

Systeme de prix nodaux : experience americaine et perspectives pour l'Europe

Un rapport pour la Commission de regulation de l'energie

25 mai 2018

Charles Verhaeghe, Dmitri Perekhodtsev, Adeline Gerard et Fabien Roques

Table des matières

Informations importantes		1
Glossaire	2	
Synthèse de l'étude		3
Contexte et objectifs de l'étude		3
L'approche nodale : de la théorie à la pratique		4
Qu'est-ce que l'approche nodale en théorie ?		4
La littérature économique plébiscite l'approche nodale		4
L'expérience américaine témoigne du bon fonctionnement du système nodal, sous réserve d'un certain nombre d'aménagements pratiques par rapport à la théorie		5
Quelles perspectives pour la France et l'Europe ?		6
Section 1	Introduction	8
	Contexte	8
	Objectifs de l'étude	11
	Structure du document	11
Section 2	Enseignements de la littérature académique sur le système nodal	13
	Introduction	13
	Les économistes ont montré dès les années 1950 que les systèmes de prix nodaux permettent une utilisation optimale du système électrique	14
	Optimum économique théorique dans un système électrique verticalement intégré	14
	Besoin de coordination entre production et réseaux dans un système électrique libéralisé	14
	Utilisation optimale des actifs existants de production et de réseaux	14
	Prise en compte des risques d'exercice de pouvoir de marché	17
	Les prix nodaux sont utiles pour véhiculer des signaux de localisation de long terme, même si le signal n'est pas nécessairement suffisant	19
	Signaux de long terme pour la localisation des actifs de production	19
	Signaux de long terme pour le dimensionnement des réseaux	20
	Impact de l'indivisibilité des coûts sur l'efficacité de long terme	21
	L'efficacité de l'approche nodale est très importante	22
Section 3	Expérience des marchés nodaux aux Etats-Unis	24
	Introduction	24
	Structure et acteurs des marchés libéralisés aux Etats-Unis	25
	Approche nodale et exploitation du système dans le court terme	28
	Composantes du prix nodal et granularité de modélisation des réseaux	28

	Marchés à double règlement et programmation centralisée	32
	Co-optimisation énergie-réserves	36
	Limitation du pouvoir de marché	38
	Gestion des interfaces avec les zones voisines	39
	Articulation avec les signaux de long terme	42
	Droits financiers de transport	42
	Planification de l'investissement réseau et production	48
	Tarification de rareté et marchés de capacité	50
Section 4	Perspectives pour la France et l'Europe	53
	Introduction	53
	L'approche nodale et sa mise en œuvre aux Etats-Unis apportent des enseignements intéressants	54
	L'approche nodale permet d'utiliser les ressources existantes de façon optimale	54
	L'approche nodale contribue à donner un signal de long terme pour guider les investissements	55
	L'approche nodale est complexe, mais sa mise en œuvre est possible	56
	L'approche nodale est une option à considérer pour répondre aux enjeux auxquels font face l'Europe et la France	58
	Importance des signaux de localisation dans un système électrique en profonde transformation	58
	Perspectives d'optimisation du fonctionnement des marchés de court terme	59
	L'approche nodale soulèverait toutefois des difficultés de mise en œuvre en France ou en Europe	63
	Faisabilité de l'approche nodale dans le marché intégré européen	63
	Mise en œuvre et implications opérationnelles	64
	Quand bien même l'étude ne permet pas de conclure sur la mise en œuvre de l'approche nodale en France et en Europe, des pistes de réflexion et travail ont été identifiées	66
	Simuler la mise en œuvre du nodal	66
	Etudier la mise en place d'un timbre d'injection pour les pertes	67
	Envisager des approches alternatives pour donner des signaux de localisation	67
	Améliorer les signaux de court terme et pour la flexibilité	69
Annexe A	Bibliographie	71
	Littérature économique et technique relative au système nodal	71
	Documentation sur l'impact du système nodal sur les investissements	72
	Documentation sur l'expérience des marchés aux Etats-Unis	73
	Documentation de contexte sur l'Europe	79
Annexe B	Développement des marchés libéralisés aux Etats-Unis et adoption du système nodal	81
	Historique du développement des marchés libéralisés aux Etats-Unis	81
	Chronologie et motivation de l'adoption du système nodal dans les ISO/RTO	83
Annexe C	Etudes de cas spécifiques du fonctionnement du système nodal	86
	Etude de cas 1 – Justification de l'approche zonale retenue par CAISO pour la tarification des consommateurs particuliers	86
	Etude de cas 2 – Approche de coordination PJM/MISO pour la gestion de la congestion à leurs interfaces	87

Etude de cas 3 – « *Generation leads transmission* » vs. « *Transmission leads generation* » 87

Liste des figures

Figure 1 : Evolution du coût de gestion des congestions en France, Allemagne et au Royaume-Uni (2010-2016)	11
Figure 2 : Schéma du modèle de réseau du système nodal de l'exemple	16
Figure 3 : Régions gérées par des ISO/RTO en Amérique du Nord	26
Figure 4 : Composantes du prix nodal	28
Figure 5 : Carte des zones de transport dans PJM	32
Figure 6 : Séquence d'engagement et de programmation des unités de production dans les marchés ISO/RTO aux Etats-Unis	33
Figure 7 : Séquence du marché en temps réel de CAISO	35
Figure 8 : Chronologie générique de gestion des marchés et du système électrique dans le SMD aux Etats-Unis	36
Figure 9 : Optimisation de l'énergie avec les réserves	37
Figure 10 : Articulation entre signaux de court et long terme grâce aux droits financiers de transport 45	
Figure 11 : Coût des renforcements et développements du réseau de transport d'ERCOT par année de mise en service	49
Figure 12 : Courbe de demande en réserves opérationnelles de PJM	50
Figure 13 : Courbe de demande en réserves opérationnelles d'ERCOT	51
Figure 14 : Adéquation des revenus nets pour des turbines à combustion dans des zones de transport sélectionnées de PJM (1999-2008)	56
Figure 15 : Evolution du coût de gestion des congestions en France, Allemagne et au Royaume-Uni (2010-2016)	61
Figure 16 : Statut des marchés de l'électricité aux Etats-Unis (2017)	82
Figure 17: Part de production d'entités non régulées (2012)	83
Figure 18: Part de vente par les fournisseurs concurrentiels (2012)	83
Figure 19 : Chronologie de l'adoption de l'approche nodale dans les marchés des Etats-Unis	83

Liste des tableaux

Tableau 1 : Glossaire des abréviations utilisées dans le rapport	2
Tableau 2 : Performance des approches nodale et zonale au regard de critères d'efficacité, liquidité et complexité	23
Tableau 3 : Rôles et responsabilités des principales organisations de gestion du secteur électrique aux Etats-Unis	25
Tableau 4 : Synthèse de l'approche de PJM, CAISO et ERCOT concernant les constituants du système nodal dans le court terme	41
Tableau 5 : Caractéristiques des droits financiers de transport dans PJM, ERCOT et CAISO	47
Tableau 6 : Synthèse de l'approche de PJM, CAISO et ERCOT concernant l'articulation du système nodal avec les signaux de long terme	52

Informations importantes

Ce rapport a été préparé par la société FTI France SAS sous le nom de Compass Lexecon (« Compass Lexecon ») à l'attention de la Commission de Régulation de l'Energie (« la CRE ») dans le cadre de l'étude sur l'expérience des prix nodaux aux Etats-Unis, conformément à l'acte d'engagement signé avec la CRE en date du 29 novembre 2017 (le « Contrat »).

Ce rapport a été préparé au bénéfice exclusif de la CRE dans le contexte de l'étude sur l'expérience des prix nodaux aux Etats-Unis.

Compass Lexecon décline toute responsabilité et rejette toute obligation de diligence envers quiconque (à l'exception de la CRE aux termes du Contrat) pour le contenu du rapport. En conséquence, Compass Lexecon rejette toute responsabilité pour toutes conséquences résultant du fait qu'une personne (autre que la CRE sur la base ci-dessus) aurait agi, ou se serait abstenue d'agir, en se fondant sur ce rapport, ou de décisions prises ou non prises au titre de ce rapport.

Ce rapport contient des informations obtenues ou provenant de diverses sources. Compass Lexecon n'accepte aucune responsabilité concernant la vérification ou l'établissement de la fiabilité de ces sources, ni concernant la vérification des informations ainsi fournies.

Compass Lexecon ne fait aucune déclaration, ni ne donne aucune garantie, expresse ou tacite, d'aucune sorte à quiconque (à l'exception de la CRE aux termes du Contrat) quant à l'exactitude ou l'exhaustivité du rapport.

Ce rapport est rédigé sur la base des informations dont Compass Lexecon dispose à la date de sa rédaction. Il ne tient pas compte des informations nouvelles éventuelles qui auraient pu être portées à notre connaissance après la date du rapport. Nous ne sommes aucunement tenus de mettre à jour le rapport, ni d'informer un destinataire dudit rapport de ces nouvelles informations.

Tous droits d'auteur et autres droits de propriété intellectuelle sur le rapport demeurent la propriété de Compass Lexecon. Tous droits sont réservés.

Avis relatif aux Droits d'Auteur

© 2018 FTI France SAS. Tous droits réservés.

Glossaire

Tableau 1 : Glossaire des abréviations utilisées dans le rapport

Abréviation	Signification	Définition
CRE	<i>Commission de régulation de l'énergie</i>	-
DAM	<i>Day-Ahead Market</i>	Marché journalier
ENR	<i>Energies Renouvelables</i>	-
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>	Régulateur fédéral de l'énergie des Etats-Unis
ISO	<i>Independent System Operator</i>	Organisation indépendante chargée de la gestion des marchés et de l'exploitation du système dans une région des Etats-Unis
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>	Autorité internationale de régulation assurant la sécurité d'approvisionnement de l'ensemble du système électrique en Amérique du Nord
PUC	<i>Public Utilities Commissions</i>	Organes de gouvernance de l'électricité au niveau des Etats ou provinces
PTDF	<i>Power Transfer Distribution Factor</i>	Unité représentant l'impact d'une transaction entre deux emplacements électriques sur les lignes du système de transport
RTM	<i>Real-Time Market</i>	Marché en temps réel
RTO	<i>Regional Transmission Organisation</i>	Organisation indépendante chargée de la gestion des marchés et de l'exploitation du système dans une région des Etats-Unis
SCED	<i>Security-Constrained Economic Dispatch</i>	Procédure de programmation économique des unités de production
SCUC	<i>Security-Constrained Unit Commitment</i>	Procédure d'engagement des unités de production qui optimise les offres spécifiques à chaque unité pour répondre à la demande en tenant compte des contraintes sur le système de transport
SMD	<i>Standard Market Design</i>	Architecture de marché commune proposée par la FERC en 2002 pour les ISO/RTO
TLR	<i>Transmission Loading Relief</i>	Mécanismes de restriction de la capacité d'interconnexion en cas de congestion
UE	<i>Union européenne</i>	-

Source : FTI Compass Lexecon Energy

Synthèse de l'étude

Contexte et objectifs de l'étude

Le système électrique européen est engagé depuis plusieurs années dans une **transition énergétique qui bouleverse en profondeur les modèles hérités du passé**, avec un développement de la production renouvelable décentralisée au niveau des réseaux de distribution, l'émergence de l'autoconsommation, l'évolution des usages tels que le véhicule électrique ou encore la digitalisation. Bien que porteuse de nombreuses opportunités, cette transformation pourrait **générer des surcoûts (pourtant en partie évitables) pour le système électrique** si elle est mal gérée, notamment du point de vue de l'interface entre les réseaux, la production centralisée et la production décentralisée. Ces enjeux sont illustrés par la situation de certains pays en avance de phase dans la transition énergétique par rapport à la France, tels que l'Allemagne ou le Royaume-Uni, où l'augmentation importante des congestions s'est traduite par la multiplication du coût de gestion des congestions par respectivement 3,5 et 2 entre 2010 et 2016. L'accentuation des phénomènes de flux de bouclage en Europe centrale et de l'Ouest, qui limitent les capacités d'import/export et sont sources de difficultés quant à la gestion et la sécurité opérationnelle du réseau, constitue un autre exemple de ces enjeux.

