposé. En effet, si les règles du jeu peuvent changer au bout de 4 ans, il n'y a pas de bon signal pour les investisseurs, sauf si la rémunération des capitaux augmente. D'autre part, la durée de vie des actifs passe de 20 ans à 45 ans. Autrement-dit, l'augmentation de la durée de vie comptable se rapproche de la durée de vie réelle.

Le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** présente l'état des lieux des contraintes d'investissements prévues à l'heure actuelle pour l'implémentation de RIIO grâce à la détermination du WACC, par comparaison à celles qui sont aujourd'hui appliquées.

Tableau 7 Comparaison de la WACC Actuelle et de la WACC sous RIIO

	Régulation actuelle	Régulation sous RIIO
Gearing	60%	65%
Coût de la dette	3,75%	3,75%
Coût des capitaux	7,00%	6,80%
Impôts	30%	30%
Vanilla WACC	5,05%	Pas encore annoncé

(Sources : données d'Europe Economics ; Tableau de l'auteur)

Le taux d'endettement supposé augmenter de 5% signifie que National Grid est incapable de s'autofinancer. Ce point n'a pas de justification économique car c'est un signal désincitateur pour les investisseurs de National Grid. Ceux-là se voient proposer une rémunération diminuée (coût des capitaux baisse de 0,20%), sur une période plus grande (45 ans) et avec plus de risque (dû à la revue de mi-parcours au bout de 4 ans).

Cela peut être contrebalancé par deux nouveautés :

- une rémunération des capitaux dégressive, permettant une rémunération plus rapide en début de

vie des actifs (cf. Annexe 3 Méthodes d'amortissement des actifs),

- une volonté non affichée de privilégier le nucléaire face aux énergies renouvelables. En effet, les énergies renouvelables sont des énergies fatales dont l'activité est risquée en ce qui concerne le retour sur investissement, alors que le nucléaire ne présente aucun risque d'investissement puisqu'il permet une activité de production de base. Cela a une incidence sur les régulés car ce sont eux qui raccordent la production au réseau.

Régulation des opex

La régulation des opex change avec les incitations sur les Outputs.

La qualité de service va être incitée plus drastiquement : la valorisation de l'END diminuant, le gestionnaire du réseau est incité à faire un effort supplémentaire pour améliorer sa gestion de l'END, puisqu'il sera moins rémunéré. On remarque par ailleurs que la diminution de la valorisation de l'END tend à une harmonisation avec les valeurs européennes. De plus, le gestionnaire du réseau sera désormais jugé sur le volume et le nombre de coupures, ce qui constitue une incitation supplémentaire : à l'heure actuelle, NGET n'est jugé que sur le volume, ce qui indique que l'Ofgem a une bonne connaissance des capacités de NGET à maîtriser son volume d'END. Mais l'incitation nouvelle sur le nombre de coupures indique que l'Ofgem pense que NGET peut encore mieux gérer la qualité de son service.

Les conditions d'accès au réseau ne changent pas d'incitations, sauf lorsqu'il s'agit de connecter les nouveaux entrants innovants : pour ces raccordements, NGET est soumis à un mécanisme de bonus/malus pour gérer rapidement les raccords. Bien que les conditions de « rapidité » ne soient pas encore décrites par l'Ofgem, on peut entrevoir une conséquence quasi immédiate sur la congestion du réseau : en effet, le renforcement du réseau demande du temps, et il nécessiterait d'être effectué avant le raccord des nouveaux entrants. Or si la rapidité du raccordement est le critère d'incitation, le renforcement du réseau ne sera pas fait avant l'entrée des nouveaux, et cela provoquera de la congestion qui, d'une part coûte cher, et d'autre part aurait pu être évitée.

