

Tarification des injections sur les réseaux de transport d'électricité

Analyse quantitative : Simulation, calcul et analyse des fondamentaux d'une tarification zonale

Ce document est strictement confidentiel ; aucun élément ne doit être diffusé hors d'Artelys et de la Commission de Régulation de l'Energie.

TABLE DES MATIERES

1	Introduction	5
1.1	Réseaux de transport et de distribution de l'énergie	5
1.2	Objectifs de l'étude et approche.....	6
2	Cadre et approche	7
2.1	Des prix nodaux aux tarifs zonaux.....	7
2.2	Coûts de l'énergie.....	8
2.2.1	Décomposition des coûts	8
2.2.2	Différentiations géographiques.....	8
2.3	Coûts zonaux de transport	9
2.3.1	Remarque préliminaire : point de livraison, coûts zonaux et écarts des coûts zonaux ..	9
2.3.2	Un objectif principal : l'optimisation du réseau	10
2.3.3	Zones et capacités d'échange	10
2.3.4	Evaluation des coûts zonaux	11
2.4	Données et scénarios	12
2.4.1	Données historiques.....	13
2.4.2	Scénarios générés.....	14
2.5	Modèle mathématique	14
3	Hypothèses	16
3.1	Réseau	16
3.1.1	Réseau adapté	16
3.1.2	Pas de redispatching.....	16
3.2	Capacités d'échanges	17
3.2.1	Transmissions	17
3.2.2	Distances	17
3.2.3	Interconnexions.....	17
3.2.4	Coûts des capacités	18
3.3	Pertes.....	18
3.3.1	Modélisation.....	18

3.3.2	Coût des pertes	18
4	Résultats	19
4.1	Scénarios historiques	19
4.2	Capacités d'échange.....	19
4.3	Coûts nodaux.....	23
4.3.1	Scénarios historiques.....	23
4.3.2	Scénarios générés.....	26
4.3.3	Des coûts marginaux au tarif d'injection.....	27
5	Conclusions de l'analyse quantitative	30
A	Modèle	33
1	Zones	33
	Variables.....	33
	Capacités des lignes.....	33
	Flux sur les lignes.....	34
	Objectif	34
	Coûts de développement	34
	Coûts des pertes.....	34
	Expression.....	35
2	Contraintes	35
	Capacités du réseau	35
	Flux	35
3	Variables duales et coûts zonaux	36
	Coût marginal de développement.....	36
	Coût zonal.....	36
B	Données.....	37
1	Distances	37
2	Capacités des interconnexions.....	38
C	Scénarios générés	40
1	Génération des consommations	40

Objectifs de la tâche	40
Principe de la procédure	40
Données de température	40
Echantillon d'apprentissage et de validation	40
Construction du modèle	41
Validation du modèle	41
Génération des données	42
2 Génération des productions.....	42
3 Résultats	43
Capacités	44
Coûts zonaux	45
Valeurs des écarts de coûts zonaux	45
Cartes.....	46

1 Introduction

Dans le cadre de la mise en place des tarifs du TURPE 5, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a souhaité mener une étude exploratoire sur la mise en place de tarifs d'injections géo-localisés. Ce projet doit permettre d'analyser l'intérêt et la faisabilité de la mise en place d'une telle structure tarifaire dans le cas français, ainsi que ses modalités.

Ce rapport présente le volet quantitatif de l'étude. Il vise à établir et à analyser la structure et les disparités territoriales des coûts sur le réseau de transport d'énergie en France métropolitaine.

1.1 Réseaux de transport et de distribution de l'énergie

Les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et de distribution (GRD) de l'énergie sont en France des entreprises ayant une mission de service public. Leur rôle est de développer, maintenir et exploiter les infrastructures de transport et de distribution d'électricité dans le pays.

En France, les tarifs pratiqués par le GRT et les GRD sont encadrés par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE), établi par le régulateur français : la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Ces tarifs visent à compenser les GRT et GRD dans l'exercice de leurs missions de service public et ainsi, à compenser les frais de développement, d'exploitation et d'entretien du réseau.

Les modalités du calcul de ces tarifs doivent par ailleurs permettre de répondre à d'autres objectifs tels que l'équité entre acteurs et le reflet des coûts. Enfin, le tarif doit être *simple* et *transparent* afin d'assurer sa lisibilité qu'il puisse être anticipé par tous les acteurs concernés.

Jusqu'à présent, ce tarif est acquitté pour la plus grande part par les consommateurs : 98% du tarif est payé par les consommateurs alors que les producteurs ne s'acquittent que des 2% restants de celui-ci. Le montant jusqu'alors réglé par les producteurs est le même pour tous et de l'ordre de 19 centimes d'euros par MWh pour une injection sur les réseaux HTB2 et HTB3 et 0€ sinon. Il faut noter par ailleurs que ces coûts ont pour but de compenser les pays étrangers pour les flux générés par les producteurs français sur les réseaux des pays voisins. Ils ne visent donc pas à refléter les coûts du réseau français.

Afin de mieux refléter les coûts du réseau, la CRE souhaite étudier la possibilité d'introduire une composante à l'injection dans le tarif. Cette composante, géo-localisée et éventuellement horo-saisonnalisée, permettrait un meilleur reflet des coûts pour les producteurs et, en conséquence, une potentielle incitation à l'investissement. Cette incitation aurait pour but de favoriser la bonne implantation géographique des futurs moyens de production. Elle présente certainement un intérêt particulier dans le cadre d'un développement des moyens de production intermittents qui devrait accroître, en France et en Europe, le besoin de capacités de transport.

Pour constituer un signal lisible par les investisseurs, un tel tarif doit être stable à l'horizon de livraison des nouveaux moyens de production, soit cinq à dix ans environ. Il est notamment important que les aléas opérationnels (climatiques notamment) d'une année à l'autre ne conduisent pas à remettre en cause du tout au tout la structure du signal tarifaire produit.

La partie quantitative de cette étude vise à établir les disparités territoriales des coûts du réseau et à analyser la stabilité de ceux-ci dans le temps pour différents scénarios de consommation et de variation du mix de production.

1.2 Objectifs de l'étude et approche

La stabilité des coûts est une condition *sine qua non* à l'introduction d'un terme d'injection dans la tarification.

L'objectif de l'étude quantitative est de **calculer les disparités territoriales des coûts** liées au réseau de transport (développement et maintenance des infrastructures, pertes et redispatching) et d'étudier **la stabilité** de ces coûts. Les coûts marginaux de long terme ainsi calculés constituent le sous-jacent d'une tarification des injections. Avant de structurer un tarif à l'injection, il apparaît important de s'assurer que ces coûts présentent des bonnes propriétés en termes de stabilité et de robustesse.

Les territoires ou zones considérés dans le cadre de cette étude sont les régions administratives de France métropolitaine.

L'encadré suivant présente les grandes lignes de cette étude :

Méthodologie :

- Evaluer les **disparités géographiques de coût de transport de l'électricité** à partir d'un modèle d'optimisation
- Analyser ces coûts et leur stabilité et sensibilité :
 - *Géographiquement :*
 - Différences des prix zonaux entre les régions
 - *Temporellement :*
 - Entre différentes périodes de l'année
 - Entre différents scénarios de températures
 - En cas de variation de l'allocation des productions

2 Cadre et approche

2.1 Des prix nodaux aux tarifs zonaux

La littérature académique (Léautier, 2015) établit que l'introduction de prix nodaux de l'énergie permet, sous hypothèse de libre concurrence, de faire converger les moyens et réseaux de production vers une solution optimale en termes de maximisation du surplus total, c'est-à-dire¹ de minimiser la somme des coûts d'investissement en réseau, des coûts d'investissement en production, des coûts d'exploitation du réseau (pertes et maintenance) et des coûts de production (incluant les coûts de combustible, d'exploitation et de maintenance).

La mise en place de prix nodaux est donc, du point de vue économique, la solution idéale pour coordonner de manière optimale investissements et exploitation dans le système énergétique. En pratique, la mise en place de prix nodaux présente néanmoins des difficultés techniques et politiques, dans sa mise en œuvre, qui sont non négligeables. A titre d'exemple, les nœuds seront nécessairement rassemblés en zones et ce rassemblement ne pourra pas fonctionner en temps réel, ce qui contrarie certaines des hypothèses de l'approche académique. De plus, l'allocation de capacités d'échanges entre zones par le GRT se ferait alors en J-2 (ce qui est le cas déjà aujourd'hui pour les interconnexions). L'effet sur la sous-optimisation du système n'a pas à ce jour été quantifié.

Dans l'hypothèse où la CRE estimerait pertinent de mettre en place un tarif d'injection différencié géographiquement, la valorisation de tels tarifs a été examinée. En particulier, **on s'intéresse ici aux modalités de mise en œuvre de tarifs zonaux pour l'injection :**

- le terme « tarif » indique que les coûts à payer par les opérateurs qui injectent sur le réseau ne sont pas fixés par le marché mais par le Régulateur ;
- le terme « zonal » indique que la différenciation géographique est faite sur la base de zones rassemblant un grand nombre de nœuds du réseau physique, afin d'aboutir à un nombre relativement réduit de tarifs différents en France.

Du point de vue de la théorie économique, de tels tarifs sont sous-optimaux comparativement à des prix nodaux. Ces tarifs doivent naturellement être basés sur les coûts zonaux du réseau de transport : ils doivent précisément refléter les coûts de réseau associés à l'installation d'un moyen de production dans telle ou telle zone. Ces coûts englobent les coûts de création, d'opération et de maintenance du réseau, ainsi que les coûts liés aux pertes. On s'intéresse dans la suite à l'analyse de ces coûts dans le cas français et à leur stabilité géographique, saisonnière et temporelle.

La présente étude se concentre sur l'analyse des fondamentaux de la tarification, à savoir les différences de prix zonaux de réseau relatives entre les régions. L'objectif est d'évaluer leur structure et leur stabilité temporelle. Ceci afin d'offrir pour la suite une vision claire de la répartition globale des coûts, condition *sine qua non* à la mise en place d'un tarif.

¹ dans le cas où la demande est inélastique

2.2 Coûts de l'énergie

2.2.1 Décomposition des coûts

Le coût de l'énergie peut être décomposé selon deux composantes principales :

- Le coût de production
- Le coût de transport, lui-même décomposable en :
 - Coûts d'infrastructures (création et maintenance),
 - Coûts de compensation des pertes,
 - Coûts de redispatching² et de défaillance réseau.

Sur un scénario donné, l'équilibre de marché donne un plan de production sur la zone France. Une fois le plan de production fixé, la production est redispatchée pour pouvoir être acheminée par le réseau de transport existant. Ainsi, s'ajoutent aux coûts de production les coûts de transport liés au redispatching, à la compensation des pertes et, à plus longue échéance, aux coûts des infrastructures du réseau.

Les coûts de production dépendent bien entendu des caractéristiques des unités de production en fonctionnement. La sélection des unités de production s'effectue par l'intermédiaire des marchés de gros et de contrats d'approvisionnement directs. Une fois l'allocation de marché effectué, le rôle du réseau de transport est d'acheminer la production vendue tout en assurant la sécurité d'approvisionnement. Lorsque les infrastructures existantes ne permettent pas d'acheminer directement la production vendue, le GRT procède à une phase de redispatching. Cette opération vise à adapter la production afin de satisfaire la demande, en adéquation avec les réseaux de transport de l'électricité. Le redispatching est toutefois onéreux puisqu'il faut d'une part rémunérer les augmentations de productions et d'autre part compenser financièrement les producteurs qui ne pourront pas produire autant qu'escompté. En première approximation, on peut considérer que le redispatching correspond donc à un manque d'infrastructures de transport.

Enfin, en cas d'impossibilité de satisfaire la demande même après redispatching, on est dans le cas d'une défaillance réseau et un coût unitaire très élevé lui est associé, correspondant au coût de l'énergie non distribuée.

2.2.2 Différentiations géographiques

Il n'existe actuellement qu'une seule zone de marché pour la France métropolitaine. Ainsi, le prix de l'énergie n'est pas géo-localisé sur les marchés. Par ailleurs, les tarifs des consommateurs d'électricité bénéficient de la péréquation tarifaire, qui peut laisser entendre que le coût de l'énergie est uniforme sur le territoire. Bien évidemment, ce n'est pas le cas et **il existe des disparités économiques importantes pour le transport de l'énergie selon les territoires.**

² Mécanisme d'ajustement

Nous les exposerons par l'intermédiaire des coûts marginaux zonaux de l'énergie. Les différences de ces coûts entre deux zones correspondent alors au surcoût réseau pour acheminer un MWh marginal vers l'une de ces zones, relativement à l'autre.

Le coût marginal du transport de l'énergie dans une zone est fonction des productions et consommations dans cette zone mais également des flux transitant par celle-ci et des coûts marginaux des autres zones. En l'absence de redispatching et si les pertes ne sont pas rachetées au prix du marché, ces coûts sont déconnectés des prix de marché. A production et consommation fixés, on peut ainsi obtenir ces coûts en optimisant uniquement le réseau et son utilisation, indépendamment des marchés.

2.3 Coûts zonaux de transport

Nous présentons dans cette section l'approche utilisée pour évaluer les coûts marginaux zonaux de transport. Ces coûts sont évalués indirectement, par l'intermédiaire des variables duales d'un modèle d'optimisation des coûts du réseau.

L'approche est présentée ici à grands traits et est détaillée plus abondamment dans l'annexe A de ce rapport.

Dans la suite, les termes « coûts marginaux » et « coûts zonaux » font référence aux coûts marginaux zonaux du transport.

2.3.1 Remarque préliminaire : point de livraison, coûts zonaux et écarts des coûts zonaux

La vente d'énergie sur les marchés s'effectue indépendamment du point de livraison (à l'intérieur du territoire français) et le coût n'est pas fonction d'un point de livraison de référence³. En conséquence, les coûts zonaux n'ont pas de référence associée et sont en réalité des *potentiels*. Autrement dit, ils sont définis à une constante additive près : si on décide arbitrairement d'un point de livraison de référence en région Centre, le coût zonal dans celle-ci sera nul et les autres coûts correspondront à la différence de coût de transport avec une livraison en région Centre.

Pour cette raison, **les valeurs absolues des coûts zonaux n'ont pas de sens en tant que telles**. A l'inverse, la différence entre deux coûts zonaux est indépendante du point de référence. **Ce sont ces différences qui sont porteuses d'information**. Elles reflètent les disparités zonales des coûts de transport de l'énergie.

L'emploi du terme de coût zonal est donc un abus de langage. Néanmoins, une fois une référence fixée (et soustraite), les résidus représentent les disparités des coûts de transport vis-à-vis de cette référence. On pourra par exemple considérer le minimum, la moyenne ou le coût d'une région particulière comme référence.

³ « La livraison s'effectue sur le réseau de transport d'électricité géré par RTE. », règles d'utilisation des marchés français, <http://www.epexspot.com/fr/produits/fixing/france>

2.3.2 Un objectif principal : l'optimisation du réseau

Il faut immédiatement remarquer qu'une gestion médiocre du réseau engendrera des coûts élevés et des disparités géographiques non représentatives des problèmes inhérents à une mauvaise répartition de la production par exemple. Une bonne gestion du réseau (correspondant à un objectif de minimisation des coûts de transport) est une condition nécessaire à l'obtention de coûts zonaux représentatifs. C'est également, bien sûr, l'un des objectifs principaux des GRT et c'est l'objectif retenu pour le modèle qui est développé par la suite.