L'approche « un pays, une zone de marché » a été mise en œuvre dans la plupart des Etats membres à la fin des années 1990, l'objectif étant alors l'ouverture immédiate des marchés de l'électricité à la concurrence. Face aux mutations observées actuellement, cette organisation des marchés pourrait **ne pas être la plus efficace pour utiliser au mieux le réseau et les actifs de production/flexibilité**. Par ailleurs, elle pourrait se révéler **insuffisante pour véhiculer des signaux suffisants aux utilisateurs du réseau disposant de marges de manœuvre** en termes de localisation géographique, tels que des producteurs construisant de nouveaux moyens ou déclassant des anciens ou encore des consommateurs électro-intensifs prêts à se localiser aux endroits les moins coûteux pour le système si ce choix se traduit par une réduction de leur facture d'électricité.

Alors que le sujet était au second plan au cours de ces vingt dernières années du fait de la relative stabilité de la topologie du parc de production, la question de la pertinence d'envoyer des signaux de localisation aux utilisateurs du réseau se pose ainsi sous un angle nouveau. **Des modèles alternatifs d'organisation des marchés**, tels que l'approche nodale, pourraient apporter des éléments de réponse aux enjeux liés à la transition énergétique. Le modèle nodal a été mis en œuvre depuis bientôt vingt ans aux Etats-Unis, mais aussi dans d'autres pays à travers le monde (Canada, Nouvelle-Zélande, etc.), à la suite des préconisations de chercheurs ou de régulateurs.

Dans ce contexte, cette étude a eu pour but de se pencher sur le **fonctionnement théorique et pratique de cette approche au travers de l'expérience américaine** et d'**examiner des perspectives pour le système électrique européen**.

L'approche nodale : de la théorie à la pratique

Qu'est-ce que l'approche nodale en théorie ?

Dans l'approche zonale actuellement en œuvre dans la plupart des Etats membres, les marchés déterminent **un prix par pays**. L'utilisation des moyens de production est décidée de façon décentralisée par chaque producteur selon une logique de portefeuille. La **gestion des congestions internes sur le système électrique national est prise en charge par le gestionnaire de réseau** au travers d'actions de *redispatching*. Le coût de ces actions est répercuté sur les utilisateurs du réseau à travers du tarif. De façon similaire, les gestionnaires de réseau compensent les pertes électriques en achetant l'énergie sur les marchés, les coûts étant répercutés sur les utilisateurs du réseau : les producteurs ne sont donc pas incités à adapter leurs programmes de production pour réduire les pertes.

Par contraste, dans l'approche nodale, le gestionnaire de réseau détermine de façon centralisée la production de chaque centrale sur la base des offres des producteurs. Il détermine ainsi **un prix par nœud physique du réseau** en fonction de l'offre et de la demande et **en tenant des contraintes d'exploitation sur l'ensemble du réseau** (incluant les congestions et les pertes) : chaque moyen de production reçoit le prix associé au nœud sur lequel il se situe. Elle permet d'**utiliser au mieux les infrastructures existantes** grâce à la prise en compte des contraintes d'exploitation effectives.

De façon schématique, l'approche nodale revient ainsi à appliquer les principes des échanges transnationaux d'électricité en Europe en remplaçant les pays (zones) par les nœuds du réseau. En outre, alors que le *redispatching* représente un coût pour les gestionnaires de réseau, les différences de prix des nœuds entre lesquels sont effectuées des transactions se traduisent par un **revenu pour le gestionnaire de réseau** pouvant par exemple servir au financement des investissements visant à réduire les congestions. Ce revenu correspond au service rendu par un ouvrage de transport, par analogie avec un péage sur un ouvrage routier ou avec les interconnexions entre pays européens.

La littérature économique plébiscite l'approche nodale

Dès les travaux de M. Boiteux dans les années 1950 puis au long des années 1980 et 1990, les fondamentaux de l'approche nodale ont été explorés par les chercheurs. Un **très large consensus académique s'est développé sur ses bénéfices**. En effet, l'approche nodale permet de **minimiser le coût total de fonctionnement du système électrique** – c'est-à-dire à la fois le coût de production pour satisfaire la demande, le coût des pertes et le coût des services système – en utilisant le réseau le plus efficacement possible. Sur le plan concurrentiel, les problèmes liés au pouvoir de marché local de certains producteurs sont atténués par rapport à l'approche zonale.

L'approche nodale fait en outre émerger des **signaux de long terme**. Ceux-ci contribuent à guider, d'une part, les producteurs dans la localisation de leurs investissements et, d'autre

part, le gestionnaire de réseau pour le renforcement ou le développement de l'infrastructure de réseau. Bien que ces signaux puissent être volatils et que leur efficacité repose sur un certain nombre d'hypothèses (telles que l'accès à l'information, la prévisibilité parfaite ou encore la concurrence pure et parfaite), ils peuvent inciter les producteurs et les consommateurs à se couvrir au moyen de contrats de long terme et de droits de transport financiers.

L'expérience américaine témoigne du bon fonctionnement du système nodal, sous réserve d'un certain nombre d'aménagements pratiques par rapport à la théorie

La **totalité des Etats américains ayant libéralisé leur système électrique** ont fait le choix d'organiser leurs marchés **en suivant l'approche nodale avec une programmation centralisée de la production**. Cette mise en place a été effectuée de manière plus ou moins rapide en fonction des régions. Tandis que PJM et NYISO l'ont adoptée peu de temps après la création de leurs marchés à la fin des années 1990, le Texas et la Californie ont fait l'expérience d'organisations de marché différentes avant de réformer leur approche à la fin des années 2000, notamment à la suite de la crise en Californie en 2000-2001 du fait de diverses manipulations du système de *redispatching* alors en place.

Plusieurs études ont montré les bénéfiques pratiques pour le système d'une telle approche, en particulier grâce à **l'amélioration de l'utilisation et de la localisation des moyens de production**, à la **meilleure transparence** sur les besoins du système, ou de la **meilleure valorisation des ressources flexibles à travers la co-optimisation** de l'énergie et des réserves. Les bénéfiques proviennent aussi des mesures visant à garantir un fonctionnement concurrentiel du marché, en intégrant un contrôle fin, souvent *ex ante*, des pratiques des acteurs de marché.

La **méthode de régulation des tarifs de réseau** aux Etats-Unis est **similaire à l'approche européenne**. Le tarif est fonction du revenu autorisé des gestionnaires (nécessaire pour couvrir leurs coûts et réparti entre les utilisateurs de réseau) et les revenus de congestion viennent en déduction du tarif payé par les utilisateurs. En pratique, la tarification nodale est utilisée comme un signal de localisation à destination des utilisateurs du réseau et comme un guide pour la planification de l'investissement, plus que comme une source de revenus à part entière pour le gestionnaire de réseau.

Toutefois, à la différence de l'Europe où la gestion du marché et l'exploitation du système électrique sont portées respectivement par les bourses et les gestionnaires de réseau, on observe que ces deux fonctions sont portées dans les marchés américains libéralisés par un opérateur indépendant – une entité à but non lucratif – également chargé de la planification du développement du réseau, alors que la propriété du réseau est séparée et a généralement été conservée par les opérateurs historiques.

Dans les marchés américains, le risque financier lié à la volatilité des prix nodaux peut être maîtrisé grâce à des **produits de couverture de la variation temporelle** échangés sur les marchés à terme **et de la variation géographique**. Les **revenus de congestion** (liés à la différence de prix entre nœuds) **sont en partie redistribués** aux utilisateurs du réseau et viennent en déduction des tarifs pour atténuer l'impact sur les acteurs existants. Cela évite

par exemple que des producteurs historiques localisés à un nœud où l'énergie est bon marché soient lésés par la mise en place du nodal. Cependant, les gros consommateurs industriels situés à des endroits où l'électricité est bon marché se voient le plus souvent offrir la possibilité de bénéficier de ce moindre coût de l'électricité. Une **péréquation tarifaire est maintenue** pour les consommateurs qui souhaitent en bénéficier.

Finalement, comme en Europe, les signaux de court terme véhiculés par les prix nodaux sont **complétés pour améliorer les signaux de long terme**. La majorité des marchés libéralisés américains a ainsi mis en place des mécanismes de capacité, dont certains donnent des prix de capacité régionaux pour renforcer le signal de localisation et lui donner une plus grande stabilité ou force dans le temps. Des mécanismes de tarification de la rareté ont également vu le jour ces dernières années dans différents marchés américains pour renforcer les signaux d'investissement.

Quelles perspectives pour la France et l'Europe ?

En théorie comme en pratique, l'approche nodale permet de minimiser les coûts de fonctionnement du système électrique et procure des signaux efficaces à l'investissement. Dans le contexte actuel de transition énergétique, sa mise en œuvre en Europe pourrait **contribuer à répondre à certaines difficultés de construction d'un modèle de marché européen**, par exemple liées à la gestion des flux transfrontaliers et au couplage de marché fondé sur les flux.

L'approche nodale soulève toutefois **un certain nombre de questions et de difficultés de mise en œuvre**, notamment vis-à-vis de l'intégration des marchés européens ou de la gouvernance et de la séparation des activités de gestion du réseau et d'opération du marché. Une décision de mise en œuvre en France, voire en Europe, nécessiterait de réfléchir à des mécanismes afin d'atténuer l'impact sur les acteurs existants.

Cette étude a en tout cas permis d'identifier **plusieurs pistes de réflexion et de travail s'inspirant de la théorie nodale et de sa mise en œuvre dans les marchés américains**, et plus généralement concernant les problématiques que cette architecture de marché cherche à traiter.

- *S'agissant de la gestion des contraintes de réseau*, il pourrait être pertinent de poursuivre l'analyse de l'approche nodale en menant une étude plus fine, au travers notamment d'une modélisation appliquée à la France ou à l'Europe, pour **évaluer les coûts et bénéfices concrets de l'approche nodale** ainsi que les effets redistributifs d'une telle approche. Cette étude, qui pourrait dans un premier temps consister à simuler et publier les prix nodaux historiques et/ou proches du temps réel, pourrait être conduite par RTE et ses partenaires européens. En outre, de façon plus pragmatique, le rôle potentiel qui pourrait être joué par des plateformes de marché locales, permettant de valoriser des ressources locales au service du réseau, pourrait être étudié.
- *S'agissant de la réduction des pertes*, la mise en place d'un timbre d'injection géographiquement différencié dans le tarif de réseau pourrait être étudiée dans le but d'inciter les producteurs à réduire le coût des pertes.

- *S'agissant des signaux de localisation des investissements*, des **mécanismes alternatifs** pour inciter à la meilleure localisation des investissements et des fermetures de centrales sur le réseau pourraient être envisagés, par exemple au travers des charges de raccordement ou des tarifs de réseaux.
- *S'agissant enfin de l'amélioration des signaux de prix de court terme*, d'autres pistes pourraient être explorées, indépendamment des questions de localisation. Par exemple, le développement d'un **mécanisme de co-optimisation énergie/réserves** dans le marché non centralisé actuel ou l'introduction d'un **mécanisme de tarification de la rareté** pourraient être examinés.