Producteurs, fournisseurs et consommateurs

En amont, la production est incitée à ne pas retrouver un schéma traditionnel de production d'énergies peu chères : comme les régulés, le prix n'est plus la composante essentielle. Au contraire, puisque les prix de l'énergie vont augmenter, l'Ofgem anticipe en voulant profiter de cette opportunité pour orienter la production et la consommation vers les énergies renouvelables, ce qui permet le changement de mix-énergétique. La réforme du marché électrique en Grande Bretagne a donc une importance capitale sur le devenir de la

production d'électricité. Il aura une grande importance aussi pour les consommateurs puisque l'Ofgem s'en préoccupe particulièrement.

Cette sous-section a pour but d'étudier l'impact de la réforme du marché de l'électricité en Grande Bretagne sur la production et la consommation.

Production

Deux changements concernent la production : la nécessité du renouvellement du parc électrique d'une part, et les incitations données par le régulateur en matière de politique énergétique. Cela se traduit par deux variantes de la production : la production d'électricité traditionnelle se tourne désormais vers le nucléaire, tandis que les énergies renouvelables sont favorisées pour le développement du parc électrique.

La production traditionnelle, comme le montrait la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** a changé de visage au cours des dernières années, privilégiant les CCGT et laissant une place, aussi petite soit-elle, à la production d'énergies renouvelables, au détriment des énergies dites conventionnelles, à partir de charbon, de pétrole ou de gaz. Ainsi, en octobre 2011, le pays annonce la relance d'un programme nucléaire pour la construction de 10 réacteurs supplémentaires (il en existe déjà 19) augmentant la capacité de production d'un volume pouvant aller jusqu'à 6,6 GW (et assurant ainsi la production de base).

Cette tendance à réduire la production traditionnelle va de pair avec la volonté du gouvernement de produire plus d'électricité d'origine renouvelable. D'ailleurs, si la production de base est assurée par le nucléaire, comme vu ci-dessus, les énergies renouvelables pourraient satisfaire la production de pointe (on ne parle ici que des capacités de production, pas de contraintes liées aux énergies renouvelables). Ainsi, les producteurs d'éolien offshore peuvent être raccordés au réseau de transport, aux frais du gestionnaire.

Fournisseurs et consommateurs

La concurrence sur le marché de détail n'est pas directement modifiée par les changements de régulation ou le renouvellement du parc industriel électrique. En revanche, les consommateurs vont voir leurs prix augmenter. En effet, qu'il s'agisse de nouveaux types de production, ou bien d'ajustements sur le réseau pour répondre à cette nouvelle offre ou pour améliorer l'efficacité énergétique, les changements se ressentiront aussi sur la facture finale des consommateurs. Néanmoins, cette augmentation ne peut pas fragiliser le marché de détail : tous les prix augmenteront.

Quelle bonne nouvelle peut-on annoncer aux consommateurs, alors ? L'indépendance énergétique assurée par une production de base issue du nucléaire, quelques mois seulement après Fukushima ? Dans le cas précis de l'augmentation des prix, il n'y a pas de réponse satisfaisante pour un consommateur. Il peut y en avoir pour le consommateur rationnel qui prendra en compte l'intérêt général.

L'Ofgem veille à protéger ce consommateur :

- le consommateur aura la possibilité de participer aux travaux d'évaluation des régulés, afin d'exprimer sa satisfaction,
- le consommateur aura toujours accès aux prix du marché de détail afin de pouvoir choisir lui-même son fournisseur, et pourra continuer à changer d'opérateur comme il le veut,
- le consommateur aura la satisfaction d'avoir une part d'énergies renouvelables grandissante dans sa consommation d'électricité.

Il ne faut pas confondre cela avec une augmentation de la transparence des prix : le marché de gros ne laisse toujours pas ses prix apparents en jour J, alors que ces prix représentent plus de 50% de la facture du consommateur. D'autre part, bien que la question de l'intermittence des énergies renouvelables ne soit pas l'objet de cet article, il est important de souligner ici les enjeux de cette question.

Il faut tout de même noter l'effort fourni par l'Ofgem pour soutenir la recherche et développement grâce aux *Innovation Stimuli*, qui permettent de continuer à chercher des moyens de stockage d'électricité en grande quantité et bon marché.