2.3.3 Zones et capacités d'échange

Les coûts zonaux sont évalués à la plus fine maille du modèle. Celle-ci est constituée des **21 régions administratives de France continentale**. Les écarts de coûts zonaux représenteront en conséquence les écarts de coûts de transport de l'énergie entre les 21 régions de France métropolitaine⁴.

A ce niveau de granularité, représenter le réseau électrique réel serait problématique à la fois en termes de données mais aussi d'agrégation (différentiation du réseau interne de celui d'interconnexion avec les autres régions/pays). **Nous adoptons donc une modélisation en termes de capacités d'échanges** représentant des agrégations de lignes de transport, qui apparaît tout à fait suffisante à notre objectif de compréhension des disparités géographiques des coûts de réseau.

Les capacités d'échanges entre régions peuvent soit être estimées au regard du réseau réel (et éventuellement ré-optimisées à la hausse), soit être directement optimisées par le modèle.

Nous avons adopté cette seconde solution car celle-ci permet de raisonner avec un objectif de réseau optimisé, indépendamment des choix historiques réalisés par le GRT.

Enfin, chaque zone est décomposée en trois nœuds :

- Un nœud « production » regroupant les producteurs d'une zone,
- Un nœud « consommation » regroupant les consommateurs d'une zone,
- Un nœud « centre » par lequel transitent tous les flux de la zone.

Les pays frontaliers sont modélisés et représentent, selon le scénario, une demande ou une injection. Le réseau correspondant peut être représenté sous forme d'un graphe, comme illustré dans la Figure 1. Dans ce graphe, chaque arc modélise une capacité d'échange. Les capacités d'échange entre deux régions sont modélisées par deux arcs de capacités identiques, orientés en sens contraire.

⁴ Nous disposons de données de production et de consommation détaillées pour ces régions.

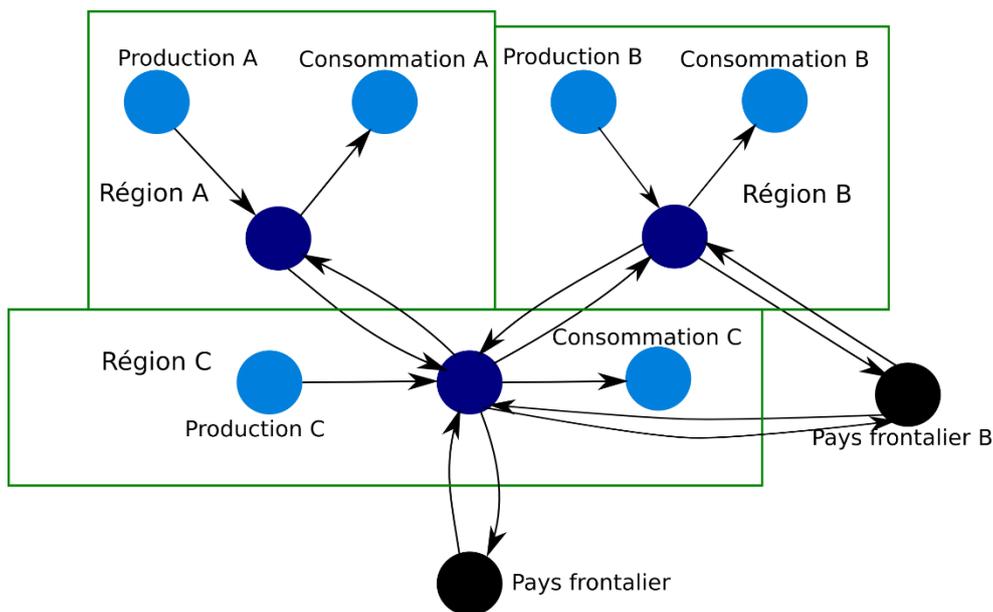


Figure 1. Modèle pour l'agrégation

2.3.4 Evaluation des coûts zonaux

On modélise le problème comme un problème de minimisation des coûts de transport (objectif de bonne gestion du réseau, section 2.3.2) sous contraintes (satisfaction de la demande, évacuation des productions, respects des capacités d'échange, etc.). En optimisant ce problème, on obtient les flux et les coûts dans un réseau géré de manière optimale. Les coûts zonaux sont obtenus à partir de ce même modèle.

Comme expliqué précédemment, **les écarts de coûts marginaux entre deux zones correspondent à la différence de coût entre ces deux zones pour acheminer un MWh supplémentaire**. Dans le cas de deux régions interconnectées, cette différence de coût est égale au **coût d'acheminement d'une unité marginale sur l'interconnexion**. Si celle-ci n'est pas saturée, le coût correspond au coût marginal des pertes. Dans le cas où la capacité est saturée, il faut également y ajouter le coût marginal de saturation qui correspond au coût d'investissement dans la capacité.

Ces coûts marginaux peuvent être obtenus à partir d'une solution au problème brièvement énoncé au début de cette section : ils correspondent aux variables duales des contraintes d'égalité des flux aux nœuds centre des régions.

2.3.4.1 Pourquoi les coûts zonaux sont les variables duales des contraintes de flux aux centres des régions⁵

Si l'on considère que les pertes sont compensées au niveau de chaque capacité d'échange, on a alors égalité entre les flux entrants et les flux sortants pour chaque nœud centre des régions. On a ainsi une contrainte de flot associée à chaque nœud centre : flux entrant – flux sortant = 0.

Considérons une solution optimale au problème de minimisation des coûts réseau. Prenons alors deux régions adjacentes A et B et faisons apparaître une production infinitésimale δ au nœud A et une demande infinitésimale δ au nœud B .

Les contraintes d'égalité des flux associées à ces deux zones deviennent alors :

$$\text{flux entrant}_A - \text{flux sortant}_A = -\delta \quad \text{et} \quad \text{flux entrant}_B - \text{flux sortant}_B = \delta$$

Associons à ces deux contraintes les variables duales λ_A et λ_B .

Si le flux sur la capacité d'échange $A \rightarrow B$ est positif, en augmentant de δ le flux sur cette capacité on augmente le coût réseau de $\delta \times (\lambda_B - \lambda_A)$.

Dans le cas où la capacité n'est pas saturée, la nouvelle solution est réalisable (pas besoin d'augmenter la capacité d'échange) et $\lambda_B - \lambda_A$ est égal au coût marginal des pertes sur la ligne $\{A, B\}$ (la dérivée du coût des pertes par rapport au flux).

Dans le cas où la capacité est saturée, il faut également augmenter la capacité d'échange de δ entre ces deux zones pour obtenir une solution réalisable. Alors, l'incrément de coût $\delta \times (\lambda_B - \lambda_A)$ est égal au coût des pertes supplémentaires sur la ligne $\{A, B\}$, augmenté de $\delta \times \theta_{AB}$ où θ_{AB} est le coût marginal de la capacité sur la ligne AB (la variable duale de la contrainte de capacité contraignant le flux sur une ligne à être inférieur à la capacité de la ligne).

L'écart $\lambda_B - \lambda_A$ est donc bien l'écart de coût marginal de transport entre les deux zones considérées.

Le raisonnement s'applique à l'ensemble des zones et, en conséquence, les coûts zonaux sont bien les variables duales des contraintes de flux au centre des régions.

Enfin, on peut remarquer qu'en ajoutant une même constante à tous les coûts zonaux, on obtient rigoureusement les mêmes résultats.

2.4 Données et scénarios

On considère 2 principaux jeux de données :

⁵ Cette section explique le lien entre variables duales des contraintes de flux et coûts zonaux. Le modèle plus complet est introduit que dans l'annexe A. Le lecteur pourra se référer à celui-ci afin de lever les ambiguïtés éventuelles.

1. les données historiques de production et consommations par régions⁶ ainsi que les échanges physiques transfrontaliers⁷,
2. des scénarios réalistes générés à partir de méthodes statistiques.

Le premier ensemble de scénarios permet de calculer les coûts zonaux historiques alors que le second permet de calculer des coûts probables sur la base de scénarios vraisemblables.

Tous les scénarios utilisés sont à la granularité horaire sur l'année entière. Cette granularité est permet d'obtenir une bonne représentation des pertes sur le réseau.

Les scénarios d'une année sont tous considérés simultanément et l'optimisation est globale sur ceux-ci afin d'obtenir un réseau adapté réaliste et de calculer des pertes et les coûts zonaux robustes. Les raisons et les implications de l'optimisation en réseau adapté sont expliquées dans la partie 3.1.1, page 16.

A titre de comparaison, l'Irlande⁸ n'utilise pour sa part que les quatre scénarios de productions suivants (SONI & EirGrid, 2011) :

«

- Winter Peak demand, Merit Order dispatch, 0% Wind
- Summer Peak demand, Merit Order dispatch, 80% Wind
- Summer Peak demand, Merit Order dispatch, 0% Wind
- Summer Min demand, Merit Order dispatch, 80% Wind

»

La méthodologie utilisée en Irlande consiste à calculer pour chaque producteur, le coût sur chacun de ces scénarios. Le maximum de ces coûts est utilisé pour calculer le tarif d'injection du producteur.

Cette méthodologie présente l'avantage de la simplicité mais réduit le calcul des coûts à un très petit nombre de scénarios. Par ailleurs seuls les coûts des nouvelles lignes de transport sont pris en compte.

2.4.1 Données historiques

Ces jeux de données sont constitués :

- des productions et consommations régionales historiques issus des publications eco2mix de RTE⁶,
- des échanges physiques issus des publications d'ENTSO-E⁷.

Il est à noter que les données de RTE incluent les pertes. Ceci permet de ne pas avoir à représenter leur compensation dans les contraintes du modèle et de se limiter au calcul de leur coût.

⁶ Données de production et consommation publiées par RTE sur le site eco2mix: <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-donnees-regionales>

⁷ Données des échanges physiques transfrontaliers publiées par l'ENTSO-E : <https://www.entsoe.net/transmission-domain/physicalFlow/show>

⁸ Voir fiche Irlande ADéquations

Par ailleurs, sur certains pas de temps (203 en 2013 et 817 en 2014), le différentiel entre la somme des productions diminuées des consommations sur les données RTE et les données des flux physiques d'ENTSO-E est significatif (ou bien on ne dispose pas de données complètes d'ENTSO-E). Compte tenu du grand nombre de scénarios disponibles, on préfère rejeter ces scénarios plutôt que de les corriger de manière hasardeuse. Le rejet d'un plus grand nombre de scénarios en 2014 s'explique par la relative nouveauté des résultats. Les données 2014 n'ont par ailleurs pas encore été vérifiées et consolidées définitivement par RTE.

2.4.2 Scénarios générés

Des scénarios ont été générés sur la base des données régionales de 2013. Les données de consommation ont été thermo-sensibilisées à l'aide des gradients de températures historiques régionaux, de sorte à constituer un jeu de données vraisemblables pour 2008 à 2012.

Pour chaque scénario, les données de consommation régionales pour chaque heure de l'année sont générées. Un plan de production est ensuite calculé à l'aide du logiciel [Artelys Crystal Super Grid](#). Cette seconde étape permet de calculer un plan de production optimisé prenant en compte les coûts et disponibilités types des différents actifs, leurs durées de mise en fonctionnement, les liens entre les pas de temps successifs et également d'intégrer le stockage par pompage. Etant donné que le réseau doit supporter la production et que nous travaillons en réseau adapté, les capacités d'échanges inter-régionales utilisées pour la simulation sont infinies mais un coefficient de pertes est tout de même intégré.

On obtient ainsi des plans de productions optimisés à la manière de l'algorithme de marché, et plus sophistiqués que le simple ordre de préséance économique, pour les scénarios générés.

Pour les échanges avec l'étranger, on prend les données 2013 qu'on modifie lorsqu'elles aboutissent à placer la production en situation de défaillance.

L'Annexe C, p40 détaille la méthode précise utilisée pour générer ces scénarios supplémentaires.

2.5 Modèle mathématique

Le problème est modélisé comme un problème de minimisation des coûts de transport. Les coûts marginaux zonaux correspondent aux variables duales des contraintes d'égalité du flux entrant et du flux sortant au nœud centre des régions.

Le modèle est un programme quadratique (QP), c'est-à-dire que l'objectif est quadratique et les contraintes sont linéaires.

Les pertes sont modélisées dans l'objectif du problème uniquement. Il n'est pas nécessaire de les modéliser dans les contraintes puisque les données de consommation et production fournies sur eco2mix intègrent les pertes. Les contraintes représentent alors un modèle de flot avec optimisation du flot et des capacités.

Les interconnexions sont représentées comme des injections ou soutirages, selon leur signe. Pour un scénario s , un pays exportateur (resp. importateur) l'est sur toutes ses interconnexions avec la France.

Le modèle complet est présenté dans l'Annexe A du rapport.

3 Hypothèses

Nous résumons dans cette section les principales hypothèses réalisées pour cette étude.

3.1 Réseau

3.1.1 Réseau adapté

Les coûts incrémentaux de réseau à long terme que le modèle cherche à estimer sont, par construction, à la marge d'une situation de réseau donné. Dès lors se pose la question du réseau qui doit être choisi comme référence. Essentiellement, deux possibilités se présentent : le réseau réel et le réseau adapté.

Afin de choisir entre les deux alternatives, il convient de se rappeler de l'objectif initial de l'estimation des coûts marginaux à long terme : estimer les coûts réseau que génèrent les producteurs et consommateurs afin de structurer une tarification des coûts de réseau. Pour ce faire, il apparaît équitable de ne pas faire porter aux utilisateurs du réseau les coûts associés aux décisions sur lesquels ils n'ont pas d'influence. A titre d'exemple, les coûts associés à la construction de réseau s'étant révélé au final en partie inutile ne devrait pas être reflété dans la répartition des coûts de réseau.

On choisit donc une approche en réseau adapté, ce qui permet d'évaluer les coûts marginaux de réseau à long terme associés à une cible de réseau dépendant uniquement de la répartition de la consommation et de la production françaises. En d'autres termes, on fait l'hypothèse que le réseau est créé et opéré de manière optimale par le GRT. Ainsi, le réseau est créé de façon à satisfaire au mieux la livraison des productions et consommations considérées. La notion de « mieux » correspond ici à la minimisation de la somme des investissements réseau et des pertes (voir Section 2.2.1).

Notons qu'un autre avantage de l'approche en réseau adapté est d'obtenir des coûts marginaux plus stables que dans une approche en réseau réel, qui sont amenés à changer significativement dès lors qu'un nouvel investissement de réseau est effectué.

Par ailleurs, nous travaillons ici sur un réseau agrégé en zones et niveaux de tension. Quand bien même nous disposerions de données précises sur la topologie du réseau et la capacité des lignes, il serait difficile de séparer les lignes à affecter au réseau interne aux régions de celles à affecter aux « interconnexions » entre régions. En particulier, le découpage régional est relativement décorrélé de la répartition du réseau électrique. Le réseau français compte par exemple de nombreuses lignes et postes le long des frontières entre les régions, desservant indistinctement les villes et villages de l'une ou l'autre des régions. Ce choix a cependant peu d'impact sur les résultats, comme on le voit par la suite.