Section 1

Introduction

Contexte

- 1.1 Le système électrique français et européen est en profonde transformation. D'une part, les sources de production d'énergie renouvelable (« ENR »), au travers des filières éolienne et solaire photovoltaïque, se développent rapidement, le plus souvent de façon décentralisée et en se raccordant sur les réseaux de distribution. En parallèle, les consommateurs deviennent de plus en plus acteurs du système électrique et leurs décisions peuvent avoir des conséquences considérables. D'autre part, le débat sur la production qui a lieu en France dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (et, plus spécifiquement, les objectifs de réduction de la part du nucléaire et l'évolution du parc de production nucléaire) pourraient entraîner des bouleversements majeurs sur l'ensemble du réseau électrique.
- 1.2 Dans un tel contexte, **l'efficacité de la gestion des flux et des congestions sur le réseau ainsi que l'émergence de signaux de localisation adaptés constituent un enjeu crucial** pour le bon fonctionnement des réseaux et pour la concurrence sur le marché de l'électricité.
- 1.3 Un consensus s'est formé au sein de la communauté académique il y a déjà plusieurs décennies sur le fait qu'**un système de « prix nodaux »**, c'est-à-dire des prix différent potentiellement en chaque nœud du réseau, **est la méthode la plus efficace pour gérer les contraintes sur le réseau** et donner un signal incitatif de localisation aux parties prenantes du système électrique. Toutefois, l'Europe et la France ont fait le choix d'une approche différente, dite « zonale »¹, lors de l'ouverture à la concurrence des marchés nationaux à la fin des années 1990. Plusieurs éléments peuvent expliquer ce choix (à tort ou à raison) :
 - Le fait que le fonctionnement du marché de gros se soit fondé sur une approche de programmation décentralisée peut sans doute s'expliquer en partie par le fait que le gestionnaire du réseau de transport pouvait appartenir au producteur historique au moment de l'ouverture du marché à la concurrence, avec des règles de séparation

¹ C'est-à-dire qu'en général, il n'y a que le prix sur le marché de gros s'applique pour toute la zone, généralement suivant les frontières de l'Etat et que les contraintes sont gérées par le gestionnaire de réseau.

initialement assez limitées ; une telle situation pouvait ainsi laisser place aux suspicions sur la neutralité du gestionnaire, ce qui est particulièrement problématique dans un système de prix nodaux où la programmation des centrales ainsi que le prix de marché auquel elles vendent leur production sont déterminés par ce gestionnaire ;

- La grande complexité perçue du système nodal, dont la mise en place aurait nécessité l'adaptation des stratégies de portefeuille utilisées traditionnellement en Europe ainsi que la création d'instruments de couverture multiples ;
- L'impact perçu comme négatif sur la liquidité et les risques d'abus de pouvoir de marché sur les marchés de l'électricité, ce qui aurait pu être dommageable au regard des objectifs d'ouverture à la concurrence et d'intégration des marchés nationaux, dans un contexte où les opérateurs historiques étaient encore largement dominants dans leurs pays ou régions d'origine ;
- L'incompatibilité perçue avec des objectifs politiques nationaux tels que la péréquation tarifaire ; et
- L'absence ou le faible volume de congestion au sein des Etats, soutenue par le bon niveau de développement des réseaux nationaux et le développement encore très limité des sources d'énergie renouvelables intermittentes, n'a pas poussé en faveur d'une solution permettant d'intégrer ce problème directement au fonctionnement des marchés de l'énergie.

1.4 Ainsi, en pratique, **dans la plupart des Etats européens, chaque pays forme une zone de marché** au sein de laquelle les acteurs de marché peuvent s'échanger de l'électricité sans tenir compte des contraintes sur le réseau et où le prix de marché de l'électricité ne dépend pas de la localisation de la production et de la consommation au sein de cette zone.²

1.5 Toutefois, **les contraintes de réseau existent malgré tout et doivent être gérées par les gestionnaires de réseau de transport**. Pour ce faire, ils ont recours à des actions dites de *redispatching*, c'est-à-dire qu'ils modifient les programmes de production prévus par les producteurs de façon à modifier les flux sur le réseau et à éviter les situations de surcharge sur les lignes. Ils peuvent également être amenés à limiter les échanges entre zones au travers des capacités d'interconnexion allouées sur le marché. Ce type de pratiques peut toutefois être jugé contraire au droit européen³ et a d'ailleurs donné lieu à une enquête en

² Quelques exceptions sont à noter toutefois. La Norvège, le Danemark, la Suède, le Royaume-Uni et l'Italie ont ainsi fait le choix (volontaire ou forcé pour le cas de la Suède) en de diviser leur marché national en plusieurs zones de marché. Inversement, l'Allemagne et l'Autriche ont formé, jusqu'à récemment, une seule zone de marché.

³ L'annexe I, paragraphe 1.7, du Règlement 714/2009, prévoit, en effet, que « *les GRT ne limitent pas la capacité d'interconnexion pour résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de contrôle, sauf pour les raisons prévues ci-dessus et pour des raisons de sécurité*

2010 de la Commission européenne forçant la Suède à se scinder en quatre zones de prix.⁴ Le débat reste toutefois très vif sur le sujet, notamment autour de l'Allemagne et des problématiques de flux de bouclage (« *loop flows* ») ainsi que sur la révision des zones de prix menée au niveau européen par ENTSO-E (ENTSO-E, 2018).

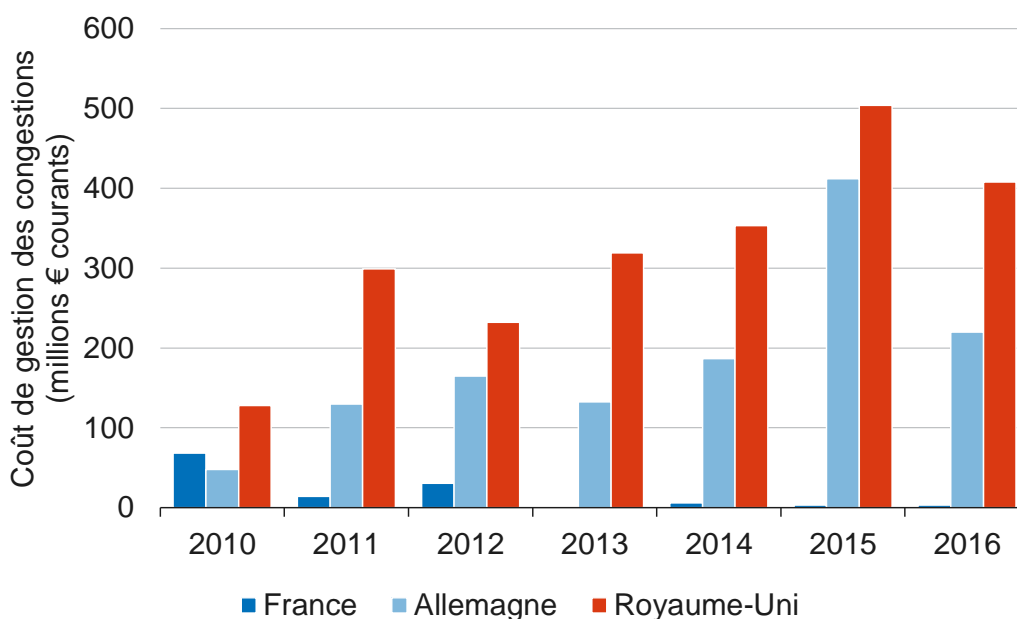
- 1.6 En outre, l'usage de *redispatching* peut s'avérer coûteux pour les gestionnaires de réseau, d'autant plus si l'absence de signaux de localisation conduit à aggraver graduellement les contraintes sur le réseau. Ainsi, l'Allemagne et le Royaume-Uni ont vu leurs coûts de gestion de la congestion augmenter de manière significative depuis le début des années 2010, comme illustré dans la Figure 1 ci-dessous. Bien qu'un certain nombre de différences puissent contribuer aux écarts de coût très importants par rapport à la France⁵, il est important de souligner que ces deux pays sont en avance de phase dans la transition énergétique par rapport à la France.

opérationnelle ». En outre, une limitation des capacités d'interconnexion par un gestionnaire de réseau peut être considérée comme un abus de position dominante au sens de l'article 102 du Traité sur le Fonctionnement de l'Union Européenne dans la mesure où elle peut conduire à privilégier des consommateurs nationaux au détriment des consommateurs des pays voisins et du reste de l'Union.

⁴ Cette décision a fait suite à l'enquête de la Commission européenne sur les limitations par le gestionnaire de réseau suédois des capacités d'import/export, en particulier depuis/vers le Danemark. Source : http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1211_8.pdf

⁵ Il existe par exemple des différences en termes de structure du réseau. Par ailleurs, la fermeture accélérée des centrales conventionnelles (nucléaire en Allemagne et charbon au Royaume-Uni) et un développement des ENR moins diffus qu'en France peuvent avoir contribué à l'augmentation importante des coûts de gestion de congestion en Allemagne et au Royaume-Uni.

Figure 1 : Evolution du coût de gestion des congestions en France, Allemagne et au Royaume-Uni (2010-2016)



Notes : Donnée 2013 manquante pour la France.

Source : France : Bilans Mensuels du Mécanisme d'Ajustement de RTE (« Coût de résorption des congestions réseau »), Allemagne : Monitoringberichte de Bundesnetzagentur (« National and cross-border redispatch and countertrading »), Royaume-Uni : Monthly Balancing Services Summary de National Grid (« Total management cost of transmission constraints »)

Objectifs de l'étude

- 1.7 La complexité du système de prix nodaux est la raison la plus fréquemment évoquée pour ne pas avoir mis en œuvre cette approche en Europe et en France. Pourtant, cette solution est utilisée dans plusieurs pays à travers le monde (Canada, Nouvelle-Zélande, etc.), et notamment dans la totalité des marchés libéralisés américains depuis plus d'une décennie. Ces marchés disposent ainsi désormais d'une expérience importante dans les modalités pratiques de fonctionnement des systèmes de prix nodaux.
- 1.8 Ainsi, **dans une logique de prospective et de renforcement de ses connaissances, la Commission de régulation de l'énergie (la « CRE ») a mandaté FTI Compass Lexecon Energy pour réaliser un travail de revue académique et de retour d'expérience des systèmes de prix nodaux dans différents marchés américains**, de façon à alimenter les réflexions en cours en France et en Europe sur les problématiques liées à la transition énergétique.

Structure du document

- 1.9 Pour répondre à la commande de la CRE, le présent rapport s'organise de la façon suivante :

- La **Section 2 présente les enseignements de la littérature académique relative à la gestion des réseaux et aux systèmes de prix nodaux**. Elle vise à poser le cadre théorique concernant l'utilité des signaux de localisation dans les marchés de l'électricité et leurs limites potentielles ainsi qu'illustrer le fonctionnement pratique des systèmes de prix nodaux.
- La **Section 3 relate l'expérience de mise en œuvre des marchés nodaux aux Etats-Unis**. Elle décrit le fonctionnement du système nodal tel qu'il a été mis en place dans les marchés libéralisés de l'électricité aux Etats-Unis depuis une vingtaine d'années, en s'intéressant en particulier aux expériences des marchés PJM, CAISO (Californie) et ERCOT (Texas).
- La **Section 4 examine des perspectives pour l'Europe et la France**. Elle identifie plusieurs pistes de réflexion et de travail s'inspirant de la théorie des systèmes de prix nodaux et de sa mise en œuvre dans les marchés américains pour faire face à certaines difficultés de construction d'un modèle de marché européen.

Section 2

Enseignements de la littérature académique sur le système nodal

Introduction

- 2.1 Dans cette section, nous détaillons le **cadre théorique concernant l'utilité des signaux de localisation dans les marchés de l'électricité et leurs limites potentielles** en s'appuyant sur la littérature économique et technique de référence.⁶ Par ailleurs, la section illustre le **fonctionnement pratique des systèmes de prix nodaux** à travers un exemple stylisé.
- 2.2 Cette section est organisée comme suit :
- Dans un premier temps, nous expliquons que les économistes s'accordent à considérer que les **systèmes de prix nodaux permettent une programmation efficace** de la production, en optimisant conjointement l'utilisation des actifs de production et de réseau.
 - Dans un second temps, nous étudions les enseignements de la littérature économique en matière de **signaux d'investissement apportés par l'approche nodale**. Le prix nodal permet ainsi de guider les choix de localisation des investissements dans les actifs de production et le réseau, bien que le signal ne se suffise pas forcément en lui-même.
 - Enfin, nous concluons en comparant l'efficacité, de court terme et de long terme, des approches nodale et zonale.

⁶ Un certain nombre de modalités pratiques des systèmes nodaux, telles que la gestion des effets transitoires de leur mise en place sur les utilisateurs des réseaux, ne sont pas traités explicitement par la littérature. Ils font toutefois l'objet d'une description détaillée dans la Section 3.