S'il est certain que les consommateurs ne pourront pas être satisfaits des réponses à leurs questions concernant l'augmentation des prix de l'électricité, le régulateur et le gouvernement œuvrent dans le sens d'un contentement global. D'ailleurs, l'augmentation de la part du nucléaire et des énergies renouvelables permettra à la Grande Bretagne de regagner une certaine indépendance énergétique.

Conclusion

L'objectif de ce chapitre était d'étudier les changements que RIIO allait amener à la régulation actuelle. Nous avons pu remarquer que l'Ofgem se concentrera essentiellement sur les *outputs* et sur les innovations. Et cela se traduit par la réduction du champ d'action de NGET d'une part, et sur l'exploration de la concurrence pour certaines missions qui étaient traditionnellement allouées à NGET d'autre part. Cela justifie bien la réforme du marché à venir.

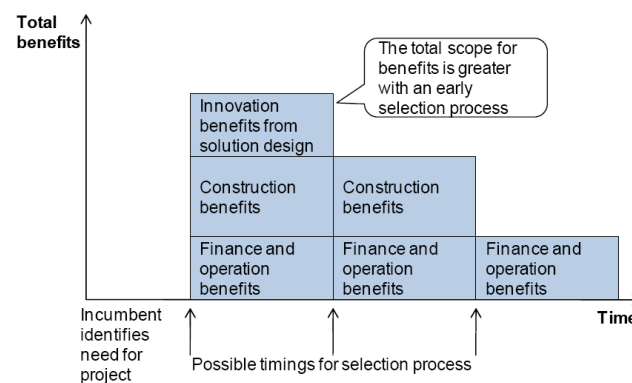
Néanmoins, en ce qui concerne la régulation des capex et des opex, la réforme ne s'éloigne pas vraiment des sentiers battus. Au contraire : les missions de NGET restent quasiment les mêmes (sauf pour les innovations).

En revanche, ce qui change dans les préoccupations du régulateur porte sur les coûts de production qui ne sont plus un challenge pour NGET. L'Ofgem désire profiter de l'augmentation

certaines des prix de l'électricité pour pouvoir pousser les innovations à prendre une place importante dans le réseau électrique.

En décembre 2011, l'Ofgem a annoncé son intention d'ouvrir le réseau à la concurrence : une consultation est lancée afin de savoir comment installer la concurrence au sein du réseau de transport, pour établir des lignes de transport qui n'existaient pas auparavant, et qui ne sont pas mêlées au réseau déjà installé. Pour ce faire, le régulateur demande à ce que les missions du gestionnaire de réseau soient redéfinies dans le cadre de l'ouverture à la concurrence. Cette proposition a pour objectif d'en faire bénéficier les consommateurs (cf. **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

Figure 12 Ouverture du réseau à la concurrence, présentation des bénéfices selon l'Ofgem



(Source : Ofgem **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**)

En ce qui concerne la régulation de NGET, tout n'est pas encore fixé. Le plus dur sera de trouver les investisseurs, prêts à faire le choix d'une activité de long terme et peu rémunérée. Le 15 décembre 2011, National Grid a accepté publiquement l'extension du mécanisme de revenu actuel pour l'année de transition¹⁵. Le changement de revenu définitif n'aura donc lieu qu'en 2013.

¹⁵<http://www.stockmarketwire.com/article/4277452/National-Grid-agrees-price-control-extension.html>

Conclusion générale

Cet article avait pour objectif de rendre compte de l'état des lieux du secteur électrique en Grande Bretagne. Or le secteur étant aujourd'hui en travaux, puisque le régulateur annonce une réforme des marchés pour 2013, nous avons mis en perspective le secteur tel qu'il est aujourd'hui par rapport à ce que l'Ofgem prévoit qu'il sera après 2013. Cela nous a permis d'établir des conclusions quant aux différentes étapes de la chaîne de l'électricité.