3.1.2 Pas de redispatching

Un des objectifs principaux du réseau de transport est de permettre d'acheminer la production vendue vers les consommations. Le redispatching est une opération permettant de satisfaire la demande pour

les consommations lorsque le réseau ne permet pas d'acheminer effectivement la production. Cette opération correspond à une inadaptation du réseau de transport aux flux censés y circuler.

Dans le contexte d'une analyse en réseau adapté, on veut créer un réseau permettant aux producteurs de vendre et produire leur électricité sans discrimination. Le redispatching n'est alors utile qu'en cas d'échec à produire ce réseau ou dans le cas d'une situation trop extrême.

On fait donc l'hypothèse qu'il n'y a pas de redispatching sur le réseau mais on autorise néanmoins la défaillance, avec un coût de 25k€/MWh. Ainsi, il pourra rester plus compétitif de ne pas livrer une unité marginale plutôt que de construire du réseau pour passer uniquement un scénario extrême.

3.2 Capacités d'échanges

3.2.1 Transmissions

Les transmissions entre régions sont représentées sous forme de capacités d'échange en MW. Il n'existe de capacités d'échanges qu'entre régions voisines.

Ces capacités sont positives ou nulles et non-bornées supérieurement.

Par ailleurs, les caractéristiques électrotechniques des lignes ne sont pas modélisées, ce qui correspond à supposer que les capacités d'échange ont les mêmes caractéristiques moyennes.

3.2.2 Distances

Les distances inter-régionales sont fonctions de la distance entre les barycentres des régions.

Les distances intra régionales sont égales pour la production et la consommation. La valeur d'une distance intra régionale est de l'ordre (légèrement inférieure) de la plus grande distance entre le barycentre de la région et sa frontière. Le détail des distances est présenté Table 5, Annexe B.

La région PACA fait exception à la règle de calcul énoncé ci-dessus. Pour cette région, nous avons remplacé la distance entre barycentres par la distance en équerre entre les régions PACA et Rhône-Alpes afin de contourner les Alpes du Sud. Par ailleurs, la distance avec le Languedoc-Roussillon est une distance en lignes polygonales entre les barycentres des régions PACA et Languedoc-Roussillon, ce afin de contourner la mer méditerranée à bonne distance.

3.2.3 Interconnexions

Les interconnexions ont des capacités d'échange fixées. Celles-ci sont fonctions du nombre de lignes entre la région et le pays voisin et des flux maximaux observés. Pour chaque scénario, les lignes sont orientées en fonction du sens du flux. C'est-à-dire que sur un scénario où l'Espagne exporte vers la France, tous les flux sur les interconnexions avec l'Espagne vont de celle-ci vers la France.

L'annexe B.2 détaille les données utilisées pour configurer les capacités des interconnexions.

3.2.4 Coûts des capacités

Les coûts des capacités d'échange sont linéaires en fonction de la distance et de la capacité. On considère les coûts annualisés. Le coût de la capacité s'exprime donc en €/MW/km/an.

Ce coût est étalonné de sorte à obtenir un coût du réseau adapté de l'ordre de 1 Milliard d'euros par an. Ce qui correspond à une estimation du coût annuel du réseau pour RTE. Le coût obtenu est de l'ordre de 38€/MW/km/an. Le coût total est réparti à environ 57% sur le réseau intra régional et 43% sur le réseau inter-régional.

Le coût ne prend pas directement en compte les variations régionales. Néanmoins, celles-ci sont prises en compte par la distance puisque, par exemple, la distance intra régionale en Bretagne, est la distance longitudinale.

3.3 Pertes

3.3.1 Modélisation

Les pertes sont incluses dans l'objectif mais on ne modélise pas la diminution de puissance sur une ligne. Cette hypothèse correspond à une hypothèse de compensation locale des pertes.

Le niveau des pertes est calculé par une formule de la forme $\alpha_e \tau_e^2 C_e$ où τ_e est le taux d'utilisation de la capacité d'échange e (sans unité, égal au flux divisé par la capacité), C_e la capacité de la ligne (en MW) et α_e le taux de pertes sur la ligne e , en %/MW. Cette modélisation permet de prendre en compte la nature quadratique des pertes et de simuler une pseudo-loi des mailles à l'optimum.

3.3.2 Coût des pertes

Le coût des pertes est supposé uniforme et égal à 59€/MWh. Ce coût correspond à un prix moyen du coût annuel affecté aux pertes dans le bilan de RTE^{9,10}.

Le taux de pertes au km est calé de sorte à obtenir un coût total des pertes du même ordre de grandeur que le coût affecté aux pertes dans le bilan de RTE (652M€ en 2012 et 631M€ en 2013 pour des volumes respectifs de 10,4TWh et 11,2TWh). On obtient un taux de pertes de l'ordre de 1,4%/100km.

⁹ Rapports financiers RTE : <http://www.rte-france.com/fr/article/retrouvez-nos-publications-financieres>
Bilan 2013 : http://www.rte-france.com/sites/default/files/2014_02_18_dp_resultats_financiers.pdf

¹⁰ Statistiques du réseau RTE et son utilisation : <http://www.rte-france.com/fr/article/statistiques-de-l-energie-electrique-en-france>
Statistiques 2013 de production, consommation et pertes : http://www.rte-france.com/sites/default/files/statistiques_production_consommation_echanges_2013_acces_libre_v3.xlsx

4 Résultats

Nous présentons dans cette section les résultats calculés sur les simulations à partir des scénarios historiques et des scénarios générés.

4.1 Scénarios historiques

L'optimisation a été effectuée sur chaque année pour les scénarios présentés section 2.4. Pour chacun d'entre eux, l'intégralité des pas de temps est considérée et le modèle est optimisé frontalement.

Afin d'obtenir des résultats lissés, on a également considéré l'optimisation sur plusieurs années simultanément. Pour les données historiques, nous avons optimisé le modèle sur 2013 et 2014 simultanément. Ce scénario est appelé dans la suite « 2013-2014 ».

4.2 Capacités d'échange

Les premiers résultats exposés concernent les capacités d'échange inter-régionales développées. Ces résultats ont un intérêt important pour la validation du modèle.

Afin de pouvoir comparer ces résultats à la topologie du réseau actuel, nous avons superposé la carte des régions à la carte des potentiels de raccordement sur le réseau 400kV, publiée par RTE¹¹. Cette carte est présentée en Figure 2.

Sur cette carte, on peut en particulier voire figurer la présence ou non de capacités d'échanges entre régions et les interconnexions THT avec l'étranger.

¹¹ http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/offre_raccord_prod_carte_400.jsp



Figure 2. Potentiels de raccordement et régions

On constate, en particulier que les régions non interconnectées en pratique le sont également souvent dans nos résultats numériques (voir Table 1 ci-dessous). Dans certains cas on constate cependant la présence d'une connexion, mais elle est sur la frontière entre les régions et est donc difficilement attribuable à un besoin direct entre celles-ci.

Auvergne	Bourgogne
Auvergne	Languedoc-Roussillon
Auvergne	Midi-Pyrénées
Centre	Basse-Normandie
Centre	Haute-Normandie
Centre	Poitou-Charentes
Franche-Comté	Bourgogne
Franche-Comté	Champagne-Ardenne
Franche-Comté	Lorraine
Limousin	Aquitaine
Limousin	Auvergne
Limousin	Midi-Pyrénées
Limousin	Poitou-Charentes
Pays de la Loire	Basse-Normandie

Table 1. Interconnexions inexistantes ou équivoques

Les capacités obtenues après optimisation sont présentées dans la Table 2. Parmi ces résultats, on remarque qu'après optimisation, **on obtient des capacités nulles sur 9 de ces 13 interconnexions pour au moins une des instances. Ce résultat est remarquable puisqu'il prouve, d'une part, que le modèle permet effectivement de retrouver une topologie du réseau proche de celle du réseau installé et, d'autre part, que le réseau adapté n'est pas significativement différent du réseau réel.**

Par ailleurs, si on analyse les interconnexions qui sont effectivement développées suite à l'optimisation réalisée :

- Limousin / Auvergne / Midi-Pyrénées : Pour ce cas, il existe sur la carte du réseau 400kV une interconnexion entre le Limousin et Midi-Pyrénées et les nœuds de cette ligne sont à la frontière avec l'Auvergne. Par ailleurs, il est très vraisemblable que le sud de l'Auvergne soit approvisionné par les flux aux nœuds de part et d'autre de cette interconnexion.
- Limousin / Poitou-Charentes : La situation est en tout point identique à celle de l'Auvergne, la différence étant que cette fois c'est le Limousin qui est traversé par une ligne.
- Pays de la Loire / Basse-Normandie : il existe une ligne à la frontière entre Pays de la Loire et Bretagne et étant raccordée à la Basse-Normandie. La situation est assez similaire aux deux situations précédentes.
- Franche-Comté / Lorraine : le sud de la Lorraine est relativement peu dense ce qui remet partiellement en question le résultat obtenu. Par ailleurs, le massif des Vosges sépare la Franche-Comté de la Lorraine. Il existe toutefois des passages de plus basse altitude à la frontière entre les régions. Il demeure néanmoins difficile de dire s'il y a un problème de faisabilité topographique pour cette ligne ou si une autre raison (densité trop faible au sud, raison politique ou stratégique) explique l'absence d'une interconnexion. Enfin, il faut noter la présence de nombreuses interconnexions en Alsace, Franche-Comté et Lorraine. Celles-ci pourraient expliquer la nécessité amoindrie d'une interconnexion entre la Franche-Comté et la Lorraine.

Ainsi, parmi les 4 cas pour lesquels on n'obtient pas des capacités nulles, 3 s'expliquent immédiatement par le découpage régional, mal adapté à l'analyse précise du réseau puisque certaines frontières coïncident avec des transmissions. Le dernier cas reste une question ouverte mais à laquelle on peut apporter des éléments d'explication.

Région1	Région2	Capacité (en MW)		
		2013	2014	2013-2014
Alsace	Franche-Comté	722	1035	1129
Alsace	Lorraine	1368	866	961
Aquitaine	Limousin	792	0	151
Aquitaine	Midi-Pyrénées	1522	1054	1053
Aquitaine	Poitou-Charentes	1484	2698	1766
Auvergne	Bourgogne	623	0	0
Auvergne	Centre	1672	1349	1378
Auvergne	Languedoc-Roussillon	0	412	290
Auvergne	Limousin	1039	725	1047
Auvergne	Midi-Pyrénées	1170	37	802
Auvergne	Rhône-Alpes	2936	988	2106
Basse-Normandie	Bretagne	1779	2520	2803
Basse-Normandie	Centre	0	208	42
Basse-Normandie	Haute-Normandie	2487	2117	2710
Basse-Normandie	Pays-de-la-Loire	1357	633	688
Bourgogne	Centre	448	1013	942
Bourgogne	Champagne-Ardenne	2495	1040	1742
Bourgogne	Franche-Comté	0	2	1
Bourgogne	Ile-de-France	456	1555	1441
Bourgogne	Rhône-Alpes	3052	2795	3413
Bretagne	Pays-de-la-Loire	2797	1770	1774
Centre	Haute-Normandie	0	0	0
Centre	Ile-de-France	4231	5653	5128
Centre	Limousin	94	1129	896
Centre	Pays-de-la-Loire	4511	4015	4241
Centre	Poitou-Charentes	278	0	0
Champagne-Ardenne	Franche-Comté	0	0	0
Champagne-Ardenne	Ile-de-France	4671	3681	4737
Champagne-Ardenne	Lorraine	4013	4834	4537
Champagne-Ardenne	Picardie	3809	4266	4443
Franche-Comté	Lorraine	1628	1072	1275
Franche-Comté	Rhône-Alpes	1043	1267	1564
Haute-Normandie	Ile-de-France	4502	4407	4631
Haute-Normandie	Picardie	1135	1842	1300
Ile-de-France	Picardie	845	760	1126
Languedoc-Roussillon	Midi-Pyrénées	1199	1810	1609
Languedoc-Roussillon	PACA	362	1085	748
Languedoc-Roussillon	Rhône-Alpes	1626	1195	1182
Limousin	Midi-Pyrénées	1	879	495
Limousin	Poitou-Charentes	572	867	1189
Nord-Pas-de-Calais	Picardie	4112	4952	4952
PACA	Rhône-Alpes	4957	4524	4860
Pays-de-la-Loire	Poitou-Charentes	2132	2855	2201

Table 2. Capacités installées sur le réseau adapté, en MW

4.3 Coûts nodaux

4.3.1 Scénarios historiques

La Table 3 présente les coûts nodaux moyens en MWh sur les scénarios historiques.

Pour mémoire, l'interprétation de ces coûts est marginale : une zone à fort coût marginal est une zone en tension et fortement dépendante des autres. Une augmentation de la production (ou une diminution de la consommation) dans l'une de ces zones aura un impact d'autant plus positif sur le réseau que la valeur du coût marginal est élevée.

A l'inverse, des coûts marginaux faibles sont illustratifs des zones excédentaires : une diminution de la production (ou une augmentation de la consommation) dans une région à coût marginal faible aura un coût de transport d'autant plus faible que le coût marginal dans la région est faible.

En termes d'investissement, cela se traduit par le fait que plus le coût marginal est élevé, plus l'investissement dans de nouveaux moyens de production électrique sera bénéfique pour le réseau.

Zone	Ecart au minimum			Ecart à la moyenne		
	2013	2014	2013-2014	2013	2014	2013-2014
Alsace	1,0	0,7	1,1	-0,8	-1,7	-1,0
Aquitaine	1,4	2,4	2,1	-0,4	0,0	0,0
Auvergne	1,2	2,6	2,0	-0,6	0,1	-0,2
Basse-Normandie	1,8	1,9	1,9	0,0	-0,5	-0,2
Bourgogne	1,8	2,7	2,5	0,0	0,3	0,4
Bretagne	4,9	5,0	4,8	3,1	2,6	2,7
Centre	0,3	0,2	0,3	-1,5	-2,2	-1,9
Champagne-Ardenne	1,1	1,1	1,1	-0,7	-1,4	-1,0
Franche-Comté	1,9	2,2	2,0	0,1	-0,2	-0,2
Haute-Normandie	0,7	0,7	0,7	-1,1	-1,7	-1,4
Ile-de-France	2,7	2,6	2,6	0,9	0,2	0,4
Languedoc-Roussillon	3,2	5,2	4,1	1,4	2,8	2,0
Limousin	1,8	2,2	1,9	0,0	-0,2	-0,2
Lorraine	0,0	0,0	0,0	-1,8	-2,4	-2,1
Midi-Pyrénées	0,9	3,1	1,9	-0,9	0,6	-0,3
Nord-Pas-de-Calais	2,4	3,5	3,4	0,6	1,1	1,2
PACA	4,1	6,4	5,2	2,3	4,0	3,0
Pays-de-la-Loire	2,7	2,9	2,8	0,9	0,5	0,6
Picardie	2,5	2,6	2,6	0,7	0,2	0,4
Poitou-Charentes	1,4	1,4	1,2	-0,4	-1,1	-1,0
Rhône-Alpes	0,0	1,6	0,8	-1,8	-0,8	-1,4

Table 3. Ecart de coûts marginaux de transport, en €/MWh

On constate immédiatement de fortes disparités entre les régions avec un écart de 5 à 6€/MWh : la Bretagne et la région PACA ont les coûts moyens les plus élevés, correspondant à un fort déficit en production électrique. A l'inverse, les régions Rhône-Alpes et Centre ont les coûts marginaux de transport les plus faibles et sont donc plutôt en situation d'excédent.