Les économistes ont montré dès les années 1950 que les systèmes de prix nodaux permettent une utilisation optimale du système électrique

Optimum économique théorique dans un système électrique verticalement intégré

- 2.3 Dès les années 1950, M. Boiteux et P. Stasi ont montré que l'optimisation de l'utilisation du parc de production d'un opérateur verticalement intégré sous contraintes de réseau aboutit à la **formation d'un prix de revient de l'électricité a priori différent pour chaque nœud** de réseau (Boiteux, 1952). Ce prix reflète alors le coût variable pour fournir la demande à chaque nœud, qui est lié à la fois à la production et à l'acheminement de l'électricité.

Besoin de coordination entre production et réseaux dans un système électrique libéralisé

- 2.4 Au cours des années 1980 et 1990, les segments de la production et de la fourniture d'électricité ont été ouverts à la concurrence dans de nombreux Etats afin de gagner en efficacité. La gestion des réseaux de transport et de distribution est restée une activité de monopole naturel, menée par des opérateurs régulés sous le contrôle d'une autorité de régulation. Ainsi, pour assurer un accès non discriminatoire des tiers au réseau, la libéralisation du secteur électrique a entraîné la séparation des activités de production et de réseaux.
- 2.5 Or, plusieurs auteurs comme P. Joskow, E. Sauma et S. Oren ont mis en évidence que cette séparation avait fait apparaître un **besoin de coordination de la production et des réseaux à la fois en termes de gestion opérationnelle et d'investissements** (Joskow, 2006, Sauma 2007). En effet, en l'absence de dispositif spécifique permettant d'assurer cette coordination, chaque producteur, soumis à la concurrence, cherche à maximiser ses profits et prend des décisions de production pour minimiser son coût de production sans prendre en compte les contraintes sur le réseau. L'apparition de surcharges potentielles sur des lignes du réseau contraint alors le gestionnaire de réseau à prendre des mesures, notamment de *redispatching*, de façon à éviter leur matérialisation. Ces actions de *redispatching* n'aboutissent pas forcément à une programmation optimale du parc de production et des capacités d'effacement.
- 2.6 En outre, le prix de marché ne donne pas un signal efficace aux investisseurs pour qu'ils localisent leurs investissements (ou décident des fermetures de centrales) de façon à limiter les impacts négatifs et les surcoûts sur le réseau. Ainsi, ce défaut de coordination peut se traduire par une moindre optimisation du système électrique, un surinvestissement sur le réseau pour éviter ces congestions et un renchérissement du coût global de l'électricité pour les consommateurs finals par rapport à la situation optimale de référence.

Utilisation optimale des actifs existants de production et de réseaux

- 2.7 Plusieurs auteurs comme F.C. Schweppe ou W.W. Hogan ont montré qu'un système de prix nodaux dans un marché libéralisé résultait en une **programmation de la production la plus efficace, en optimisant conjointement l'utilisation des actifs de production et de réseau** (Schweppe, 1988 ; Hogan, 1992). En outre, même si elle peut s'avérer complexe, la

prise en compte des pertes permet d'améliorer également son efficacité (Liu et Zobian, 2002).

- 2.8 Pour se rapprocher de l'optimum économique, les prix de l'énergie doivent en effet intégrer les charges liées à l'utilisation du réseau de façon à envoyer des signaux économiques qui reflètent les coûts marginaux du réseau, différenciés en fonction de la localisation (et également temporellement). Ce signal de prix « optimal » doit permettre aux producteurs d'**internaliser les coûts de réseau dans leurs décisions de programmation** de la production.
- 2.9 Le coût marginal d'utilisation du réseau existant est le coût associé à l'injection d'une unité marginale d'électricité (par exemple un mégawatt heure) dans un point du réseau à un instant donné. Il est typiquement lié à l'apparition de contraintes sur le réseau et aux actions de *redispatching* nécessaires pour lever ces contraintes, ainsi qu'aux pertes sur le réseau. Il peut également tenir compte des règles de sécurité opérationnelles et des besoins de redondance permettant au réseau de faire face la défaillance d'un ou plusieurs éléments du réseau.⁷
- 2.10 Par conséquent, **le prix nodal reflète la valeur de l'électricité à un point spécifique du réseau** en intégrant le coût de production, les coûts marginaux d'utilisation du réseau liés à la congestion et éventuellement les pertes. Le prix nodal peut également refléter la valeur de sécurité, dans la mesure où les contraintes de réseau prennent en compte la défaillance d'un élément du réseau (contraintes « N-1 »).
- 2.11 Un système de prix nodaux, dans lequel chaque centrale de production ou point de consommation (généralement agrégée) est associé à un nœud de l'infrastructure de réseau, permet ainsi d'intégrer les contraintes de réseau dans le processus de croisement de l'offre et de la demande physiques sur le marché. Il réplique l'optimisation qu'aurait effectuée un opérateur intégré parfaitement efficace.
- 2.12 La résultante de ce processus est une **programmation de la production pour chaque centrale et des prix potentiellement différents en chaque nœud du réseau**. Les différences de prix entre deux nœuds de réseau représentent la différence de coût marginal de court terme entre ces deux nœuds, c'est-à-dire la différence de coût pour la collectivité de produire une unité marginale d'électricité supplémentaire à un nœud plutôt qu'un autre.
- 2.13 L'encadré ci-dessous présente un exemple de détermination des prix nodaux dans un système à trois nœuds dans lequel une contrainte de réseau apparaît.

⁷ Pour améliorer la fiabilité du système, les réseaux de transport d'électricité sont souvent construits et opérés avec des éléments redondants assurant que la panne d'un élément du réseau ne cause pas une perte de charge et des conséquences en cascade.

Détermination des prix dans un système nodal avec une contrainte critique

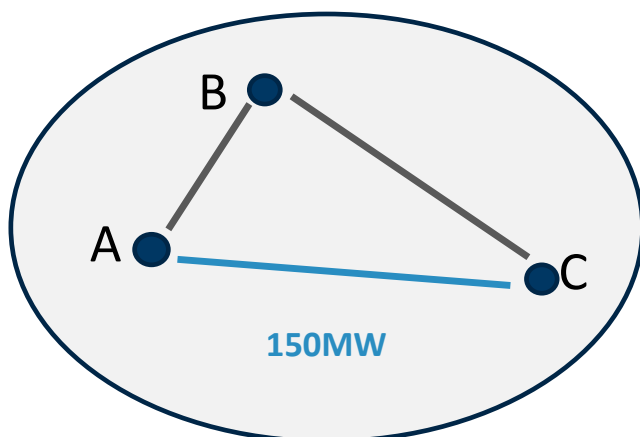
L'exemple considère un système à trois nœuds (A, B et C) présentant les caractéristiques de production et demande suivantes :

- Nœud A : unité de production de 600 MW @ 20 \$/MWh
- Nœud B : unité de production de 200 MW @ 35 \$/MWh, demande de 200 MW
- Nœud C : unité de production de 50 MW @ 10 \$/MWh, demande de 200 MW

La ligne AC présente une contrainte critique de 150 MW. Les nœuds A et B ont un coefficient d'influencement (« *power transfer distribution factor* », ou PTDf) sur la ligne AC de respectivement 2/3 et 1/3.

On considère qu'il n'y a pas de pertes dans le système.

Figure 2 : Schéma du modèle de réseau du système nodal de l'exemple



Source : FTI Compass Lexecon Energy

Programmation optimale de la production

En l'absence de prise en compte de la contrainte sur la ligne AC, l'unité C est appelée pour produire 50 MW @ 10 \$/MWh et l'unité A couvre le reste de la demande du système (350 MW @ 20 \$/MWh). Toutefois, ce programme de production génère des flux excédant la contrainte thermique de la ligne AC :

$$Flux_{AC} = Flux_{AB} \times PTDf_{B-AC} + Flux_{AC} \times PTDf_{A-AC} = \frac{200}{3} + \frac{150 \times 2}{3} = 167 > 150$$

Pour relâcher la congestion, l'unité A doit réduire sa production de 50 MW. Cette diminution est compensée par la mise en ligne de l'unité B pour 50 MW @ 35 \$/MWh. Le prix nodal s'établit à 20 \$/MWh au nœud A et 35 \$/MWh au nœud B.

« Shadow price » de la contrainte AC

Un relâchement marginal (de 1 MW) de la contrainte AC permettrait d'augmenter la production de l'unité A de 3 MW @ 20 \$/MWh (effet sur AC : + 2 MW) et de diminuer la

production de l'unité B de 3 MW @ 35 \$/MWh (effet sur AC : - 1 MW). L'économie de coût de production, correspondant au « *shadow price* » de la contrainte AC, est donc de 45 \$/MWh.

Calcul du prix au nœud C

Le prix nodal associé à C est tel que :

$$P_A = P_C - \text{Shadow price AC} \times \text{PTDF}_{A-AC} \text{ soit } 20 = P_C - \frac{45 \times 2}{3} \text{ et}$$

$$P_B = P_C - \text{Shadow price AC} \times \text{PTDF}_{B-AC} \text{ soit } 35 = P_C - \frac{45}{3} \text{ soit } P_C = 50 \text{ \$/MWh}$$

L'unité de production reçoit pour sa production de 50 MW le prix nodal C, soit 50 \$/MWh.

Les revenus des unités de production A, B et C s'élèvent respectivement à 6 000 \$, 1 750 \$ et 2 500 \$.

Contrefactuel – Situation dans un système zonal

Dans le cadre d'un système zonal, la programmation est la même que dans la situation initiale du système nodal : l'unité C est appelée pour produire 50 MW @ 10 \$/MWh et l'unité A couvre le reste de la demande du système (350 MW @ 20 \$/MWh). Le prix pour le système s'établit à 20 \$/MWh.

Cette programmation entraînant l'activation de la contrainte sur la ligne AC, le gestionnaire du réseau doit recourir à une mesure de *redispatching*, correspondant à la mise en ligne de l'unité B pour 50 MW @ 35\$/MWh et la diminution correspondant de l'unité A. Les flux sont identiques à la situation finale du système nodal, toutefois le signal de prix pour l'unité C est différent : cette unité reçoit le prix du système de 20 \$/MWh, contre un prix reflétant la congestion dans le système nodal (50 \$/MWh).

Les revenus des unités de production A, B et C s'élèvent respectivement à 6 000 \$, 1 750 \$ et 1 000 \$. L'unité C voit ainsi diminuer ses revenus de 60 %, ce qui diminue le signal de sa nécessité pour le système.

Prise en compte des risques d'exercice de pouvoir de marché

- 2.14 Un des problèmes supposés de l'approche nodale est que des producteurs peuvent disposer d'un pouvoir de marché important sur certains nœuds de réseau, lié à la nécessité de leur contribution pour la sécurité d'approvisionnement au niveau local.
- 2.15 Toutefois, l'existence d'un pouvoir de marché local n'est pas propre à l'approche nodale, mais existe de par la réalité physique du réseau et la localisation du producteur dans une zone contrainte à l'import. Ainsi, dans un système de marché zonal, le producteur en question disposera toujours d'un pouvoir de marché, qu'il pourra exercer notamment au moment des appels pour *redispatching* par le gestionnaire de réseau. En plus, le système de *redispatching* rémunère les producteurs au prix offert et non pas au prix d'équilibre, ce qui peut créer des incitations pour les producteurs à offrir un prix au-delà de leur coût variable de production, même en l'absence de pouvoir de marché. En particulier, et contrairement à

l'approche nodale, l'approche zonale créé également artificiellement un pouvoir de marché dans les zones contraintes à l'export.