Dans un premier temps, la production : elle est un enjeu primordial pour la Grande Bretagne car le pays est dépendant énergétiquement depuis 2006. En effet, sa consommation d'électricité provenant principalement du gaz ; lorsque le pays s'est trouvé en manque de ressources domestiques, il s'est vu dans l'obligation d'importer (majoritairement depuis les Pays-Bas). Or cette situation de dépendance n'est pas jugée souhaitable. D'autre part, le parc industriel est aujourd'hui vétuste : certaines centrales sont à déclasser, d'autres à reclasser. La rénovation du parc électrique britannique coûtera environ 110 milliards de livres d'ici 2020, d'après les prévisions du DECC et de l'Ofgem. Enfin, puisque des efforts d'investissements doivent être réalisés massivement, l'Ofgem souhaite en profiter pour inciter les producteurs à innover, en termes d'énergies renouvelables et de décarbonation du secteur, afin d'atteindre les objectifs 3x20.

Ces contraintes que la production rencontre sont étroitement liées à la régulation du secteur concernant le transport d'électricité car les innovations de la production pourront être raccordées au réseau de transport, tout en étant en concurrence sur certains projets de développement du réseau, avec ce même réseau. En effet, la prochaine régulation, qui verra le jour en 2013 sous le nom de RIIO (Revenue = Incentives + Innovations + Outputs), prévoit une séparation des activités de réseau telle que :

- d'une part, les innovations sont mises en concurrence et font l'objet d'incitations (bien que ces incitations ne soient pas encore très claires), les projets étant choisis par un mécanisme d'appel d'offre,
- d'autre par, les outputs, qui restent des missions du gestionnaire de réseau. Ces missions voient leurs incitations changer un peu, notamment du point de vue des investissements :
 - o une durée de vie des actifs prolongée,

- o sans augmentation de la rémunération de la dette,
- o une période de régulation prolongée jusqu'à 8 ans, mais pouvant être découpée en deux, au terme des 4 premières années,
- o une rémunération des capitaux diminuée pour les investisseurs.

Nous pouvons enfin remettre les changements de régulation à venir dans une perspective théorique : la libéralisation du secteur avait permis une découpe précise de la chaîne d'électricité. RIIO a l'air de commencer à modifier cette découpe, en privatisant les innovations. Sans ouvrir totalement le réseau à la concurrence, les pas faits vers cette privatisation sont tout de même considérables. Il serait donc intéressant d'étudier les limites de la découpe de la chaîne d'un ancien monopole naturel, afin de vérifier la légitimité de l'existence des régulés. De plus, l'Ofgem réduit lui aussi le périmètre de ses expertises : le régulateur reconnaît ses limites dues au manque de transparence de l'information. Au-delà d'un choix du mode de régulation, l'Ofgem limite délibérément son domaine d'analyse et permet à la concurrence de révéler certaines informations auxquelles il n'a pas accès. Les travaux sur les compétences du régulateur sont à l'heure actuelle d'une grande importance afin de remédier aux problèmes causés par le manque de transparence et la rationalité imparfaite.

Bibliographie

1 Europe Economics Chancery House. 2011. "The Weighted Average Cost of Capital for Ofgem's Future Price Control". Phase III, Report by Europe Economics, 22 March 2011.

2 Giannakis, D., T. Jamasb & M. Pollitt. 2003. Benchmarking and Incentive Regulation of Quality Service: an Application to the UK Electricity Distribution Utilities. CMI Working Paper Series (December 2003).

3 Green, R. 1999. Draining the Pool: the Reform of Electricity Trading in England and Wales. *Energy Policy*, Vol. 27, Issue 9 (September 1999, pp. 515-525).

4 Green, R. & N. Vasolakos. 2011. The Long-Term Impact of Wind Power on Electricity Prices and Generating Capacity. Centre for Competition Policy Working Paper 11-4.

5 IEA. 2007. "Energy Policies of IEA Countries. The United Kingdom 2006 Review".

6 Jenkins, C. 2011. RIIO Economics. Draft Working Paper for Center for Competition and Regulatory Policy Winter Workshop (February 2011).

7 Joskow, P. L. 2011. Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks. Chapter in NBER Book "Economic Regulation and its Reform: What Have We Learned?" Nancy L. Rose.