Par ailleurs, les valeurs entre les années sont relativement stables et si l'on devait classer les régions en zones déficitaires, zones neutres et zones excédentaires, la classification serait immédiate et robuste d'une année à l'autre.

Les Figure 3 à Figure 5 illustrent les disparités de coûts nodaux sur les 3 scénarios historiques. Sur ces cartes, plus la couleur d'une région est foncée, plus le coût marginal de transport associé est élevé.

On observe sur ces 3 cartes que la vue d'ensemble est temporellement stable malgré quelques variations mineures entre les années. Ces cartes sont illustratives de la structure régionale des coûts de transport en France. Les facteurs explicatifs principaux sont la localité de la production, les niveaux des pointes et les difficultés d'approvisionnement.

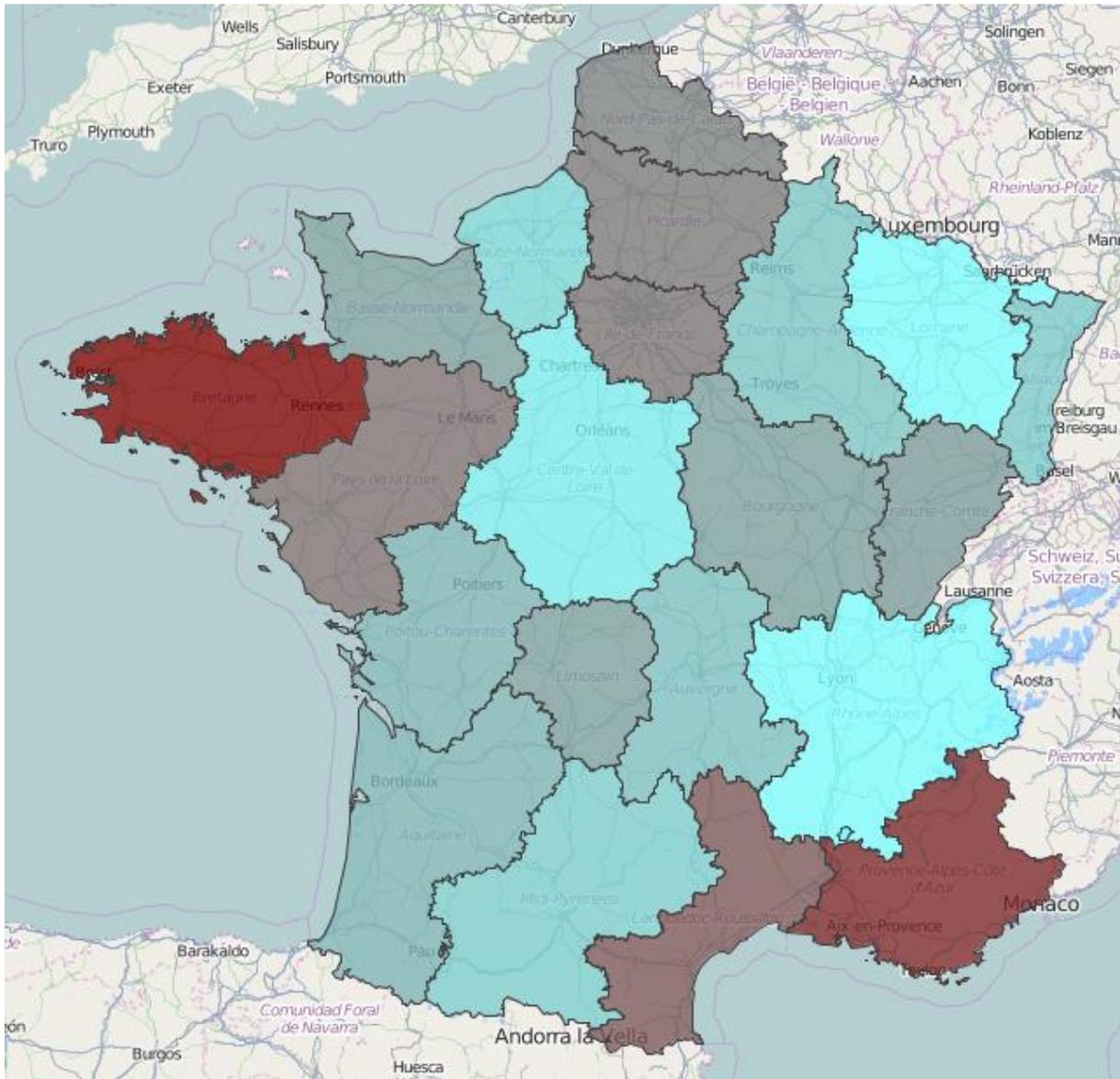


Figure 3. Coûts marginaux de transport en 2013

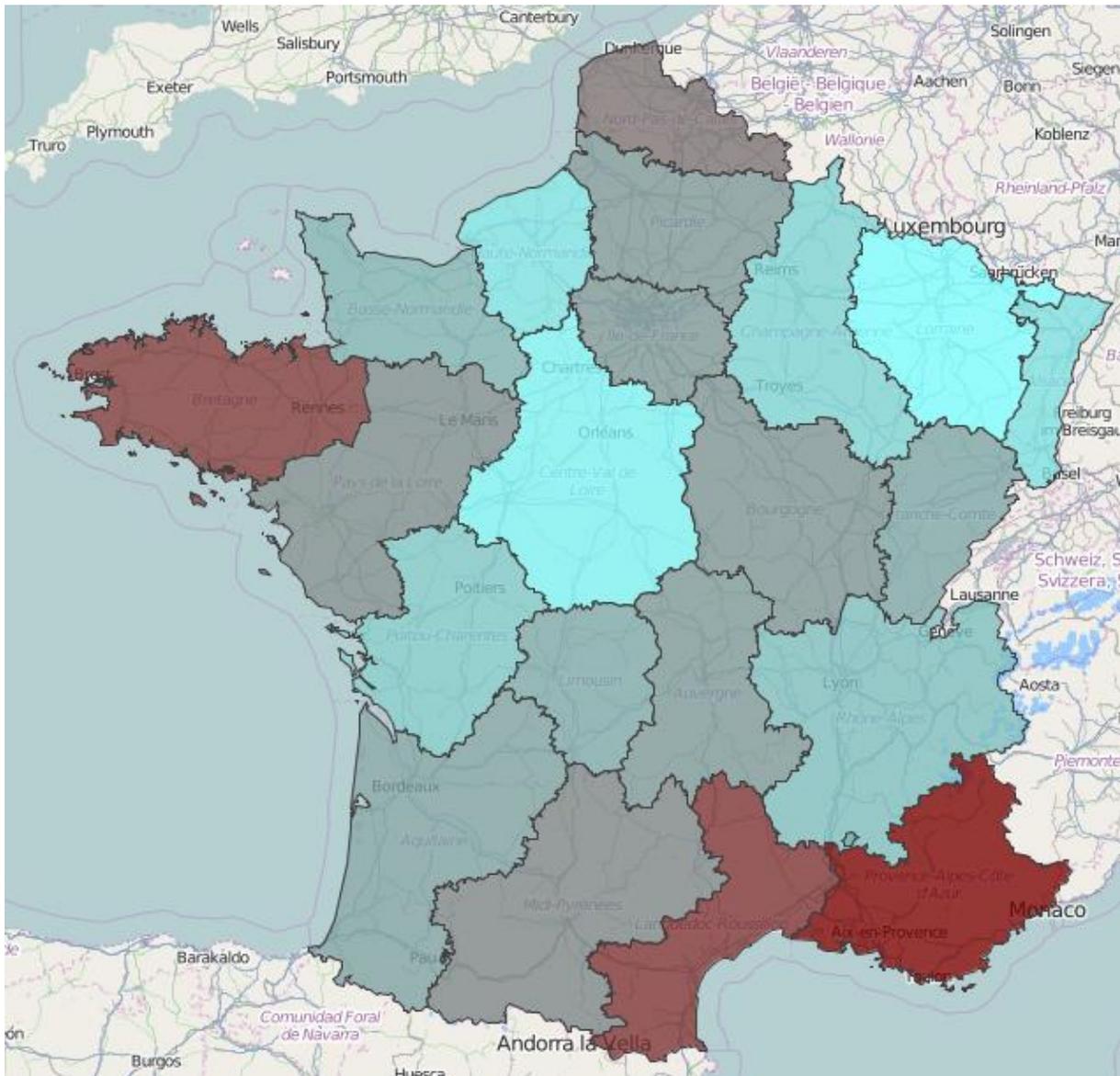


Figure 4. Coûts marginaux de transport en 2014

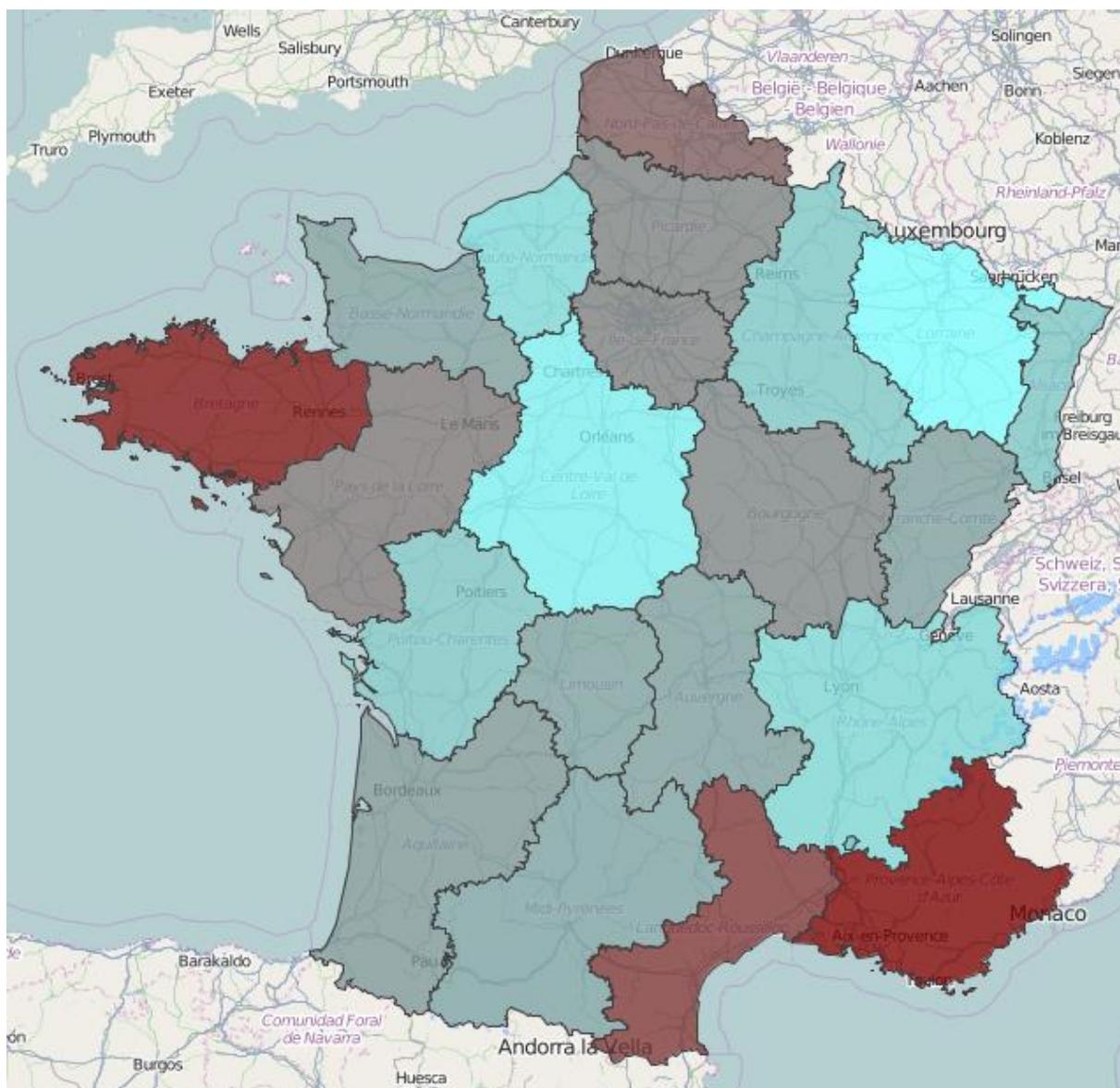


Figure 5. Coûts marginaux de transport en 2013-2014

4.3.2 Scénarios générés

L’objet des simulations sur les scénarios générés et de permettre de vérifier la robustesse de l’approche et des résultats obtenus. Pour ce faire, il est nécessaire de considérer d’autres années que les deux pour lesquelles on dispose d’historiques.

Pour ce faire, on génère des consommations par des méthodes statistiques (voir Annexe C.1) et des productions optimisées par l’intermédiaire de la solution logicielle *Artelys Crystal Super Grid* (voir Annexe C.2). Ainsi, la vérification porte à la fois sur des consommations variées, permettant de vérifier la stabilité des coûts en cas de variation de la demande, et sur des plans de productions de structures différente des plans historiques. Le mode de calcul des plans de production (optimisation globale)

permet d'obtenir des productions réalistes mais également de vérifier le lien entre le mode d'allocation actuel de la production (marché et contrats) et les coûts zonaux.

Les résultats intégraux sur les scénarios générés sont disponibles dans la partie 3 de l'Annexe C.

On observe bien évidemment que les capacités varient par rapport aux historiques. Mais elles démontrent plusieurs propriétés intéressantes du réseau adapté :

- Le réseau adapté est stable : en adaptant le réseau sur la base d'une seule année, les réseaux obtenus pour des années différentes demeurent très proches ; l'écart type moyen entre les capacités d'une interconnexion sur différentes années est inférieur à 150MW.
- Les propriétés structurelles demeurent : on pourrait penser que les capacités nulles obtenues dans la Table 2 soient dues au fait que les capacités d'échange sont effectivement nulles et qu'en conséquence les flux historiques, qui respectent forcément ces capacités, orientent l'adaptation du réseau vers une topologie proche du réseau actuel. On observe toutefois qu'on retrouve ces capacités nulles dans la Table 9 pour les instances générées.
- Le réseau adapté sur les scénarios générés est similaire au réseau adapté sur les scénarios historiques. Les réseaux obtenus sur les données historiques et générées sont proches en termes de topologie et de capacités. L'écart-type entre les capacités moyennes obtenues pour les données historiques et générées est de 340MW.