- 2.16 En outre, dans un système de prix nodaux, **le risque lié à l'exercice du pouvoir de marché est contrebalancé par la transparence des prix** ainsi que par l'absence d'incitations pour les producteurs sans pouvoir de marché de faire dévier leurs offres de leur coût variable de production. Ceci facilite la mise en œuvre de mesures de surveillance de marché, voire de contrôle *ex-ante* des pratiques.
- 2.17 Par ailleurs, l'approche nodale permet une allocation flexible des capacités de transport dans la mesure où la modélisation du réseau est granulaire et requiert peu de marges de sécurité. Ainsi, **l'utilisation du réseau existant est maximisée, ce qui permet de renforcer la concurrence exerçable** par les producteurs d'autres nœuds sur celui disposant d'un pouvoir de marché local.
- 2.18 Ainsi, pour ces raisons, G. Brunekreeft, K. Neuhoff et D. Newberry ou encore W. Hogan et S. Harvey ont conclu que l'approche nodale permettait d'atténuer davantage l'exercice de pouvoir de marché local par rapport à d'autres systèmes (Hogan, 2000 ; Brunekreeft, 2005 ; Neuhoff, 2011). En outre, R. Green a estimé que les gains liés à une granularité plus fine des zones de prix en Grande-Bretagne – s'approchant du nodal – seraient en fait plus importants en prenant en compte l'exercice de pouvoir de marché des producteurs (Green, 2007).

Les prix nodaux sont utiles pour véhiculer des signaux de localisation de long terme, même si le signal n'est pas nécessairement suffisant

2.19 Le système de prix nodaux permet également de véhiculer des signaux à long terme pour la localisation de la production, de la consommation et des réseaux de transport. En particulier, les prix nodaux, renforcés par les produits dérivés de plus long terme y étant associés, créent des signaux de localisation pour l'investissement dans ces différents types d'actifs au sein du système électrique.

Signaux de long terme pour la localisation des actifs de production

2.20 S'agissant des signaux de long terme pour les utilisateurs de réseau, le prix nodal fondé sur le coût marginal d'utilisation du réseau dans une localisation géographique donnée peut aussi **guider le choix des producteurs en termes de localisation de leurs investissements**.

2.21 Tandis que le prix nodal horaire peut être considéré comme trop volatil pour donner seul un signal fiable pour l'investissement, des produits dérivés existent afin de fournir aux acteurs de marché une couverture contre cette volatilité, notamment :

- **Les marchés à terme permettent une couverture contre la volatilité temporelle** des prix au niveau régional. De tels marchés ne distinguent généralement pas les différents nœuds de réseau mais définissent un produit à terme pour la livraison d'électricité dans un *hub* régional.⁸ Ces produits peuvent être proposés dans les bourses organisées, comme ICE, NYMEX ou Nodal Exchange, ou être conclus de gré à gré ; et
- **Les produits de couverture du risque de congestion**, c'est-à-dire de la **volatilité géographique de prix nodaux**, sont créés dans les marchés nodaux afin de faire face au risque de congestion entre les différents nœuds du système dans le marché journalier. Ces produits prennent la forme de droits financiers de transport (« *Financial Transmission Rights* », ou « FTR »), qui donnent le droit à leur détenteur de recevoir la différence des prix nodaux entre le point de soutirage et le point d'injection.

2.22 Ainsi, un producteur détenant un contrat à long terme pour l'électricité sur son hub régional et un FTR entre son nœud et le hub régional peut se couvrir, en partie, contre la volatilité de prix temporelle et géographique.⁹ Toutefois, le prix auquel il a acheté le FTR varie en fonction des nœuds du réseau et représente donc un signal de prix de localisation à long

⁸ Ces produits correspondent à des contrats pour différence. Plus précisément, un producteur ayant vendu sa production à terme continue à l'offrir dans le marché centralisé spot. Il touche ainsi le prix spot pour la production vendue, tandis que la différence entre le prix spot et le prix à terme est échangée entre les contreparties du contrat à terme.

⁹ Les produits dérivés couvrent toutefois des périodes temporelles relativement limitées (généralement trois ans), qui ne suffisent pas à assurer une couverture « complète » pour un investisseur dans un moyen de production.

terme. Un producteur peut comparer le surcoût d'investissement lié aux charges de réseau supplémentaires qu'il portera s'il construit sa nouvelle centrale à un endroit moins favorable du point de vue du réseau.

Signaux de long terme pour le dimensionnement des réseaux

- 2.23 S'agissant de l'efficacité de long terme pour le dimensionnement des réseaux, un gestionnaire du réseau efficace doit arbitrer entre les coûts de court terme d'utilisation du réseau existant avec les coûts de long terme de dimensionnement. Il doit effectuer un renforcement des infrastructures lorsque les avantages apportés par la capacité de réseau supplémentaire, provenant de la réduction anticipée des coûts marginaux d'utilisation du réseau à court terme (y compris les coûts liés à la sécurité opérationnelle des réseaux), dépassent le coût de construction de la capacité en question.
- 2.24 Ainsi, si le gestionnaire du réseau dimensionne son réseau et décide de ses investissements en s'appuyant sur les informations véhiculées par les prix nodaux, alors, dans l'équilibre de long terme, il arbitrera de façon optimale entre les coûts de renforcement des infrastructures de réseau et les coûts d'utilisation des infrastructures existantes. **Le reflet du coût marginal d'utilisation du réseau existant sur ses différents nœuds ou zones et à chaque heure est donc aussi efficace sur le long terme.**¹⁰
- 2.25 Dans l'approche zonale, la gestion de la congestion est prise en charge par le gestionnaire de réseau de transport via des mesures de *redispatching*, qui représentent un coût socialisé au travers du tarif. Par contraste, en présence de contraintes de réseau dans un système de prix nodal, l'opérateur du système collecte une rente de congestion correspondant au différentiel entre les prix nodaux payés par les consommateurs et les prix nodaux qui rémunèrent les unités de production. Cette **rente de congestion peut alors être utilisée, par exemple, pour financer la maintenance et l'investissement dans l'infrastructure de réseau.** En pratique, d'autres utilisations de ces revenus sont possibles, telles que des mécanismes de répartition entre acteurs visant à éviter les coûts échus au moment de la mise en œuvre ou à remplir divers objectifs de politique publique.
- 2.26 A noter qu'il peut exister un **arbitrage entre les investissements dans le réseau et les actifs de production.** Le renforcement ou le développement de l'infrastructure de transport peut conduire à la réduction de la congestion, qui à son tour diminue les signaux de localisation de ressources de production. Tandis que la plupart des gestionnaires de réseau aux Etats-Unis ont historiquement suivi l'approche dans laquelle la priorité est donnée à l'investissement réseau pour résoudre des contraintes (désignée sous le nom de « *transmission leads investment* »), certains auteurs comme W. Hogan et S. Pope

¹⁰ Il est toutefois important de souligner que l'efficacité du signal de long terme repose sur un certain nombre d'hypothèses, telles que l'accès à l'information, la prévisibilité parfaite du signal ou encore la concurrence pure et parfait.

soulignent l'importance de prendre en compte les investissements production comme une solution alternative et potentiellement moins coûteuse (Hogan, 2017).

Impact de l'indivisibilité des coûts sur l'efficacité de long terme

- 2.27 Cependant, l'indivisibilité des investissements, les économies d'échelle et la nécessité de surdimensionner les réseaux pour des raisons de sécurité opérationnelle entraînent un **reflet seulement partiel des coûts moyens à long terme par les prix nodaux**. Dès lors, si un prix nodal véhicule effectivement un signal de localisation, il ne garantit pas l'optimalité des choix de long terme et il ne permet pas de couvrir l'intégralité des coûts de réseaux (Perez-Arriaga, 1995 ; Joskow, 2005).
- 2.28 Ainsi, ce signal n'est pas non plus forcément suffisant pour induire une localisation parfaitement efficace des moyens de production. Selon la simulation de V. Rious, un signal économique fondé uniquement sur le prix nodal n'est pas nécessairement suffisant pour que les producteurs prennent des décisions de localisation de leurs investissements conformes au strict optimum économique (Rious, 2009).

L'efficacité de l'approche nodale est très importante

- 2.29 La littérature économique donne une **réponse claire et globalement consensuelle s'agissant de l'efficacité de court terme des systèmes de prix nodaux**. Les systèmes de prix nodaux permettent une utilisation optimale du parc de production, des capacités d'effacement et du réseau. En outre, ils ne sont pas plus sensibles à l'exercice de pouvoir de marché qu'une approche zonale. Ils pourraient au contraire permettre de les atténuer grâce à une transparence accrue et à une utilisation maximisée du réseau.
- 2.30 Selon une modélisation de K. Neuhoff et al., la mise en œuvre de prix nodaux sur la plaque européenne, en considérant différents scénarios de pénétration des renouvelables, pourrait accroître les échanges aux frontières de 34 %, réduire les coûts opérationnels de 0,8 à 2 milliards d'euros par an (soit une réduction de 1,1 à 3,3 % du total) et réduire le prix moyen dans la majorité des pays considérés (Neuhoff, 2013). La réduction des prix moyens a également été démontrée par J. Zarnikau dans le cadre du marché texan, avec une moyenne zonale environ 2 % inférieure aux prix qui auraient prévalu dans l'ancienne structure zonale (Zarnikau, 2014). H. Bjorndal et K. Jörnsten ont également montré, en se fondant sur une modélisation du marché nordique, que l'approche zonale dégrade le niveau d'efficacité de court terme par rapport à l'approche nodale, et ce d'autant plus que l'on réduit le nombre des zones et on accroît leur taille (Bjorndal, 2007).
- 2.31 S'agissant de l'efficacité de long terme, si l'approche nodale permet en théorie et selon certaines hypothèses d'atteindre l'optimum en matière d'investissement, elle se heurte à certaines difficultés pratiques, notamment liées à l'indivisibilité des investissements ou aux économies d'échelle existant dans les réseaux. Ainsi, elle ne permet pas nécessairement d'atteindre un système électrique optimal sur le long terme ni de couvrir l'intégralité des coûts d'investissement dans le réseau. Par conséquent, un certain nombre d'adaptations ont été prévues dans les systèmes de prix nodaux américains, comme, par exemples, la constitution de zones de demande ou la rémunération des gestionnaires d'infrastructure se fondant sur une base d'actifs régulés. En outre, les prix nodaux sont plus transparents que dans le cas d'une approche zonale et donnent des **signaux de localisation qui peuvent avoir une influence, même si elle n'est que partielle, sur les décisions de localisation des investissements ou désinvestissements**.
- 2.32 La volatilité des prix nodaux peut également être perçue comme une source d'incertitude et de risque. A ce titre, elle peut avoir un impact sur les décisions d'investissements d'acteurs adverses au risque. Toutefois, des produits de couverture tels que des droits de transport financiers ou encore peuvent permettre d'atténuer les effets de cette volatilité. En outre, la **redistribution aux acteurs d'une large partie des revenus issus de la rente de congestion peut permettre de stabiliser leur revenu moyen** et de limiter le risque attaché à ce dernier tout en préservant le signal de court terme.
- 2.33 Enfin, s'agissant de la complexité de la méthode, il est vrai qu'elle nécessite des algorithmes puissants et une étroite coordination entre les fonctions d'opérateur de réseau et d'opérateur de marché, ayant amené les pays ou Etats utilisant les systèmes de prix nodaux à fusionner ces deux fonctions en une même entité. Elle peut également donner un signal plus volatil et plus difficile à appréhender. Toutefois, l'approche nodale favorise une plus grande

transparence et évite certaines étapes complexes et approximatives inhérentes à l'exercice de calcul des capacités interzonales.