8 Joskow, P. L. 2011. Economic Regulation and its Reforms: What Have We learned? Chapter in NBER Book "Economic Regulation and its Reform: What Have We Learned?" Nancy L. Rose.

9 Littlechild, S. 2007. Beyond Regulation. In Robinson, Colin (ed.): "Utility Regulation in Competitive Markets: Problems and Progress". Cheltenham: Edward Edgar, p. 7-33.

10 NERA. 2011. "SPT's Cost of Capital – A Presentation for Ofgem". 17 February 2011.

11 Newbery, D. 2005. Refining Market Design. Paper presented at the Conference "Implementing the Internal Market of Electricity: Proposals and Timetable" (Brussels, 9 September 2005).

12 Ofgem. 1999. The New Electricity Trading Arrangements. July 1999.

13 Ofgem. 2006. "Transmission Price Control Review: Final Proposals". Decision document (ref 206/06, 4 December 2006).

14 Ofgem. 2007. "National Grid Electricity Transmission System Operator Incentives from 1 April 2007". Final proposals and statutory license consultation (ref 35/07, 27 February 2007).

15 Ofgem. 2010a. "Regulating energy networks for the future: RPI-X@20 Emerging Thinking – A specific innovation stimulus". Supporting paper (20 January 2010).

16 Ofgem. 2010b. "Regulating energy networks for the future: RPI-X@20 Recommendations". Consultation (ref 91/10, 26 July 2010).

17 Ofgem. 2010. "Handbook for implementing the RIIO model". Handbook (4 October 2010).

18 Ofgem. 2010. "Open letter consultation on the gas and electricity innovation stimuli". Open letter (ref 129/10, 12 October 2010).

19 Ofgem. 2010. "Low Carbon Networks Fund – Creating Britain's low carbon future today". Factsheet (28 November 2010).

20 Ofgem. 2011. "First Report from Ofgem on Monitoring the 'Connect and Manage' Electricity Grid Access Regime". Letter from Lord Mogg to Minister of State Charles Hendry (30th March 2011).

21 Ofgem. 2011. "Decision on strategy for the next transmission and gas distribution price control – RIIO-T1 and GD1 Financial issues". Supplementary Annex (RIIO-T1 and GD1 overview papers, 31 March 2011).

22 Ofgem. 2011. "Strategy for the next transmission price control – RIIO-T1 outputs and incentives". Supplementary annex (RIIO-T1 Decision overview paper, 31 March 2011).

23 Ofgem. 2011. "Providing a greater role for third parties in electricity transmission: Early thinking". Supplementary consultation (RIIO-T1 overview paper, ref 48/11, 31 May 2011).

24 Ofgem. 2011. "Notes and issues from the third meeting of the Innovation Working Group, held on Thursday 12 May 2011 at Ofgem's". Memo (25 May 2011).

25 Ofgem. 2011. "National Grid Electricity Transmission System Operators Incentives from 1st April 2011". Final proposals (ref 76/11, 10 June 2011).

26 Ofgem. 2011. "Decision on the RPI indexation method to apply to allowed revenues in the forthcoming RIIO price controls (T1 and GD1) and the TPCR4 rollover". Factsheet (1 July 2011).

27 Ofgem. 2011. "RIIO Update". Issue 01. August 2011.

28 Ofgem. 2011. “Low Carbon Network Fund winning projects Second Tier Decision”. Final Decision (ref 159/11, 27 November 2011).

29 Ofgem. 2011. “RIIO-T1 Implementing Competition in Onshore Electricity Transmission”. Consultation (ref 179/11, 16 Decemeber 2011).

30 Pollitt, M. & J. Bialek. 2009. Electricity Network Investment and Regulation for a Low Carbon Future. Cambridge Working Paper.

31 Pollitt, M. 2011. The Implications of the UK’s Electricity Market Reform for the Consumer. IAEE Annual Conference (Stockholm, 21 June 2011).