Concernant les coûts marginaux de transport, on observe que ceux-ci sont similaires aux coûts précédents et stables d'une année à l'autre.

- Les coûts marginaux de transport sur les instances générées sont similaires aux coûts sur les instances historiques, c'est-à-dire de l'ordre de 5€/MWh. Les écarts entre régions sont comparables et l'ordre est peu modifié.
- Les coûts marginaux de transport sont très stables : pour une zone donnée, l'écart-type moyen du coût marginal sur plusieurs années est de 0,10€ et le rang entre régions est très peu perturbé entre les différentes instances générées. Ces écarts sont moins élevés que sur les jeux de données historiques. Or, sur les scénarios générés, les consommations sont très variées alors que les disponibilités de production et les exports sont fixes. Ceci démontre que les coûts zonaux sont peu sensibles aux aléas climatiques et que l'explication des variations des coûts zonaux provient essentiellement des capacités (et disponibilités) de production.

Ces résultats transparaissent sur les cartes dans les Figure 6 à Figure 10 qui illustrent la stabilité des coûts (les variations d'une instance à l'ordre sont de l'ordre de la nuance) et la cohérence avec les résultats sur les données historiques (voir Figure 3 à Figure 5).

4.3.3 Des coûts marginaux au tarif d'injection

Les résultats présentés dans les sections précédentes présentent les coûts marginaux régionaux de transport. Ils démontrent également la stabilité de ces coûts. Ainsi, on peut légitimement se demander à quoi pourrait ressembler un tarif d'injection basé sur ces coûts.

Il convient tout d'abord de remarquer que ces coûts sont fonction de l'énergie et pas de la capacité. **Introduire un tarif à l'énergie n'est pas forcément une idée judicieuse puisqu'un tel tarif modifie les**

coûts marginaux des producteurs et impacte donc à la fois la compétitivité à court-terme des producteurs et les prix de marché. L'ACER, dans son rapport du 15 avril 2014 (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2014), préconise de ne pas introduire un tel tarif, à l'exception du recouvrement des pertes. Bien que l'on puisse utiliser le modèle présenté pour calculer des coûts zonaux basés exclusivement sur les pertes, nous ne préconisons pas l'introduction d'un tarif géo-différencié à l'énergie, en particulier afin d'éviter les distorsions de concurrence européenne.

Une fois ces jalons posés, il demeure tout de même intéressant de visualiser ce que pourrait être un tel tarif basé sur les coûts marginaux de long terme. Dans le cas où le tarif aurait pour objet le recouvrement des coûts d'infrastructures et des pertes, on pourrait calculer celui-ci sur la base du montant à recouvrir, de la répartition entre production et injection et de la valeur dans la colonne « Ecart au minimum » des Table 3 et Table 10, pages 23 et 45.

Toutefois, **si on s'intéresse à un tarif ayant pour objet le reflet des coûts induits par les disparités géographiques des injections, on pourra calculer un tarif équilibré, c'est-à-dire dont le montant total recouvert est nul.** Ainsi, certains producteurs percevraient une rémunération alors que d'autres devraient verser une somme. Pour calculer ce tarif, il suffit de trouver le niveau de référence annulant le montant total recouvert. On peut ensuite moduler le tarif par un facteur fonction du montant qui aurait été recouvert dans le cas d'un tarif de somme non nulle.

La Table 4, ci-dessous, présente ce que serait un tel tarif équilibré sur les scénarios utilisés. Le niveau de référence est calculé sur la base des productions régionales dans chaque scénario (tarif ex-post) et sans modulation.

Zone	Tarif énergie équilibré (en €/MWh)							
	Scénarios générés					Scénarios historiques		
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Alsace	0.2	0.0	0.0	0.1	0.2	0.0	-0.8	
Aquitaine	0.2	0.2	0.3	-0.4	0.1	0.5	0.8	
Auvergne	0.1	0.4	0.0	0.2	-0.1	0.2	1.0	
Basse-Normandie	1.2	1.2	1.3	1.2	1.2	0.9	0.4	
Bourgogne	0.8	0.9	0.8	1.0	0.9	0.8	1.1	
Bretagne	4.2	4.2	4.2	4.1	4.1	3.9	3.5	
Centre	-0.7	-0.8	-0.6	-0.7	-0.8	-0.7	-1.3	
Champagne-Ardenne	0.2	0.0	0.2	0.2	0.3	0.1	-0.5	
Franche-Comté	1.1	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.7	
Haute-Normandie	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	-0.2	-0.9	
Ile-de-France	1.8	1.7	1.9	1.8	1.8	1.7	1.0	
Languedoc-Roussillon	1.5	1.6	1.7	1.5	1.5	2.2	3.6	
Limousin	0.3	0.0	-0.1	0.1	0.1	0.9	0.6	
Lorraine	-1.0	-1.1	-1.1	-1.0	-0.9	-1.0	-1.6	
Midi-Pyrénées	-0.6	-0.5	-0.4	-0.7	-0.7	-0.1	1.5	
Nord-Pas-de-Calais	2.7	2.5	1.9	2.6	2.8	1.5	2.0	
Pays-de-la-Loire	1.9	1.9	2.0	2.0	1.9	1.8	1.3	
Picardie	1.9	1.7	2.0	1.8	2.0	1.6	1.0	
Poitou-Charentes	-0.1	-0.1	0.0	0.0	-0.2	0.4	-0.2	
PACA	2.8	3.1	3.0	3.0	2.9	3.2	4.8	
Rhône-Alpes	-1.1	-1.0	-1.2	-1.0	-1.1	-1.0	0.0	

Table 4. Tarif régional à l'injection en €/MWh, calculé sur la base des coûts marginaux de long terme.
 Les valeurs positives (en bleu) sont des primes (montant versé aux producteurs) alors que les valeurs négatives (en orangé) sont des montants perçus.

On constate que le niveau de référence est stable mais très différent de la moyenne (utilisée Table 3 et Table 10). Par ailleurs, seuls les producteurs implantés dans quelques régions (Rhône-Alpes, Lorraine, Centre) devraient verser un tarif alors que la plupart des autres percevraient une prime.

5 Conclusions de l'analyse quantitative

La présente étude quantitative visait à questionner l'intérêt d'envisager la mise en œuvre de mécanismes de redistribution des coûts du réseau de transport qui prennent en compte la localisation des producteurs et des consommateurs. Par la même, elle a permis de révéler plusieurs attributs du réseau de transport français.

En premier lieu, il convient de constater que le modèle synthétique du réseau ici utilisé permet de capturer de nombreux phénomènes réels et aboutit à un réseau dont la topologie est comparable à celle du réseau actuel.

Les résultats sont sans équivoque quant à l'existence de disparités régionales significatives pour ce qui concerne les coûts réseau. L'ampleur des différences entre régions est de l'ordre de 6€/MWh, les zones en fort déficit de production étant la Bretagne et la région PACA, alors que les régions Centre et Rhône-Alpes sont en situation nettement excédentaire.

Ainsi, la question de l'introduction de moyens de redistribution des coûts réseau qui prennent en compte la localisation des producteurs ou des consommateurs apparaît tout à fait légitime.

Ce signal pourrait prendre diverses formes (délais/coûts de raccordements, prix zonaux, tarif). Comme le fait valoir le benchmark réalisé dans le cadre de cette étude, les pays européens qui ont souhaité mettre en place de telles différenciations ont choisi la voie tarifaire.

Notons bien que la mise en place de tarifs d'injection différenciés géographiquement n'a pas d'implication directe en termes de recouvrement si l'on préfère des coûts d'infrastructure de transport porté par les injections. Un cas extrême pourrait consister à conserver l'ensemble des coûts payés par les soutirages et à retenir un tarif d'injection centré de moyenne nulle. L'impact serait alors nul, en moyenne, sur l'ensemble des acteurs concernés.

La présente étude quantitative visait à évaluer l'importance des différenciations régionales des coûts de réseau de grand transport, et par là-même d'en déduire les amplitudes d'un tarif d'injection différencié géographiquement, si la CRE optait pour cette voie. En ce qui concerne la répartition des coûts entre producteurs et consommateurs, le modèle ici utilisé présente une complète symétrie. Ainsi, si la réalité concordait précisément avec le modèle il serait logique d'opter pour une répartition à 50/50. Néanmoins, il faut citer un aspect qui n'est pas modélisé dans notre approche : la production est généralement redispachable, contrairement à la consommation. En conséquence, il nous semble qu'une répartition conduisant faire à porter de 0% à 50% des investissements aux injections peut être envisagée.

Mentionnons qu'une bonne répartition des coûts devra induire un coût qui soit non pénalisant vis-à-vis de la concurrence Européenne.

En ligne avec les recommandations de l'ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2014), le tarif devrait être fonction de la capacité installée. Dans un tel cadre, pour simplifier la mise en œuvre, se baser sur les capacités calculées dans le cadre du mécanisme de capacité pourrait être envisagé.

Un tel signal permettrait de mieux refléter les coûts induits par les producteurs sur le réseau, et inciterait les nouveaux producteurs à s'implanter dans les zones en tension.

La présente étude n'adresse pas explicitement la question des réseaux de distribution. Il faudra cependant avancer sur le réseau de distribution en coordination avec les choix faits pour le réseau de transport, afin de ne pas créer de distorsions de concurrence entre les différents types de producteurs. Le signal basé sur les coûts marginaux de long terme dont on envisage ici l'emploi pour les réseaux de transport mériterait d'être transposé, en retenant des principes analogues, pour les réseaux de distribution.

ANNEXES

A Modèle

Nous présentons dans cette partie les idées principales du modèle mathématique et l'interprétation des variables primales et duales associées. Le modèle présenté dans cette section est volontairement simplifié et n'introduit pas toutes les variables afin de faciliter la compréhension de l'ensemble.

1 Zones

Pour chaque région administrative, l'ensemble des nœuds producteurs est agrégé et de même pour les consommateurs. Un nœud « centre » est créé pour chaque région. Les nœuds consommateurs et producteurs de chaque région sont reliés au nœud centre et les nœuds centre des régions voisines sont reliés entre eux. Les pays frontaliers sont modélisés et représentent une demande ou une injection. Le réseau correspondant peut être représenté sous forme d'un graphe, comme illustré Figure 1, page 11. Dans ce graphe, chaque arc modélise une capacité d'échange. Les transmissions entre deux régions sont modélisées par deux arcs orientés en sens contraire puisque selon les scénarios le flux est dans un sens ou dans l'autre. Par abus de langage, on appellera lignes les capacités d'échanges modélisées par les arcs.

Les arcs du modèle sont pondérés en fonction des longueurs (en km) des lignes.

Ce modèle agrège entre eux les acteurs ayant même fonction (producteurs, consommateurs) dans une même région. Les transmissions sont également agrégées en capacités d'échanges. On maintient toutefois une distinction entre transmission intra et inter-régionales afin de représenter séparément les infrastructures et les pertes intra et inter-régionales.

Variables

Nous détaillons dans cette section les variables primales du modèle, c'est-à-dire les variables qui font explicitement l'objet de l'optimisation dans le modèle présenté. Nous verrons plus loin qu'une fois le modèle optimisé, ce sont en réalité les variables duales qui nous permettront de réaliser l'interprétation économique et la traduction en termes de coûts zonaux.

Capacités des lignes

Nous travaillerons en réseau adapté¹², c'est-à-dire que les capacités des lignes de transmissions inter et intra régionales font partie de modèle et devront être optimisées.

Def. Pour une ligne $\{i, j\}$ reliant les nœuds i et j du réseau, on notera C_{ij} la capacité de la ligne $\{i, j\}$.

Notons que la capacité sur une ligne est généralement non-symétrique. Cependant, pour simplifier l'analyse dans un premier temps – et notamment car les hypothèses de coût de développement de

¹² soit « à partir de zéro » soit en partant d'une estimation des capacités d'échange actuelles

réseau dans un sens ou dans l'autre seraient relativement hasardeuses – on pose $C_{ij} = C_{ji}$. Dans la suite on notera indifféremment C_{ij} ou C_{ji} pour désigner la capacité de la ligne $\{i, j\}$.

Les interconnexions avec les pays voisins font déjà l'objet d'une tarification spécifique. Nous supposons donc leurs capacités fixées.

Flux sur les lignes

Pour chaque scénario, il faut optimiser la répartition des flux sur les lignes. Ces flux sont les secondes variables de décisions et leur optimisation doit permettre de minimiser les pertes et de ne pas sur-développer des capacités.

Def.

On notera f_{ij}^s le flux sur l'arc (i, j) dans le scénario s .

Afin de calculer les pertes, on pourra également être intéressé par le taux d'occupation d'une ligne. On pourra alors décomposer f_{ij}^s de la manière suivante : $f_{ij}^s = \tau_{ij}^s \times C_{ij}$ avec τ_{ij}^s le taux d'occupation de la ligne.

Objectif

Le problème d'optimisation est centré sur le réseau et l'objectif du modèle est de minimiser les coûts de réseau. Ces coûts sont composés :

- Des coûts de développement du réseau
- Des coûts des pertes

Le choix de cet objectif permet d'optimiser la création du réseau et son utilisation.

Coûts de développement

Nous modélisons les coûts de développement du réseau par un coût linéaire en fonction de la capacité installée. Les coefficients de ce coût seront fonction de la longueur de la ligne.

Dans un premier temps, on fixe un coût de développement kilométrique α_0 en $\text{€} \cdot \text{MW}^{-1} \cdot \text{an}^{-1} \cdot \text{km}^{-1}$ et le coefficient pour le coût d'une ligne est alors $\alpha_i = \alpha_0 l_i$ (où l_i est la longueur de la ligne). Ces coûts pourront être ajustés et faire l'objet d'une discussion plus précise.

Coûts des pertes

Pour un scénario donné, le coût des pertes est égal à leur quantité multipliée par le prix de rachat des pertes. On suppose que ce prix est égal au coût moyen de rachat des pertes par RTE (mais on pourrait le faire varier en fonction du scénario, pour le fixer au coût marginal de l'énergie par exemple). Pour chaque scénario, le coût est pondéré par le poids du scénario.

La modélisation des pertes est quadratique : les pertes sur une ligne $\{i, j\}$ sont évaluées comme $\alpha_{ij} \times \tau_{ij}^2 \times C_{ij}$ avec τ_{ij}^2 le taux d'occupation de la ligne, C_{ij} sa capacité et α_{ij} un coefficient de normalisation. Cette modélisation n'est pas quadratique. Pour pallier à ce problème et pouvoir résoudre le problème, nous optimisons le problème en plusieurs étapes : à chaque étape, les pertes

sont calculées par la formule $\alpha_{ij} \times \tau_{ij}^2 \times C_{ij}^{pred} = \frac{\alpha_{ij} \times f_{ij}^2}{C_{ij}^{pred}}$ où C_{ij}^{pred} est la capacité de la ligne $\{i, j\}$ calculée à l'itération précédente. Dans le reste du modèle, C_{ij} reste une variable et est indépendant de C_{ij}^{pred} . Le modèle est ré-optimisée jusqu'à ce que les capacités convergent et se stabilisent. La valeur des pertes est alors effectivement égale à la valeur calculée.