2.34 Le Tableau 2 ci-dessous récapitule les avantages et les inconvénients des approches nodale et zonale.

Tableau 2 : Performance des approches nodale et zonale au regard de critères d'efficacité, liquidité et complexité

	Approche nodale	Approche zonale
Efficacité de court terme	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maximisation du surplus économique par l'obtention de la programmation optimale qui internalise les contraintes et les coûts marginaux de l'utilisation du réseau 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Approximation de la programmation optimale en cas de zones suffisamment restreintes et suivant les congestions ▪ Gestion des contraintes résiduelles par <i>redispatching</i> ▪ Impact potentiel sur les capacités entre zones du fait des incertitudes liées aux flux et aux marges de sécurité nécessaires
Efficacité de long terme	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Signal de localisation des investissements (mais potentiellement limité par l'indivisibilité des investissements) ▪ Évitement des coûts liés à la résolution des congestions ▪ Obtention par le GRT d'un revenu supplémentaire, permettant de réduire les coûts supportés par le tarif de réseau 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Signal de localisation des investissements inefficace si les zones de marché ne correspondent pas aux congestions
Liquidité et pouvoir de marché	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Meilleure identification et limitation de l'exercice de pouvoir de marché ▪ Transparence accrue sur les besoins du réseau 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Soutien de l'émergence de la liquidité sur les marchés
Complexité	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Importante de par la multiplicité des nœuds 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Importante de par la nécessité d'actions de GRT pour identifier les capacités transfrontalières et des actions de <i>redispatching</i> pour assurer la stabilité du réseau

Source : FTI Compass Lexecon Energy

Section 3

Expérience des marchés nodaux aux Etats-Unis

Introduction

- 3.1 Dans cette section, nous décrivons le **fonctionnement du système nodal tel qu'il a été mis en place dans les marchés libéralisés de l'électricité aux Etats-Unis** depuis une vingtaine d'années, en s'intéressant en particulier aux expériences des marchés PJM, CAISO (Californie) et ERCOT (Texas).
- 3.2 Cette section est organisée comme suit :
- Dans un premier temps, une introduction est donnée sur la **structure et les acteurs des marchés libéralisés** aux Etats-Unis. Actuellement, dans les Etats américains ayant libéralisé au moins partiellement le secteur, sept « *Independent System Operators* » (ISO) et « *Regional Transmission Organizations* » (RTO) exploitent le système de transport et gèrent les marchés du Nord-Est, Centre et Sud-Ouest des Etats-Unis. Ces entités ont émergé à la fin des années 1990 et possèdent un certain nombre de caractéristiques communes, notamment l'adoption d'un système nodal.
 - Dans un deuxième temps, le **fonctionnement du système nodal dans le court terme** (c'est-à-dire en situation d'exploitation) est présenté. Nous décrivons les caractéristiques du prix nodal puis nous nous penchons sur d'**autres aspects de design de marché qui contribuent à l'allocation efficace des ressources**, tels que la prise en compte des contraintes des unités de production dans la programmation, la co-optimisation de l'énergie et des réserves ou encore les mesures de limitation du pouvoir de marché.
 - Dans un troisième temps, l'**articulation du système nodal avec les signaux de long terme pour l'investissement** dans les réseaux et les moyens de production est décrite. Elle passe prioritairement par les mécanismes des droits financiers de transport et d'allocation de leurs revenus. Les ISO/RTO disposent par ailleurs de processus de planification des investissements. En parallèle, les mécanismes de tarification de la rareté et de rémunération de la capacité permettent de compléter les signaux.

Structure et acteurs des marchés libéralisés aux Etats-Unis

Le système de transport et les marchés du Nord-Est, Centre et Sud-Ouest des Etats-Unis sont gérés depuis la fin des années 1990 par des entités à but non lucratif (les ISO/RTO) possédant un certain nombre de caractéristiques communes, notamment le système nodal.

- 3.3 Dès le début des années 1990, plusieurs Etats se sont lancés dans la libéralisation de leurs marchés de l'électricité. Ce mouvement a été suivi par **des impulsions au niveau fédéral** pour créer des marchés de l'électricité concurrentiels. En particulier, le régulateur fédéral de l'énergie (« *Federal Energy Regulatory Commission* », ou FERC) a joué un rôle très important dans l'accélération de la libéralisation en introduisant une **obligation pour les entreprises verticalement intégrées de proposer des services séparés pour leurs activités de production, de transport et de services systèmes** et pour les propriétaires de réseaux de garantir un accès libre et non discriminatoire à leur infrastructure.
- 3.4 Actuellement, les principales organisations de gestion du secteur électrique aux Etats-Unis sont la « *North American Electric Reliability Corporation* » (NERC), la FERC, les « *Public Utilities Commissions* » (PUC) et les ISO/RTO. Le Tableau 3 montre que les rôles et responsabilités diffèrent au niveau fédéral, régional et des Etats, bien que des redondances existent en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement.

Tableau 3 : Rôles et responsabilités des principales organisations de gestion du secteur électrique aux Etats-Unis

Niveau géographique	Acteur	Rôles et responsabilités
International	NERC	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Autorité internationale de régulation assurant la sécurité d'approvisionnement de l'ensemble du système électrique en Amérique du Nord ▪ Développe et fait appliquer des standards de sécurité d'approvisionnement et évalue la sécurité saisonnière et sur le long terme
Etats-Unis	FERC	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Agence fédérale indépendante en charge de la régulation des infrastructures de transport et des échanges d'électricité inter-états ▪ Assure la fiabilité des réseaux de transport d'électricité à haute tension inter-états et surveille le bon fonctionnement des marchés de gros
Etats ou provinces	PUC	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Organes de gouvernance de l'électricité au niveau des Etats ou provinces ▪ Déterminent les tarifs de distribution et fourniture et contrôlent la qualité de service des entités électriques publiques
Marchés libéralisés	RTO/ISO	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Organisations à but non lucratif ▪ Exploitent le réseau de transport d'électricité, tout en gérant les marchés de gros et en participant à la planification des investissements

Notes : L'infrastructure du réseau de transport au Texas n'étant pas synchronisée avec le reste des Etats-Unis, la FERC n'a pas de pouvoir de régulation sur l'ISO/RTO du Texas, ERCOT.

Source : FTI Compass Lexecon Energy

3.5 Actuellement, **sept ISO/RTO existent aux Etats-Unis** et deux au Canada, dont la zone de contrôle est illustrée dans la Figure 3 ci-dessous. Mis en place de manière volontaire à la fin des 1990 et au début des années 2000, les ISO/RTO des Etats-Unis couvrent aujourd'hui **plus des deux tiers de la population américaine**.

Figure 3 : Régions gérées par des ISO/RTO en Amérique du Nord



Notes : Les régions où plusieurs ISO/RTO se chevauchent, comme par exemple certains Etats du Centre-Nord où MISO et SPP sont présents, sont généralement régies par des accords de coordination qui préexistaient parfois à la mise en place des marchés.

Source : ISO/RTO Council (2017)

3.6 Les ISO/RTO sont des **organisations indépendantes de leurs membres**¹¹, qui **regroupent différents participants au marché** (producteurs, distributeurs historiques, fournisseurs alternatifs) ainsi que les propriétaires d'actifs de réseaux de transport.¹²

3.7 Leurs fonctions primaires comprennent l'exploitation du réseau de transport, la gestion de marchés de l'électricité (énergie et services système) concurrentiels et non discriminatoires, la garantie d'un accès non discriminatoire au réseau de transport pour les producteurs, la planification des investissements réseau et la garantie de la sécurité d'exploitation du système électrique de la zone concernée. Toutefois, **ils ne possèdent ni n'effectuent de**

¹¹ En cas de litige entre un ISO/RTO et un de ses membres, les différends sont généralement réglés avec l'intermédiation de la FERC mais peuvent être portés devant les tribunaux fédéraux. Il est parfois possible d'avoir recours à une procédure d'arbitrage.

¹² Les propriétaires d'actifs de réseaux de transport sont des entités principalement régulées dont la couverture des coûts est assurée selon un schéma classique « *cost plus* ». Il existe également des entités concurrentielles (« *merchant* »).

maintenance sur les actifs de production et de transport et ne fournissent pas d'électricité aux consommateurs.

- 3.8 Dans leurs premières années d'existence, les ISO/RTO ont développé leurs structures de marchés et de gestion du système de manière relativement indépendante les uns des autres, principalement sous l'influence des parties prenantes historiques de la zone. Dans une volonté d'assurer une certaine harmonisation, **la FERC a proposé en 2002 d'introduire une architecture de marché standard** (« *Standard Market Design* », ou SMD).
- 3.9 Le SMD, largement inspiré des marchés PJM et NYISO, contenait des règles harmonisées pour les marchés journaliers, les marchés d'équilibrage en temps réel, les droits financiers de transport, la limitation du pouvoir de marché, l'adéquation des ressources ou encore la gouvernance. Il recommandait notamment la mise en place d'un système de prix nodal pour les marchés journaliers et en temps réel, d'obligations de couverture tant en énergie qu'en réserves imposées aux fournisseurs d'électricité ou encore des mesures de surveillance des marchés pour prévenir les abus de position dominante.
- 3.10 Alors que sa mise en œuvre était prévue à partir de 2004, la proposition de la FERC a été confrontée à une **forte opposition à la fois politique et de certaines parties prenantes**, ce qui a conduit au blocage de son introduction généralisée à travers les Etats-Unis. En particulier, les répercussions de la crise de l'électricité en Californie en 2000-2001 ainsi que l'opposition des entreprises monopolistiques publiques des Etats du Sud-Est et du Nord-Ouest ont constitué des freins importants.
- 3.11 Malgré tout, **tous les ISO/RTO présentent aujourd'hui des caractéristiques de design communes inspirées du SMD**, en particulier un système de prix nodal appliqué aux marchés journaliers et en temps réel mais également d'autres éléments permettant d'allouer efficacement les ressources de production et de réseaux.¹³

¹³ Un historique plus détaillé de la libéralisation des marchés d'électricité aux Etats-Unis ainsi que de l'adoption du système nodal dans des ISO/RTO sélectionnés est retracé en Annexe B.

Approche nodale et exploitation du système dans le court terme

Le système de prix nodaux aux Etats-Unis, qui permet de refléter le coût de l'énergie, de la congestion et des pertes, s'insère dans une architecture de marché visant à maximiser l'efficacité de la programmation. Celle-ci comprend des marchés à double règlement avec une programmation centralisée de la production, la co-optimisation de l'énergie avec les réserves ou encore des mesures de limitation du pouvoir de marché. La coordination entre zones prend différentes formes en fonction du degré de libéralisation des marchés.

Composantes du prix nodal et granularité de modélisation des réseaux

- 3.12 Comme présenté au paragraphe 2.7 et suivants, le prix nodal reflète la **valeur marginale de l'électricité à un point spécifique du réseau** en tenant compte du coût de production de l'énergie, du coût marginal d'utilisation du réseau de transport lié à la congestion et éventuellement du coût des pertes marginales. Il permet ainsi d'intégrer directement au fonctionnement des marchés de l'énergie les contraintes sur l'infrastructure de réseau de transport.¹⁴

Figure 4 : Composantes du prix nodal



Source : FTI Compass Lexecon Energy sur la base de PJM

- 3.13 Dans les paragraphes suivants, nous explicitons chacune des composantes du prix nodal illustrées dans la Figure 4 ci-dessus.

Composantes du prix nodal

- 3.14 Le **coût de l'énergie du système correspond au coût marginal de fourniture d'un incrément de demande** compte tenu des programmes de production.¹⁵ Il est défini en relation avec un nœud de référence, qui représente le centre (réel ou fictif) de la demande d'électricité. La définition du nœud de référence est nécessaire pour répondre aux lois de Kirchhoff qui établissent que la somme des injections et des pertes est égale à la somme de soutirages. A cet emplacement, qui peut être un nœud réel (dans le cas de NYISO) ou un

¹⁴ Par contraste, dans la majorité des systèmes européens, les programmes de production d'énergie sont établis indépendamment de leur impact sur le réseau. Les exploitants des systèmes de transport doivent alors recourir à des mesures de *redispatching* pour gérer la congestion.

¹⁵ Le coût de l'énergie est déterminé à travers les procédures d'engagement et de programmation des unités de production qui tiennent compte des contraintes physiques et opérationnelles, présentées dans la sous-section sur les marchés à double règlement et la programmation centralisée.

nœud fictif (par exemple une pondération de nœuds par la consommation nodale dans le cas de PJM), le coût de congestion et le coût des pertes sont nuls.