32 Pollitt, M. 2011. The Single Market in Electricity (and Gas): Success and Failures. Talk to CERRE (Brussels, 24 March 2011).

33 Rious, V., J.-M. Glachant, Y. Perez & P. Dessantes. 2008. The Diversity of design of TSOs. Energy Policy, Vol. 36, Issue 9 (September 2008, pp. 3323-3332).

34 Rious, V. & M. Saguan. 2011. Implementing Incentive Regulation with Imperfect Regulators. 10th Conference on Applied Infrastructure Research (7 – 8 October 2011).

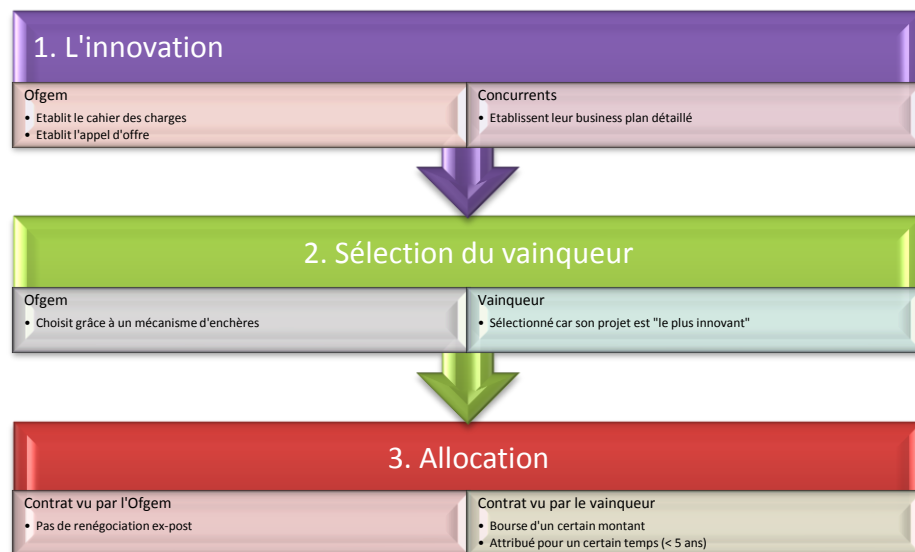
35 Roques, F., D. M. Newbery & W. J. Nuttall. 2005. Investment Incentives and Electricity Market Design: the British Experience. Review of Network Economics, Vol. 4, Issue 2 (June 2005, pp.93-128).

36 Roques, F. 2011. National Power Market Reforms – Barriers or Drivers of Further European Integration? FSR & Climate Economics Chair Workshop “Energy and Carbon Markets: What is at Stake”.

37 Sioshansi, F. P. 2006. Electricity Market Reform: What has the Experience Taught Us Thus Far? Utilities Policy, 14 (pp.63-75).

Annexe 1 Low Carbon Network Fund – Mécanisme

Figure 13 Mécanisme d'attribution de l'allocation du LCN Fund



Il aurait pu s'agir d'une enchère comme d'autres, puisque le mécanisme paraît y ressembler. Mais en regardant de plus près, on remarque quelques anomalies de définition.

L'innovation

L'Ofgem doit établir le cahier des charges et rédiger l'appel d'offre pour les innovations. Celles-ci doivent contribuer à la décarbonation du réseau et à l'apport d'énergies renouvelables. Or l'Ofgem ne sait pas définir précisément ces innovations. Le régulateur demande donc aux entreprises qui souhaitent participer au processus d'établir précisément leur business plan : durée du contrat, détail de l'innovation et de ce qu'elle doit apporter au réseau, montant nécessaire.

La sélection du vainqueur

Le seul critère imposé aux entreprises est le détail de leur business plan. Mais, là encore, il va falloir choisir entre des projets de nature, de durée et de montant différents. Le projet « le plus innovant » est choisi par le régulateur. C'est une enchère de type « concours de beauté », c'est-à-dire que les critères de sélection ne peuvent pas

être objectivement exposés puisqu'ils ne sont pas définis lors de l'appel d'offre.