Le modèle ainsi obtenu est quadratique et peut être résolu par l'algorithme du point intérieur.

Expression

L'objectif s'exprime ainsi :

$$\sum_{i,j}(C_{ij}k_{ij} + \sum_s \mu^s w^s p_{ij}^s) \quad (1)$$

où $k_{i,j}$ est le coût de développement de la ligne (i, j) en €/MW, μ^s est le prix des pertes dans le scénario s en €/MWh et w^s le poids du scénario s en heures (h).

2 Contraintes

Capacités du réseau

A tout instant, le flux électrique sur une ligne doit être inférieur à la capacité de la ligne : $f_{ij}^s \leq C_{ij}$. Plus généralement, on pourra introduire une restriction supplémentaire permettant de prendre en compte l'IMAP (intensité maximale admissible en permanence) du scénario considéré.

$$f_{ij}^s + f_{ji}^s \leq u^s C_{ij} \quad (2)$$

Où u^s est le taux de charge maximum admissible. Ce taux peut prendre 3 valeurs (1, 0.85 et 0.93) selon la période de l'année (hiver, été, intersaisons).

Pour les pays frontaliers les capacités sont fixes et présentées Annexe B.2. L'un des deux flux est fixé à 0, selon le signe des échanges physiques avec le pays dans le scénario considéré.

Flux

Les contraintes liées au flux électrique sont les principales contraintes du réseau, liées aux scénarios. Puisque les pertes ne sont pas intégrées aux flux mais seulement à l'objectif, elles correspondent à des contraintes de flots pour chaque nœud n au centre d'une région :

$$\sum_j f_{jn}^s - \sum_j f_{nj}^s = 0 \quad (3)$$

Les nœuds producteurs sont des sources et les nœuds clients sont des puits. Les pays frontaliers sont intégrés à cette équation pour les régions interconnectées.

3 Variables duales et coûts zonaux

On associe aux contraintes $f_{ij}^s + f_{ji}^s \leq u^s C_{ij}$ (2) et $\sum_j f_{jn}^s - \sum_j f_{nj}^s = 0$ (3) des variables duales. Ce sont ces dernières variables qui nous donnent les informations recherchées sur les coûts zonaux.

Coût marginal de développement

A la contrainte $f_{ij}^s + f_{ji}^s \leq u^s C_{ij}$ (2) on associe la variable duale $\theta_{i,j}^s$ correspondant au prix marginal de la ligne $\{i, j\}$. On peut interpréter cette variable duale comme le coût marginal de développement de capacité sur la ligne $\{i, j\}$ dans le scénario s , exprimé en €/MW.

Coût zonal

On notera γ_n^s la variable duale associée à la contrainte $\sum_j f_{jn}^s - \sum_j f_{nj}^s = 0$ (3). Celle-ci correspond au prix zonal au nœud n , exprimé en €/MW pour le scénario considéré. Elle correspond au coût, sur l'intégralité de la durée de validité w^s du scénario s , du dernier MW acheminé au nœud n . Ce scénario étant valable pendant une durée w^s , on considèrera plutôt la variable duale λ_n^s définie par $\gamma_n^s = w^s \times \lambda_n^s$ et correspondant au coût zonal marginal de l'énergie en €. $MW^{-1}h^{-1}$ au nœud n , dans le scénario s .

Les variables λ_n^s sont des potentiels. C'est-à-dire que leurs valeurs n'ont un sens que relativement les unes aux autres. On pourrait toutes les incrémenter d'une même valeur et on obtiendrait toujours la même solution. Ainsi, on s'intéresse plutôt aux écarts entre les variables duales. Pour deux régions interconnectées i et j , $\Delta\lambda_{i,j}^s = \lambda_j^s - \lambda_i^s$ est le coût marginal de l'énergie sur la ligne (i, j) , dans le scénario s . C'est-à-dire le coût pour acheminer un MWh supplémentaire de i vers j .

B Données

1 Distances

La Table 5, ci-dessous, présente les distances intra et inter-régionales utilisées dans le modèle. Les distances sont symétriques.

Aquitaine	Aquitaine	90
Aquitaine	Limousin	137
Aquitaine	Midi-Pyrénées	106
Aquitaine	Poitou-Charentes	161
Midi-Pyrénées	Midi-Pyrénées	100
Midi-Pyrénées	Aquitaine	106
Midi-Pyrénées	Auvergne	235
Midi-Pyrénées	Limousin	210
Midi-Pyrénées	Languedoc-Roussillon	150
Languedoc-Roussillon	Languedoc-Roussillon	90
Languedoc-Roussillon	Auvergne	220
Languedoc-Roussillon	Midi-Pyrénées	150
Languedoc-Roussillon	PACA	280
Languedoc-Roussillon	Rhône-Alpes	275
PACA	PACA	100
PACA	Languedoc-Roussillon	280
PACA	Rhône-Alpes	310
Rhône-Alpes	Rhône-Alpes	90
Rhône-Alpes	Auvergne	145
Rhône-Alpes	Bourgogne	195
Rhône-Alpes	Franche-Comté	195
Rhône-Alpes	Languedoc-Roussillon	275
Rhône-Alpes	PACA	310
Auvergne	Auvergne	80
Auvergne	Bourgogne	150
Auvergne	Centre	180
Auvergne	Languedoc-Roussillon	220
Auvergne	Limousin	140
Auvergne	Midi-Pyrénées	235
Auvergne	Rhône-Alpes	145
Bourgogne	Bourgogne	75
Bourgogne	Auvergne	150
Bourgogne	Centre	190
Bourgogne	Champagne-Ardenne	195
Bourgogne	Franche-Comté	150
Bourgogne	Ile-de-France	200
Bourgogne	Rhône-Alpes	195
Franche-Comté	Franche-Comté	70
Franche-Comté	Alsace	165
Franche-Comté	Bourgogne	150
Franche-Comté	Champagne-Ardenne	230
Franche-Comté	Lorraine	185
Franche-Comté	Rhône-Alpes	195
Alsace	Alsace	67
Alsace	Franche-Comté	165
Alsace	Lorraine	110
Lorraine	Lorraine	68
Lorraine	Alsace	110
Lorraine	Champagne-Ardenne	135
Lorraine	Franche-Comté	185
Champagne-Ardenne	Champagne-Ardenne	90
Champagne-Ardenne	Bourgogne	195
Champagne-Ardenne	Franche-Comté	230
Champagne-Ardenne	Ile-de-France	145
Champagne-Ardenne	Lorraine	135
Champagne-Ardenne	Picardie	130
Basse-Normandie	Basse-Normandie	70
Basse-Normandie	Bretagne	200
Basse-Normandie	Centre	215
Basse-Normandie	Haute-Normandie	120

	Basse-Normandie	Pays-de-la-Loire	170
Limousin	Limousin		50
Limousin	Aquitaine		137
Limousin	Auvergne		140
Limousin	Centre		190
Limousin	Midi-Pyrénées		210
Limousin	Poitou-Charentes		150
	Haute-Normandie	Haute-Normandie	50
	Haute-Normandie	Basse-Normandie	120
	Haute-Normandie	Centre	210
	Haute-Normandie	Ile-de-France	110
	Haute-Normandie	Picardie	135
	Ile-de-France	Ile-de-France	50
	Ile-de-France	Bourgogne	200
	Ile-de-France	Centre	150
	Ile-de-France	Champagne-Ardenne	145
	Ile-de-France	Haute-Normandie	110
	Ile-de-France	Picardie	100
	Picardie	Picardie	55
	Picardie	Champagne-Ardenne	130
	Picardie	Haute-Normandie	135
	Picardie	Ile-de-France	100
	Picardie	Nord-Pas-de-Calais	90
	Nord-Pas-de-Calais	Nord-Pas-de-Calais	65
	Nord-Pas-de-Calais	Picardie	90
Poitou-Charentes	Poitou-Charentes		70
Poitou-Charentes	Aquitaine		161
Poitou-Charentes	Centre		205
Poitou-Charentes	Limousin		150
Poitou-Charentes	Pays-de-la-Loire		160
Bretagne	Bretagne		90
Bretagne	Basse-Normandie		200
Bretagne	Pays-de-la-Loire		180
Pays-de-la-Loire	Pays-de-la-Loire		80
Pays-de-la-Loire	Basse-Normandie		170
Pays-de-la-Loire	Bretagne		180
Pays-de-la-Loire	Centre		180
Pays-de-la-Loire	Poitou-Charentes		160
Centre	Centre		100
Centre	Auvergne		180
Centre	Basse-Normandie		215
Centre	Bourgogne		190
Centre	Haute-Normandie		210
Centre	Ile-de-France		150
Centre	Limousin		190
Centre	Pays-de-la-Loire		180
Centre	Poitou-Charentes		205

Table 5. Distances intra et inter-régionales

2 Capacités des interconnexions

La Table 6, ci-dessous présente les interconnexions modélisées et leurs capacités.

Il existe une interconnexion entre une région et un étranger si et seulement si une ligne est présente sur la carte des potentiels de raccordement Figure 2. Les capacités des lignes sont ajustées en fonction

du nombre de lignes d'interconnexion et du flux physique maximum échangé entre la France et le pays concerné.

La Table 7 présente les maxima des flux physiques ENTSO-E et des flux ajustés sur 2013 et 2014. Les flux aux interconnexions sont ajustés proportionnellement sur les scénarios afin d'assurer l'équilibre entre productions, consommations et échanges.

Région	Pays	Capacité (MW)
Aquitaine	Espagne	700
Languedoc-Roussillon	Espagne	1000
Rhône-Alpes	Italie	3500
Rhône-Alpes	Suisse	2500
Franche-Comté	Suisse	1500
Alsace	Suisse	800
Alsace	Allemagne	2500
Lorraine	Allemagne	2500
Champagne-Ardenne	Belgique	3700
Nord-Pas-de-Calais	Angleterre	2800

Table 6. Capacités des interconnexions

Pays	Flux maximum ENTSO-E	Flux physique maximum
Allemagne	4678	4785,11
Angleterre	2024	2623,14
Belgique	3514	3517,26
Espagne	1494	1610,10
Italie	3168	3337,39
Suisse	3455	3493,09

Table 7. Flux physique ajustés maximum sur 2013 et 2014

C Scénarios générés

La présente annexe décrit les méthodes utilisées pour générer des instances supplémentaires à partir des données historiques et d'estimations des températures régionales moyennes sur les années précédentes.

Les résultats détaillés sur les instances générées sont également présentés dans les dernières sections.

1 Génération des consommations

Objectifs de la tâche

Les données de consommation régionales au pas de temps semi-horaire ne sont pas disponibles avant 2013. En effet, nous avons uniquement accès à des consommations consolidées horaires sur 2013 et à des consommations horaires non consolidées sur 2014.

Pour pouvoir simuler les résultats du modèle d'optimisation sur un plus large spectre d'aléas climatiques et de demande, il est apparu nécessaire de générer des scénarios de consommation électrique annuels pour les 21 régions de France métropolitaine. Le choix a été de créer des chroniques de demande avec une part thermosensible (typiquement des gradients) et une part non thermosensible dépendant de facteurs calendaires.

Principe de la procédure

Données de température

Les données de températures proviennent de la base de données du National Climatic Data Center (NCDC)¹³, qui fournit des températures horaires mesurées au niveau de différentes zones aéroportuaires sur la période 2000-2014. Les températures sont agrégées pour se ramener à des températures régionales : chaque zone aéroportuaire est reliée à sa région d'appartenance et la température horaire régionale est la moyenne arithmétique de l'ensemble des températures observées dans la région.

Echantillon d'apprentissage et de validation

L'option choisie, étant donné le peu d'historique disponible, a été la construction d'un modèle statistique à partir des données de consommations historiques, puis la génération des scénarios de demande à partir des chroniques historiques de températures.

¹³ Données accessibles depuis : <http://catalog.data.gov/dataset/integrated-surface-global-hourly-data> sous licence libre (<https://www.data.gov/data-policy> voir licence pour données fédérales)

Pour la calibration du modèle nous utilisons l'année 2013, tandis que l'année 2014 va nous servir d'échantillon de test. Cette phase de test est obligatoire pour quantifier la qualité du modèle construit pour produire des chroniques de consommation fiables sur des années différentes de 2013.

Construction du modèle

Chaque région possède un modèle propre c'est-à-dire une liste de paramètres estimés spécifiquement sur la région. Cela permet de réduire le bruit dans les données globales lié aux différences régionales de comportements, d'usage thermiques, etc...

En pratique, on construit un modèle régional pour chaque demi-heure pour se ramener à une modélisation où tous les autres paramètres (températures et calendaires) sont imbriqués dans le facteur horaire. Cela veut par exemple dire que selon l'heure de la journée, le comportement lié à une température froide sera différent. Cette démarche est beaucoup moins lourde que celle qui considère les corrélations temporelles entre les demi-heures et d'expérience elle permet d'obtenir des résultats très convenables en termes de précision d'estimation.

Le modèle choisi est un modèle de type Modèle Additif Généralisé (GAM), voir (Wood, 2006), proche de ceux régulièrement présents dans la littérature pour modéliser la demande à moyen terme (Pierrot & Goude, 2011; Goude, Nedellec, & Kong, 2014) :

$$y_t^h = \sum_{i=1}^7 a_i * Jour.semaine_i + \sum_{j=1}^{12} b_j * Mois_j + g_1(T_t) + g_2(T_{t-1}) + g_3(T_{t-2}) + \varepsilon_t$$

- y_t^h est la demande électrique au temps t (correspond à un jour) pour une demi-heure donnée.
- $Jour.semaine_i$ est le facteur des différents jours de la semaine (Lundi | Mardi | Mercredi | Jeudi | Vendredi | Samedi | Dimanche & Jour férié).
- $Mois_j$ est le facteur des différents mois de l'année.
- $g_1(T_t)$ est la fonction gradient associée à la température du jour t. On utilise un modèle de régression par splines cubiques pour estimer la relation entre la consommation et la température T_t .
- $g_2(T_{t-1})$ est la fonction gradient associée à la température de la veille de t.
- $g_3(T_{t-2})$ est la fonction gradient associée à la température de l'avant-veille de t.

Validation du modèle

Le modèle GAM exige une certaine structure de l'erreur, notamment la normalité et la constance de la variance. C'est pour cela qu'avant d'observer la qualité prédictive du modèle calibré sur 2013, il est nécessaire de valider ces hypothèses en effectuant pour chaque région un diagnostic sur les résidus. Nous avons donc vérifié ces hypothèses et les résultats obtenus sur les résidus sont apparus convenables.

Dans un deuxième temps, nous avons vérifié la qualité prédictive du modèle sur l'échantillon de test afin de s'assurer que la calibration sur 2013 uniquement n'entraîne pas un trop gros biais dans les estimations et que le modèle n'a pas fait de sur-apprentissage. Pour quantifier la qualité prédictive du modèle nous calculons le MAPE (mean absolute percentage error) qui est la moyenne des erreurs

absolues obtenues par un modèle par rapport aux données réelles de 2014 à chaque pas de temps (17520 points). Ce résultat peut ensuite être moyenné sur l'ensemble des 48 modèles pour obtenir un indicateur de qualité unique par région.