- 3.15 S'agissant du coût de congestion, des contraintes sur le réseau peuvent apparaître au cours de l'exploitation d'un système électrique. Elles sont généralement liées à l'atteinte des limites thermiques d'une ligne ou d'un élément du réseau (par exemple un transformateur) du fait des flux générés par les transactions entre production et consommation, correspondant à une contrainte de type « N », ou encore à la prévention d'une potentielle défaillance d'un élément du réseau qui entraîne l'apparition d'une contrainte de type « N-1 ».
- 3.16 Pour faire face à de telles contraintes, les ISO/RTO sélectionnent les offres physiques des unités de production, afin de satisfaire la demande au moindre coût tout en respectant les contraintes de réseau.¹⁶ Plus précisément, **l'impact de l'injection d'électricité dans chaque nœud sur les différentes contraintes actives est pris en compte pour déterminer le coût de congestion** associé au nœud. Cet impact, mesuré par les coefficients d'influencement (« *power transfer distribution factors* », ou PTDF), est multiplié par le « *shadow price* » de chacune des contraintes, correspondant à l'économie qui pourrait être réalisée sur le coût total de production d'énergie dans le système grâce à un relâchement marginal d'une contrainte. La rente de congestion émergeant du différentiel entre prix nodaux payés par les consommateurs et captés par les unités de production est centralisée par l'ISO/RTO et utilisée pour rémunérer les droits financiers de transport.¹⁷
- 3.17 Concernant les pertes d'énergie sur le réseau de transport, elles sont liées à la résistance des éléments du réseau (effet Joule). Elles augmentent avec la longueur des lignes et l'intensité et diminuent avec la tension. Actuellement, tous les ISO/RTO aux Etats-Unis sauf ERCOT déterminent le coût des pertes marginales pour l'inclure dans les prix nodaux.
- 3.18 En pratique, le **coût des pertes marginales à chaque nœud est calculé en appliquant un facteur de perte marginale au coût de l'énergie du système**. Ces facteurs, également désignés sous le nom de facteur de pénalité des pertes, représentent le pourcentage de variation des pertes du système causée par une variation marginale de l'injection ou du soutirage au nœud considéré. Les nœuds électriquement proches de la demande ont en général un facteur de perte marginal positif, ce qui se traduit par des revenus supplémentaires pour les unités de production, et inversement pour les nœuds éloignés de la demande.

¹⁶ Par contraste, les gestionnaires de réseau de transport de la plupart des pays d'Europe gèrent la congestion en aval de la programmation des unités de production. Ils recourent à des mesures telles que le *redispatching*, qui modifie le plan de production ou de consommation pour rendre possible les flux physiques sur le réseau de transport, ou le *countertrading*, qui correspond à un échange entre deux gestionnaires dans le sens inverse du flux contraignant. Le coût de ces mesures est couvert par les tarifs d'utilisation du réseau de transport payés par les consommateurs.

¹⁷ Le fonctionnement des droits financiers de transport fait l'objet des paragraphes 3.58 et suivants.

- 3.19 Cette approche permet de prendre en compte les besoins d'énergie pour couvrir les pertes directement dans la programmation des unités de production.¹⁸ Le coût des pertes marginales est porté par la demande à travers le prix nodal, tandis que les unités de production sont rémunérées à ce prix.
- 3.20 Toutefois, cette méthode a généralement été mise en place progressivement du fait de la **complexité technique de la modélisation** des pertes marginales. Par exemple, PJM a au départ appliqué des facteurs de perte génériques à la demande jusqu'en 2007, que les fournisseurs devaient couvrir. Selon des études *ex-ante*, cette évolution aurait permis des économies annuelles de l'ordre de 100 millions de dollars grâce à la diminution du coût de l'énergie et de la congestion (PJM, 2007).
- 3.21 ERCOT calcule encore des facteurs de pertes saisonniers sur le système de transport par intervalle d'exploitation. Cependant, une étude récente de W. Hogan et S. Pope, prenant place dans un processus de révision du design de marché pour faire face à une augmentation des actions hors marché afin de résoudre des problèmes d'adéquation locale, préconise entre autres mesures de mettre en place la tarification des pertes marginales pour améliorer l'efficacité des prix nodaux (Hogan, 2017).¹⁹
- 3.22 Dans la mesure où l'approche marginale entraîne un excédent de revenus collectés sur les utilisateurs par rapport au coût moyen de couverture des pertes, certains ISO/RTO ont mis en place une redistribution. En particulier, PJM et CAISO déterminent un crédit pour les pertes qui est alloué aux différents utilisateurs du réseau au prorata de leur contribution horaire à la demande et aux exports de la zone (PJM, 2007, CAISO, 2010).

Granularité de modélisation des réseaux

- 3.23 Bien que les composantes du prix nodal soient (quasiment) identiques dans les marchés libéralisés américains, il existe une diversité importante en ce qui concerne la granularité de modélisation des réseaux, c'est-à-dire la maille à laquelle les nœuds sont modélisés, et les approches de tarification de la demande des consommateurs particuliers.
- 3.24 Ainsi, la **granularité des modèles de réseau varie significativement d'un ISO/RTO à l'autre**, en fonction de l'étendue géographique couverte mais également de la structure des réseaux de transport héritée des entreprises historiques. Par exemple, le modèle de réseau de PJM distinguait à fin décembre 2017 environ 11 600 nœuds, dont 80 % représentaient un

¹⁸ Par contraste, les gestionnaires de réseau de transport en Europe de l'Ouest compensent en général les pertes par des achats d'énergie directement auprès de fournisseurs, les coûts de ces achats étant répercutés dans les tarifs d'utilisation du réseau.

¹⁹ Une étude en réponse à cette préconisation chiffre à environ 200 millions de dollars par la baisse des paiements pour les producteurs qui en découlerait (Celebi, 2017) – correspondant à une baisse équivalente du coût supporté par les consommateurs. ERCOT mène actuellement une étude évaluant les coûts et bénéfices de cette approche.

point de consommation et 20 % des unités de production (PJM, 2017).²⁰ Le modèle de réseau de CAISO compte quant à lui environ 4 600 nœuds, tandis que celui d'ERCOT en contient plus de 8 000 (CAISO, 2017, ERCOT, 2017). A titre de comparaison, RTE exploite actuellement environ 2 700 postes électriques (RTE, 2018).²¹

- 3.25 Les trois ISO/RTO étudiés ont défini des **hubs correspondant à une agrégation de nœuds de leur système afin de faciliter les échanges notamment financiers**. PJM a mis en place 12 hubs dès 1998, pour lequel un prix moyen non pondéré est calculé (Hogan, 1999). Dans le cas de CAISO et ERCOT, les hubs correspondent aux zones de transport historiques (au nombre respectif de trois et quatre). Des contrats financiers à terme ont été progressivement développés par la bourse ICE sur certains de ces hubs, notamment sur le Western Hub de PJM.²² En 2016, l'immense majorité (96 %) des contrats à terme d'électricité échangés sur les marchés financiers ont été conclus en relation avec un hub d'ISO/RTO, avec une prédominance de produits liés à PJM (FERC, 2017).
- 3.26 Indépendamment de la granularité de modélisation des réseaux, les **consommateurs particuliers** (bien que rattachés à un nœud de demande) **ne sont pas nécessairement exposés au prix nodal**. Des zones, correspondant généralement au territoire des entreprises historiques, sont souvent définies. Un **prix moyen pondéré par la demande**²³ est calculé pour chacune de ces zones afin de protéger les consommateurs dont la demande est peu élastique ou situés dans des zones exposées à une congestion importante. Dans le cas de PJM, il existe 20 zones de transport contrôlées par des entreprises historiques de distribution d'électricité, illustrées dans la Figure 5 ci-dessous.

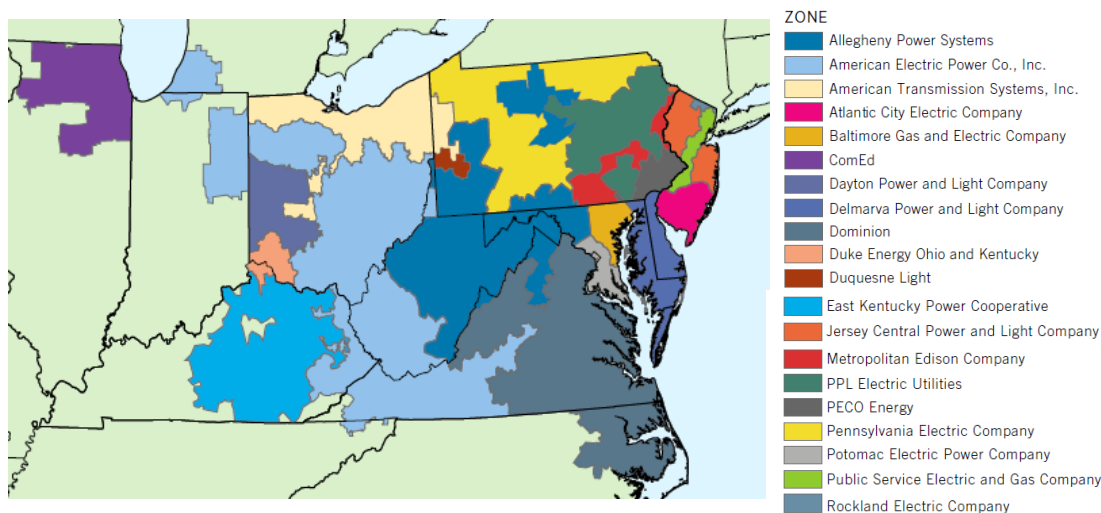
²⁰ La configuration de l'infrastructure de réseau de PJM a beaucoup évolué au cours des années avec l'extension du périmètre de PJM et le développement du réseau et du parc de production.

²¹ Source : <http://www.rte-france.com/fr/article/recevoir-transformer-et-repartir-l-energie-electrique>

²² Dans la mesure où les hubs servent de support à des positions de couverture à long terme, leur définition est stable dans le temps. En revanche, de nouveaux hubs peuvent être établis pour répondre aux besoins des échanges à terme.

²³ Les poids de chaque zone de demande sont déterminés *ex-post* sur la base de la demande mesurée pour le règlement des transactions. Toutefois, certaines pondérations peuvent être estimées *ex-ante*, en particulier pour l'équilibrage des marchés financiers tels que les marchés journaliers ou les enchères pour les droits financiers de transport. Leur fréquence de mise à jour varie d'un ISO/RTO à l'autre.

Figure 5 : Carte des zones de transport dans PJM



Source : PJM (2016), <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are/territory-served.aspx>

- 3.27 Tandis que la FERC encourage les ISO/RTO à conserver une tarification à une granularité aussi fine que possible afin de ne pas masquer les signaux de prix, la majorité a mis en place une **approche de tarification zonale pour les consommateurs avec parfois une option laissée pour le nodal**, comme dans PJM ou SPP.²⁴ Dans tous les cas, l'approche de tarification des consommateurs est **fortement influencée par des considérations politiques**.²⁵
- 3.28 En plus des prix nodaux, les ISO/RTO des Etats-Unis partagent un certain nombre d'**éléments communs d'architecture de marché qui contribuent à l'allocation efficace des ressources**. Ces éléments, qui comprennent notamment la programmation centralisée des unités de règlement associée à des marchés à double règlement, la co-optimisation des réserves avec l'énergie ou encore la limitation *ex ante* du pouvoir de marché des acteurs, sont présentés ci-dessous.

Marchés à double règlement et programmation centralisée

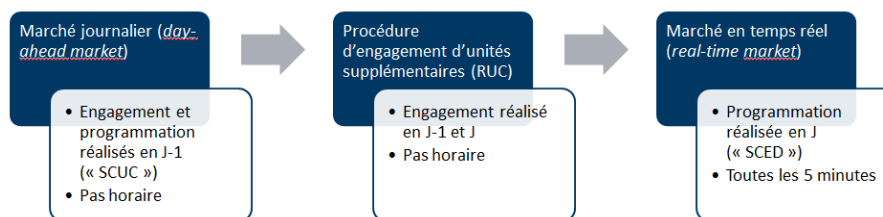
- 3.29 Dans l'architecture de marché standard aux Etats-Unis (SMD), la programmation de la production s'effectue dans un **système à double règlement, comprenant le marché journalier** (pouvant éventuellement être complété par une procédure d'engagement

²⁴ Dans les faits, seuls 4 % de la demande totale de PJM avaient choisi la tarification nodale en 2014. Ces consommateurs doivent disposer d'un compteur horaire permettant de faire la distinction entre leur demande et celle du reste du nœud. Depuis juin 2015, PJM a introduit le concept de zone résiduelle, qui permet d'exclure la demande des consommateurs nodaux du calcul du prix zonal (PJM, 2014).