Allocation

Lorsque le vainqueur remporte l'attribution de l'allocation, l'Ofgem définit le montant qui aidera l'entreprise à réaliser son projet. Les montants varient d'un projet à un autre, tout comme la durée du contrat. Lors de la contractualisation, il existe une clause de non-renégociation ex-post, c'est-à-dire que les termes définis ne changeront pas. En particulier la durée du projet et le montant de l'allocation.

Annexe 2 LCN Fund – Projets vainqueurs

La première année, en 2010, 4 projets ont remporté l'appel d'offre proposé par le LCN Fund de l'Ofgem. Ils sont représentés dans le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Tableau 8 Projets vainqueurs du LCN Fund

Année	Nom du projet	Entreprise	Description rapide du projet	Montant total du projet	Durée du projet
2010	Customer-Led Network Revolution	CE Electric UK	Livraison de smart meters	53,6 m£	Décembre 2010 – décembre 2013
	Low Carbon London – A Learning Journey	UK Power Networks	5000 smart meters pour véhicule électriques + support financier à l'Imperial College pour la R&D sur les véhicules électriques	36,1 m£	Janvier 2011 – juillet 2014
	Low Carbon Hub	Central Networks	Connexion de 110 MW d'énergies renouvelables	3,5 m£	Décembre 2011 – juin 2015
	Low Voltage Network Templates for a Low Carbon Future	Western Power Distribution (DNO)	Installation de smart meters dans plus de 1000 postes de distribution	9,0 m£	Décembre 2010 – juillet 2013

2011	Building, Renewables and Integrated Storage, with Tariff to Overcome network Limitations (BRISTOL)	Western Power Distribution (DNO)	Déploiement de panneaux photovoltaïques sur 30 logements sociaux, 10 écoles et 1 bureau, lie a une pile de stockage	2,2 m£* ¹⁶	Les dates de financement des projets ne sont pas encore données
	Capacity to Customers	Electricity North West Ltd. (DNO)	Déploiement de techniques pour renforcer le réseau ¹⁷ en utilisant le réseau haute tension et très haute tension	9,1 m£	
	FALCON	Western Power Distribution East Midlands	Meme proposition	12,4 m£*	
	Flexible Networks for a Low Carbon Future	Scottish Power Energy Networks	Meme proposition	3,6 m£	
	Flexible Plug and Play	UK Power Networks	Amélioration de la transmission de données lors du raccordement d'énergies renouvelables afin d'améliorer l'efficacité énergétique	6,8 m£	

¹⁶ Les montants avec * ne sont pas définitifs, ils seront affinés au cours de l'année 2012.

¹⁷ Seulement dans le cas de connexion d'énergies renouvelables.

	New Thames Valley Vision	Scottish & Southern Energy Power Distribution	Meme proposition	22,8 m£*	
--	--------------------------	---	------------------	----------	--

Annexe 3 Méthodes d'amortissement des actifs comparées

Dans la régulation actuelle, les actifs sont amortis à l'aide d'une méthode linéaire. Celle-ci consiste à donner un retour sur investissement identique chaque année pendant la durée de vie comptable de l'actif. Par ailleurs, cela indique que les utilisateurs de l'actif paient son utilisation de manière identique tout au long de la vie de l'actif. La durée de vie des actifs est de 20 ans, dans la régulation actuelle.

Sous RIIO, la durée de vie des actifs augmente jusqu'à 45 ans. La méthode d'amortissement, « sum of the year digits », est dégressive, c'est-à-dire qu'elle permet un retour sur investissement fort en début de vie, et de plus en plus faible ensuite. Il en va de même pour les utilisateurs, qui paient beaucoup en début de vie et de moins en moins au fur et à mesure de l'âge de l'actif.