Les résultats sont présentés Table 8, ci-dessous. Ceux-ci sont convenables et nous avons donc décidé d'utiliser ce modèle pour estimer des consommations historiques réalistes.

Rhone_Alpes	Picardie	Auvergne	PACA	Champagne_Ardenne	Midi_Pyrenees
3,47%	5,59%	4,83%	3,80%	7,67%	4,86%
Languedoc_Roussillon	Alsace	Basse_Normandie	Poitou_Charentes	Centre	Limousin
5,46%	4,25%	4,67%	6,17%	6,67%	6,00%
Bourgogne	Bretagne	Aquitaine	Franche_Comte	Ile_de_France	Haute_Normandie
5,94%	5,53%	4,46%	5,88%	4,77%	7,39%
Pays_de_la_Loire	Lorraine	Nord			
4,63%	5,19%	4,77%			

Table 8. Erreur moyenne absolue entre l'estimation et la réalisation des consommations en 2014

Génération des données

Le modèle de demande étant validé, on construit les scénarios de demande sur les données calendaires et climatiques historiques de 2008 à 2012 pour constituer 5 nouvelles chroniques annuelles de demande.

2 Génération des productions

Les productions sont calculées à partir du logiciel [Artelys Crystal Super Grid](#). Nous avons modélisé le mix de production par filière et par région en 2013 et utilisé les chroniques de disponibilités des filières pour cette année. On procède ensuite à l'optimisation globale du système pour obtenir les chroniques de production par filière et par région. Les productions sont ensuite agrégées sur chaque région pour obtenir les productions totales régionales utilisées dans le modèle d'optimisation.

Le modèle de génération des consommations ne prend en compte ni les imports/exports, ni la légère augmentation de la consommation entre 2009 et 2011. Ainsi, les scénarios de consommation générés correspondent plutôt à des scénarios plausibles pour l'année 2013 avec les historiques de températures des années 2008 à 2012. Ceci justifie l'utilisation du mix de production de 2013 pour générer les productions pour les scénarios générés.

L'optimisation est réalisée en plaque de cuivre, c'est-à-dire à capacités d'échange infinies. On introduit toutefois un coefficient de pertes afin de favoriser la production au plus proche à coût de production équivalent. Nous n'utilisons pas le réseau réel ni un réseau adapté calculé dans l'optimisation sur les données historiques afin de considérer une fois encore la réadaptation complète du réseau.

Les échanges physiques aux interconnexions ne sont disponibles qu'à partir de 2012 et ne sont pas estimés par le modèle statistique. Les productions et chroniques de disponibilités du modèle étant celles de 2013, nous avons décidé d'utiliser les chroniques des échanges physiques réalisés en 2013. Ces flux étant potentiellement très contraires aux flux réalisés, nous avons autorisé la défaillance dans le modèle de production (à un prix de 300€/MWh) et lorsque celle-ci se produit (sur environ 80 pas de

temps par scénarios) nous avons retranchée la défaillance aux échanges physiques aux prorata de ceux-ci.

Les productions obtenues sont issues de l'optimisation globale du système, incluant également les délais de mise en fonctionnement des moyens de production, les STEP ainsi que d'autres facteurs tels que les restrictions d'utilisation des moyens de production au charbon. Les productions obtenues, bien que forcément différentes des solutions qui auraient été obtenues sur les marchés, sont tout à fait plausibles, robustes et correspondent à un objectif à atteindre. Elles sont bien plus réalistes et robustes que le simple merit order utilisé pour calculer le tarif d'injection dans la plupart des pays ayant implémenté un tarif géo-différencié.

On obtient ainsi des scénarios complets correspondant à des situations réalistes pour 2013 si les températures observées avaient été celles de 2008 à 2012.

3 Résultats

Nous présentons dans les pages suivantes les résultats sur les instances complètes sur les instances générées.

Capacités

La Table 9, ci-dessous, indique les capacités installées après optimisation.

Région1	Région2	Capacité (en MW)				
		2008	2009	2010	2011	2012
Alsace	Franche-Comté	961	952	1065	844	771
Alsace	Lorraine	852	964	761	996	564
Aquitaine	Limousin	131	200	344	157	98
Aquitaine	Midi-Pyrénées	1146	1233	886	1585	1309
Aquitaine	Poitou-Charentes	1500	1396	1205	1432	1165
Auvergne	Bourgogne	356	281	591	226	0
Auvergne	Centre	1611	784	1454	1431	1527
Auvergne	Languedoc-Roussillon	709	554	226	941	329
Auvergne	Limousin	167	150	170	261	89
Auvergne	Midi-Pyrénées	652	142	640	0	361
Auvergne	Rhône-Alpes	1425	976	1882	1422	1544
Basse-Normandie	Bretagne	2326	2615	2316	2788	2331
Basse-Normandie	Centre	21	117	298	0	0
Basse-Normandie	Haute-Normandie	2240	2096	2034	2784	2327
Basse-Normandie	Pays-de-la-Loire	294	67	257	286	479
Bourgogne	Centre	435	328	729	0	205
Bourgogne	Champagne-Ardenne	1514	822	1697	688	1090
Bourgogne	Franche-Comté	100	1	0	0	0
Bourgogne	Ile-de-France	2168	2780	2197	2330	1829
Bourgogne	Rhône-Alpes	4324	4484	4046	4212	4088
Bretagne	Pays-de-la-Loire	1484	1135	1645	1158	1492
Centre	Haute-Normandie	0	0	0	0	0
Centre	Ile-de-France	4636	5038	4353	5176	4710
Centre	Limousin	369	749	635	289	399
Centre	Pays-de-la-Loire	4080	3709	4484	3463	3994
Centre	Poitou-Charentes	0	35	0	139	147
Champagne-Ardenne	Franche-Comté	123	0	0	0	0
Champagne-Ardenne	Ile-de-France	4300	3569	4263	4068	4821
Champagne-Ardenne	Lorraine	2377	2617	2643	2539	2422
Champagne-Ardenne	Picardie	2601	2865	2493	2978	2652
Franche-Comté	Lorraine	656	1123	770	689	1063
Franche-Comté	Rhône-Alpes	917	1404	1586	1977	1364
Haute-Normandie	Ile-de-France	3412	3558	3469	3072	3320
Haute-Normandie	Picardie	939	1106	935	1319	966
Ile-de-France	Picardie	1210	1183	1588	1087	1248
Languedoc-Roussillon	Midi-Pyrénées	1898	1902	2142	1953	1898
Languedoc-Roussillon	PACA	811	686	937	954	911
Languedoc-Roussillon	Rhône-Alpes	784	920	701	603	1184
Limousin	Midi-Pyrénées	5	317	9	0	0
Limousin	Poitou-Charentes	187	176	232	208	120
Nord-Pas-de-Calais	Picardie	3090	3220	3539	3216	3104
PACA	Rhône-Alpes	4692	5006	4622	4588	4791
Pays-de-la-Loire	Poitou-Charentes	1678	1737	1619	1951	1711

Table 9. Capacités installées en MW dans le réseau adapté

Coûts zonaux

Valeurs des écarts de coûts zonaux

La Table 10, ci-dessous présente les écarts de coûts zonaux de transport sur les scénarios générés.

Zone	Ecart au minimum						Ecart à la moyenne					
	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012		
Alsace	1,3	1,1	1,2	1,1	1,4	-0,6	-0,8	-0,7	-0,7	-0,6		
Aquitaine	1,3	1,3	1,5	0,6	1,3	-0,6	-0,6	-0,4	-1,2	-0,7		
Auvergne	1,2	1,5	1,2	1,2	1,0	-0,7	-0,4	-0,8	-0,6	-0,9		
Basse-Normandie	2,3	2,3	2,5	2,2	2,3	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4		
Bourgogne	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,1		
Bretagne	5,3	5,3	5,4	5,1	5,2	3,3	3,4	3,4	3,3	3,3		
Centre	0,4	0,3	0,6	0,3	0,4	-1,5	-1,6	-1,4	-1,5	-1,6		
Champagne-Ardenne	1,3	1,1	1,4	1,2	1,4	-0,6	-0,8	-0,5	-0,6	-0,5		
Franche-Comté	2,2	1,8	2,0	1,8	2,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1		
Haute-Normandie	1,1	1,0	1,2	1,0	1,1	-0,9	-0,9	-0,8	-0,8	-0,8		
Ile-de-France	2,9	2,8	3,1	2,8	2,9	1,0	0,9	1,1	1,0	1,0		
Languedoc-Roussillon	2,7	2,7	2,9	2,5	2,6	0,7	0,8	0,9	0,7	0,7		
Limousin	1,5	1,1	1,1	1,1	1,3	-0,5	-0,8	-0,9	-0,7	-0,7		
Lorraine	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2	-1,8	-1,9	-1,9	-1,8	-1,7		
Midi-Pyrénées	0,5	0,5	0,8	0,3	0,4	-1,4	-1,3	-1,2	-1,5	-1,5		
Nord-Pas-de-Calais	3,8	3,6	3,1	3,6	3,9	1,9	1,7	1,1	1,8	2,0		
Pays-de-la-Loire	3,0	3,0	3,2	3,0	3,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,1		
Picardie	3,0	2,8	3,2	2,8	3,1	1,1	0,9	1,2	1,0	1,2		
Poitou-Charentes	1,0	1,0	1,2	1,0	1,0	-1,0	-0,9	-0,8	-0,8	-1,0		
PACA	4,0	4,1	4,2	4,0	4,0	2,0	2,3	2,2	2,2	2,1		
Rhône-Alpes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,0	-1,8	-2,0	-1,8	-1,9		

Table 10. Coûts marginaux de transport en €/MWh sur les scénarios générés

Cartes

Les cartes suivantes, Figure 6 à Figure 10 représentent les disparités régionales des coûts de transport sur les différents scénarios générés. L'échelle de couleur utilisée est identique à celle des Figure 3 à Figure 5.

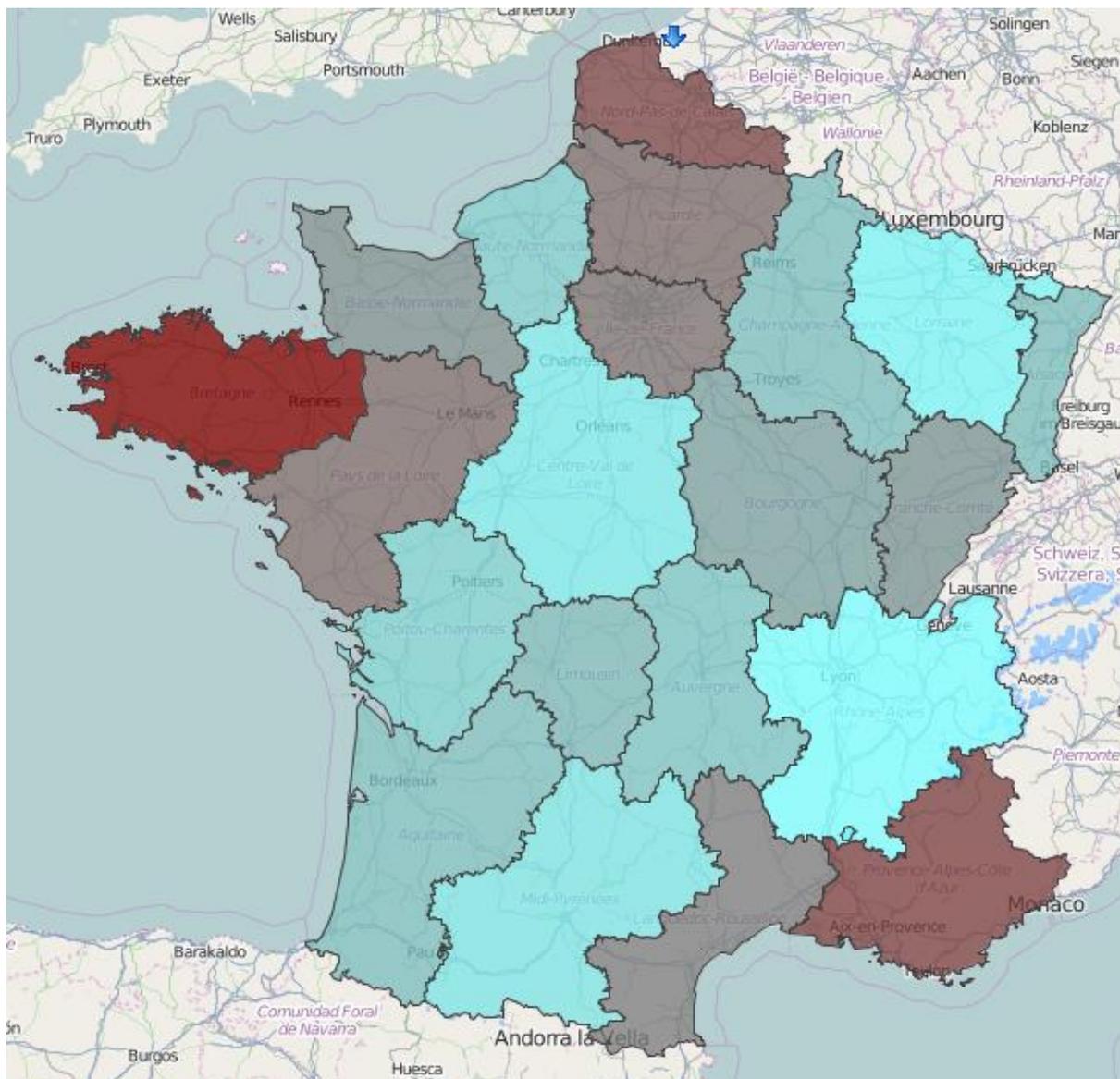


Figure 6. Différentiels des coûts marginaux de transport sur le scénario 2008

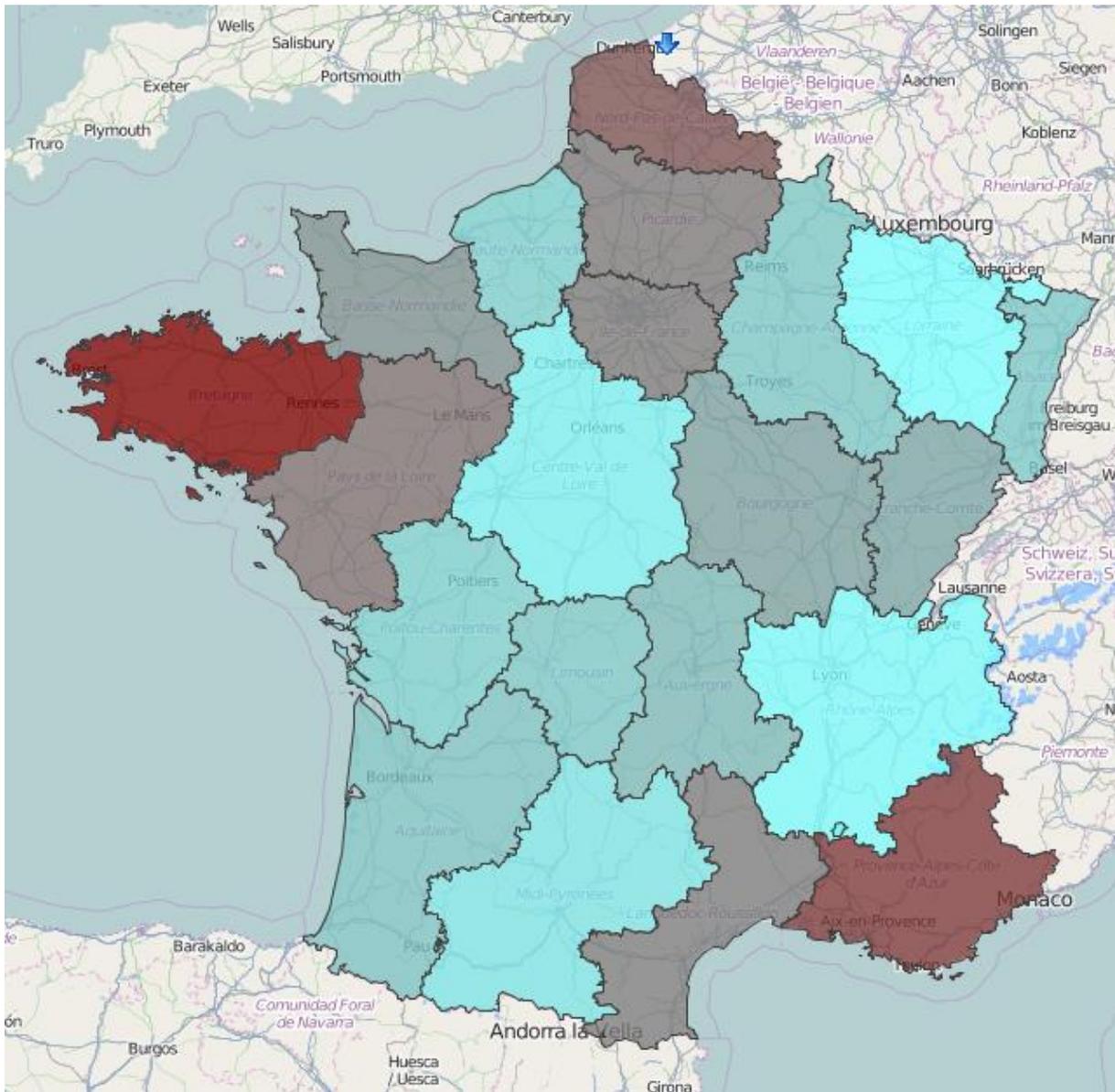


Figure 7. Différentiels des coûts marginaux de transport sur le scénario 2009

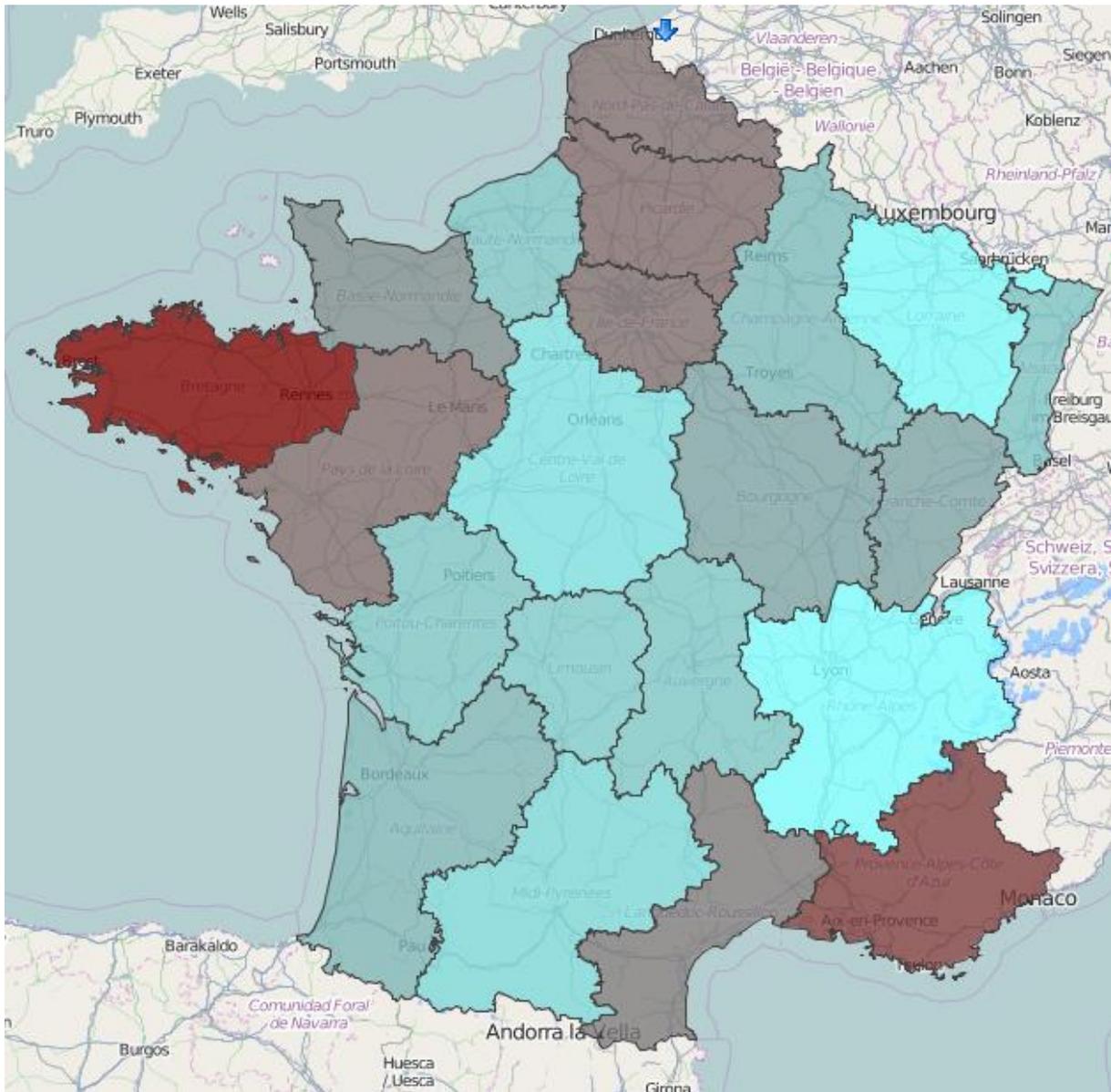


Figure 8. Différentiels des coûts marginaux de transport sur le scénario 2010

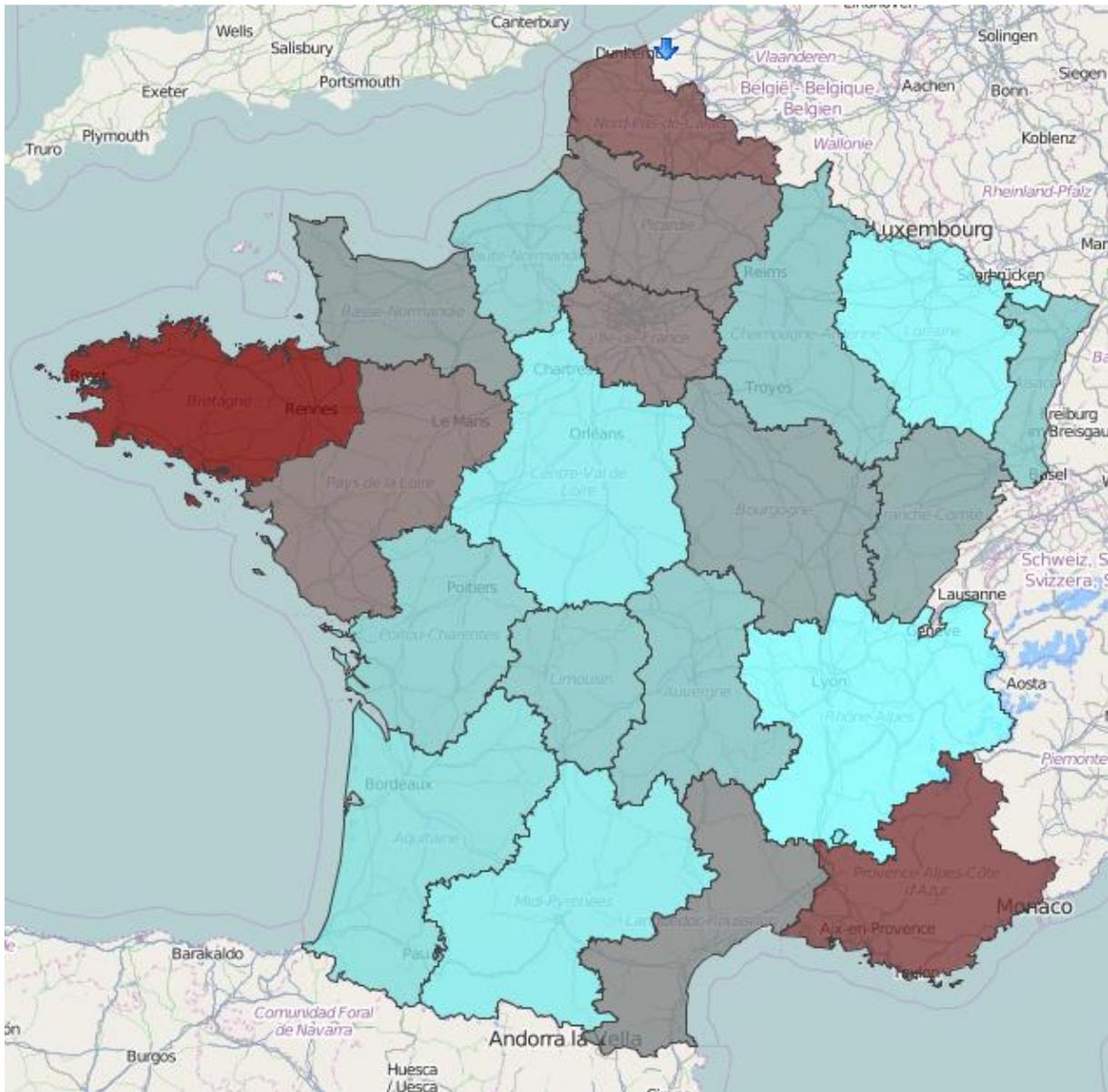


Figure 9. Différentiels des coûts marginaux de transport sur le scénario 2011

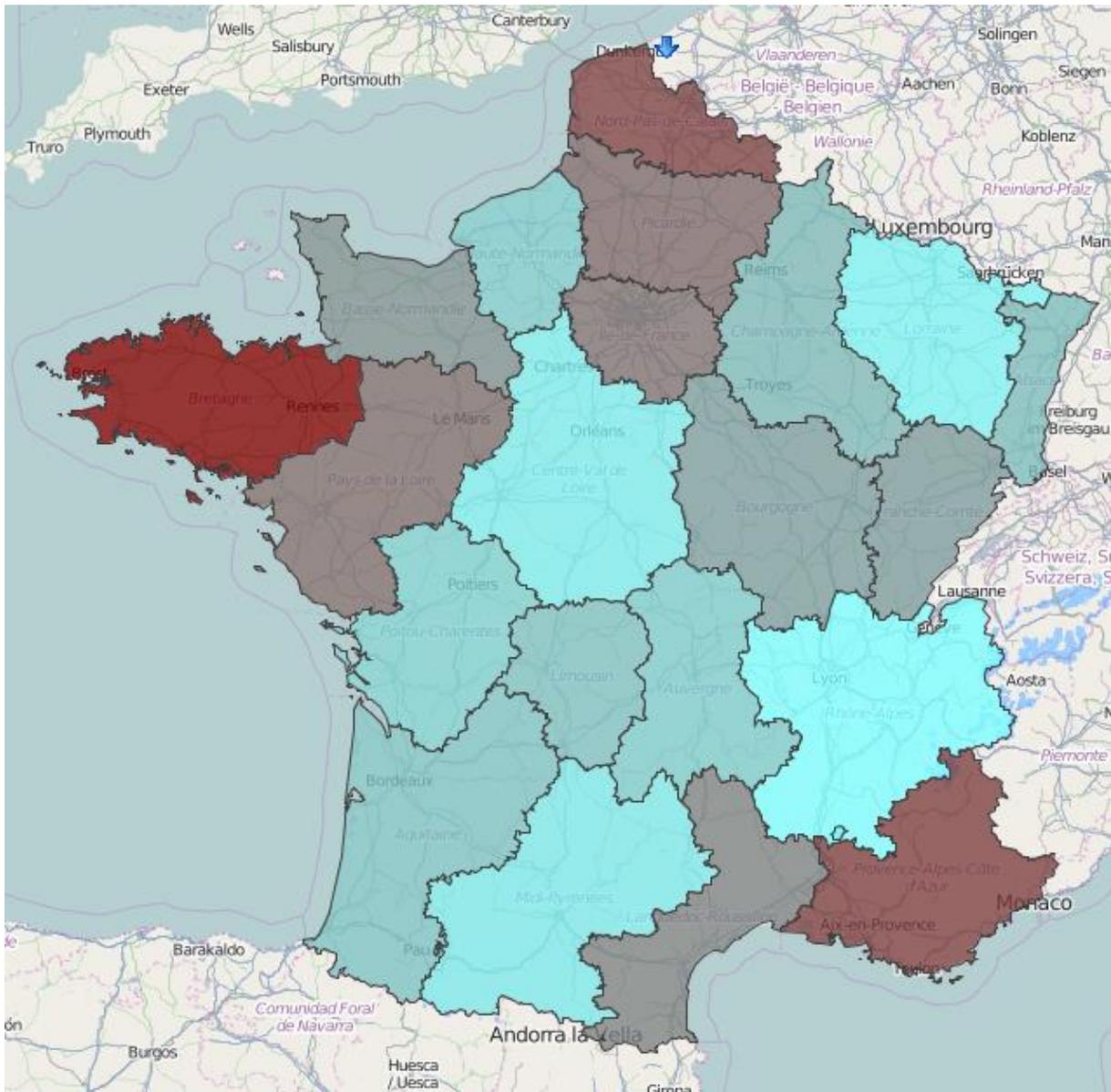


Figure 10. Différentiels des coûts marginaux de transport sur le scénario 2012

BIBLIOGRAPHIE

- Agency for the Cooperation of Energy Regulators. (2014). *ACER Opinion on the Appropriate Range of Transmission Charges Paid by Electricity Producers*.
- Goude, Y., Nedellec, R., & Kong, N. (2014). Local Short and Middle Term Electricity Load Forecasting with Semi-Parametric Additive Models. *Smart Grid, IEEE Transactions on* 5.1, 440-446.
- Léautier, T.-O. (2015). *Tarification de l'accès et de l'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité : la perspective académique*.
- Pierrot, A., & Goude, Y. (2011). Short-Term Electricity Load Forecasting With Generalized Additive Models. *Proceedings of ISAP power*, 593-600.
- SONI, & EirGrid. (2011). *All-Island Generator TUoS Methodology Statement (SEM-11-079)*.
- Wood, S. (2006). *Generalized Additive Models: An Introduction with R*. CRC press.