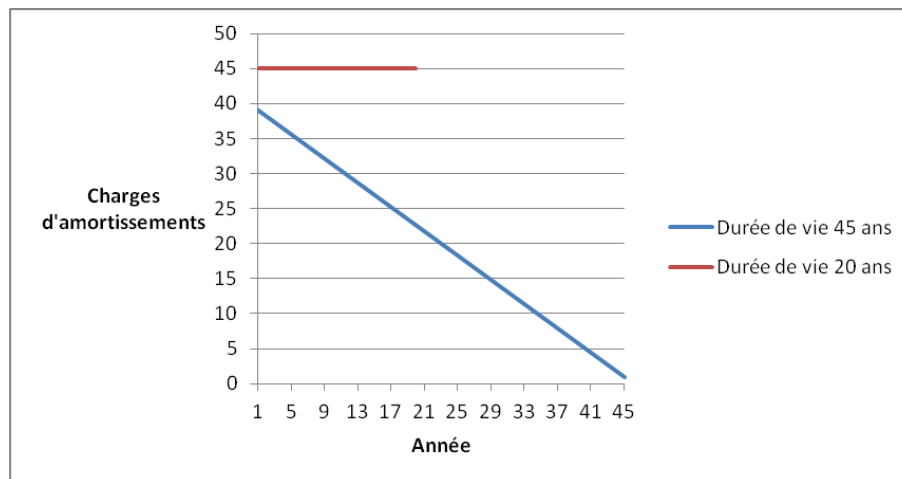
Prenons l'exemple fictif d'un actif qui coûte 1000, dont la valeur résiduelle est de 100, ayant donc un coût amortissable de 900 et comparons les deux méthodes. Nous pourrions comparer :

- Le taux d'amortissement pour les investisseurs
 - o Méthode linéaire : $\text{taux d'amortissement} = \frac{\text{valeur résiduelle}}{\text{charges d'amortissement}} = \frac{100}{20} = 5$
 - o Sum of the year digits: $\text{taux d'amortissement} = \frac{\text{durée de vie de l'actif restante}}{\text{sum of the digits}} = \frac{n}{\frac{\text{durée de vie de l'actif}^2 + \text{durée de vie de l'actif}}{2}} = \frac{n}{1035}$
- Les charges d'amortissement pour les utilisateurs
 - o Méthode linéaire : $\text{charges d'amortissements} = \frac{\text{coût amortissable}}{\text{durée de vie de l'actif}} = \frac{900}{20} = 45$
 - o Sum of the year digits: $\text{charges d'amortissement} = (\text{taux d'amortissement}) \times (\text{coût amortissable})$

Tableau 9 Résumé de la comparaison des méthodes d'amortissement des actifs sous la régulation actuelle et sous RIIO

Année n	Méthode linéaire		Sum of the year digits	
	Taux d'amortissement	Charges d'amortissement	Taux d'amortissement	Charges d'amortissement
1	5%	45	$\frac{45}{1035}$	€ 39
2	5%	45	$\frac{44}{1035}$	€ 38
...
20	5%	45	$\frac{19}{1035}$	€ 16,5
...
45	0	0	$\frac{1}{1035}$	€ 0,87

Figure 14 Comparaison des méthodes de dépréciation des actifs sous la régulation actuelle et sous RIIO



La **Erreur! Source du renvoi introuvable.** montre graphiquement ce que représente la dépréciation des actifs pour l'utilisateur de cet actif. Cette figure illustre la volonté de l'Ofgem à prendre en compte les futurs utilisateurs des actifs : ceux-ci doivent payer l'utilisation de l'actif, compte-tenu de son état d'utilisation. C'est-à-dire qu'au fur et à mesure du temps, les utilisateurs paieront de moins en moins, ce qui peut paraître logique puisque l'actif se dégrade avec le temps.

Cette figure illustre aussi le retour sur investissement : on comprend grâce aux charges d'amortissement que les investisseurs auront un revenu de l'actif de plus en plus faible au cours du temps. Ceci peut paraître contre-intuitif dans les incitations aux investissements que l'Ofgem requiert. Néanmoins, d'un point de vue comptable, il semble normal de rémunérer moins les investisseurs au cours du temps. On peut donc estimer que l'Ofgem pense inciter les investisseurs sur des actifs peu risqués.