²⁵ L'argumentaire développé auprès de la FERC par CAISO et ses membres pour conserver une tarification zonale des consommateurs particuliers est présenté dans l'étude de cas 1 en Annexe C.

supplémentaire hors marché) et le **marché en temps réel** dans la fenêtre infra-journalière. Ces deux marchés sont gérés par l'ISO/RTO, ce qui permet de garantir une forte homogénéité des procédures entre les deux horizons de temps. La Figure 6 ci-dessous présente la séquence associée.

Figure 6 : Séquence d'engagement et de programmation des unités de production dans les marchés ISO/RTO aux Etats-Unis



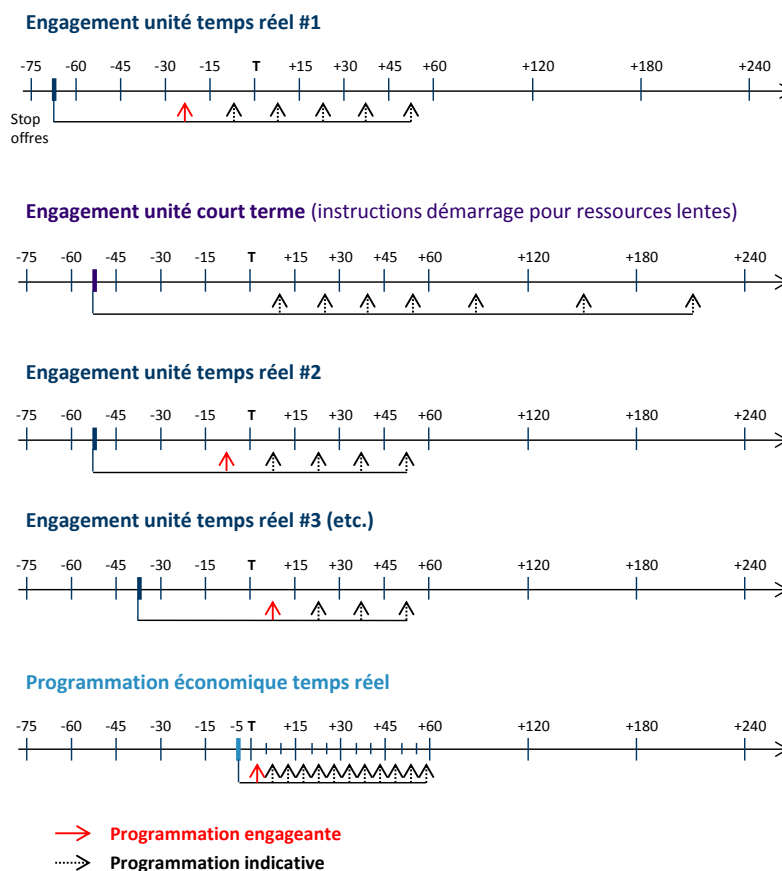
Source : FTI Compass Lexecon Energy sur la base de FERC (2014), « Operator-initiated commitments in RTO and ISO markets »

- 3.30 Le marché journalier est considéré comme un **marché purement financier**. Il a vocation à permettre les transactions d'énergie en avance de sa production réelle afin de sécuriser les revenus liés à l'engagement des unités de production, tout en couvrant les risques associés aux conditions d'exploitation du système en temps réel. Les paires prix-quantités obtenues à la suite de l'équilibrage du marché journalier sont réglées pour tous les participants au marché, indépendamment de leur performance dans le temps réel.
- 3.31 Aux Etats-Unis, la **programmation de la production s'effectue de manière centralisée par l'ISO/RTO**.²⁶ Toutes les ressources de production, même si elles sont autoprogrammées afin de satisfaire des transactions bilatérales, doivent soumettre des offres au marché. Par conséquent, les ISO/RTO sont responsables de la coordination de toutes les ressources présentes dans le système. Ces ressources sont tenues de soumettre une **offre détaillant leurs différents postes de coûts** (coût de production incrémental, coût de démarrage et coût de mise en ligne) **ainsi que toutes leurs contraintes d'engagement** (temps de démarrage et de fermeture, taux de rampe à la hausse et à la baisse, niveau de production minimum et maximum, etc.).
- 3.32 Le **caractère centralisé de la programmation**, permettant à l'exploitant du système de prendre en compte les contraintes physiques et opérationnelles de chaque unité ainsi que leur impact sur les contraintes de réseau, est **indispensable au fonctionnement du système nodal**.

²⁶ Par contraste, la plupart des marchés d'Europe de l'Ouest utilisent une programmation décentralisée, dans laquelle les producteurs optimisent d'abord leur portefeuille de ressources pour satisfaire leurs engagements de production et réserves puis soumettent des offres d'achat et de vente résiduelles. Les marchés équilibrent les positions nettes des producteurs, qui ré-optimisent alors leur portefeuille et nominent certaines unités qu'ils communiquent à l'exploitant du système.

- 3.33 Le marché journalier est alors équilibré à travers une **procédure centralisée d'optimisation sous contrainte** (« *security-constrained unit commitment* », ou « SCUC ») permettant de déterminer quelles ressources seront mobilisées pour répondre aux prévisions de demande en énergie et réserves en fonction de leurs contraintes physiques et opérationnelles ainsi que des contraintes sur les réseaux de transport. Le SCUC produit des **programmes engageants financièrement au niveau des unités** de chacune des ressources de production, qui devront soit produire, soit acheter de l'électricité dans le marché en temps réel pour remplir leur obligation.
- 3.34 En prime de la procédure SCUC, la plupart des ISO/RTO ont développé des procédures d'engagement supplémentaire (hors marché) d'unités de production afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement (« *reliability unit commitment* », ou « RUC »). Ces procédures visent à assurer que les programmes retenus permettent de couvrir les prévisions de demande et réserves et de faire face aux écarts de ressources, aux problèmes d'adéquation locale ou encore à l'incertitude face aux difficultés d'exploitation potentielles dans le temps réel.
- 3.35 Par la suite, l'ISO/RTO utilise une **procédure d'optimisation sous contrainte** (« *security-constrained economic dispatch* », ou « SCED ») pour déterminer sur la base du coût variable combien chaque ressource mobilisée devra produire ou garder en réserve pour satisfaire les prévisions de demande au moindre coût. Le SCED, **qui permet de déterminer les prix nodaux**, est aussi désigné comme la procédure de tarification.
- 3.36 Dans la fenêtre infra-journalière, le marché en temps réel a pour objectif de **maintenir l'équilibre entre offre et demande pour l'énergie et les réserves**. Il correspond à une séquence de procédures centralisées d'optimisation qui émettent des instructions d'engagement, de désengagement ou de modification du programme de production de certaines unités de production. Seules les offres et demandes incrémentales d'énergie par rapport au programme journalier sont considérées.
- 3.37 Dans certains ISO/RTO, comme par exemple CAISO, une succession de procédures d'optimisation en infra-journalier permet d'optimiser les choix de programmation sur une période temporelle plus longue que le pas standard de cinq minutes. En particulier, ces procédures (indicatives au-delà du pas de programmation standard) permettent de réduire les coûts d'engagement et de programmation des unités de production.
- 3.38 La Figure 7 ci-dessous fait apparaître la séquence des procédures d'engagement et de programmation dans le marché en temps réel de CAISO. Il apparaît que les procédures d'engagement des unités (en bleu foncé dans l'illustration) s'effectuent avec un délai de neutralisation de 75 minutes. La programmation ferme concerne alors le quart d'heure T-30-T-15 minutes, tandis que des programmations indicatives sont données au pas quart-horaire jusqu'à une heure suivant le temps réel. Des programmations indicatives (en violet) sont également données jusqu'à trois heures suivant le temps réel pour les unités de production avec un démarrage lent. Finalement, le SCED (en bleu clair) est effectué cinq minutes avant le temps réel, avec une programmation ferme pour les cinq minutes suivant le temps réel et des programmations indicatives pour tous les pas de cinq minutes jusqu'à une heure suivant le temps réel.

Figure 7 : Séquence du marché en temps réel de CAISO



Source : FTI Compass Lexecon Energy sur la base du « Business Practice Manual for Market Operations » de CAISO

- 3.39 En conséquence de la complexité de ces processus d'optimisation, tant dans les marchés journaliers qu'infra-journaliers, les **prix d'équilibre ne garantissent pas toujours la couverture du coût de production** des unités dont les offres ont été retenues. En particulier, la plupart des ISO/RTO prennent en compte uniquement le coût de production incrémental pour sélectionner les offres. Pour garantir que les unités de production ne soient pas appelées à perte, des **paiements de compensation** (« *make-whole uplift payments* ») sont alors effectués.²⁷
- 3.40 En relation avec l'articulation entre marché journalier et marché en temps réel, le SMD comprend des **mécanismes d'offres virtuelles qui visent à améliorer le signal prix en favorisant la convergence des prix** entre les différentes échéances de marché. L'encadré ci-dessous en présente le fonctionnement et les objectifs.

²⁷ Toutefois, les ISO/RTO cherchent à minimiser le volume de paiements de compensation à travers divers mécanismes tels que la relaxation des contraintes opérationnelles de certaines ressources de production (notamment rapides ou flexibles) afin de permettre une fixation du prix plus flexible.

Fonctionnement des offres virtuelles dans les marchés américains

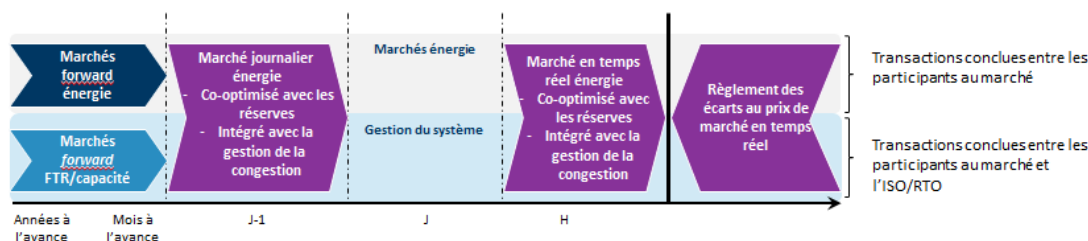
Les offres virtuelles correspondent à la possibilité offerte aux participants au marché journalier de placer des offres ou demandes non-physiques et de régler ces transactions dans le marché en temps réel à la valeur « réelle » de l'énergie. Elles reposent sur les attentes concernant les conditions de marché, à la fois dans le marché journalier et le marché en temps réel, ainsi que sur les incertitudes entourant ces conditions. Les différences de prix observées entre les deux échéances sont notamment dues à des changements dans l'équilibre offre-demande à court, voire très court terme dans le marché en temps réel qui sont difficiles à anticiper dans le marché journalier.

Ces mécanismes permettent ainsi d'effectuer des arbitrages entre le marché journalier et en temps réel. En conséquence, la liquidité du marché journalier est augmentée et la propagation des signaux de prix entre périodes est facilitée, ce qui permet de soutenir les signaux de prix à long terme.

Co-optimisation énergie-réserves

- 3.41 Un autre élément commun aux marchés des Etats-Unis est la **co-optimisation des réserves avec l'énergie au sein des marchés**. Elle repose sur l'**intégration de la gestion des marchés avec l'exploitation du système électrique** au sein de l'ISO/RTO, illustrée dans la Figure 8 ci-dessous.²⁸ Tous les ISO/RTO ont recours à cette co-optimisation aux deux échéances de marché, à l'exception d'ERCOT qui ne l'utilise que dans le marché journalier, et d'ISO NE qui ne l'utilise que dans le marché en temps réel.

Figure 8 : Chronologie générique de gestion des marchés et du système électrique dans le SMD aux Etats-Unis



Source : FTI Compass Lexecon Energy

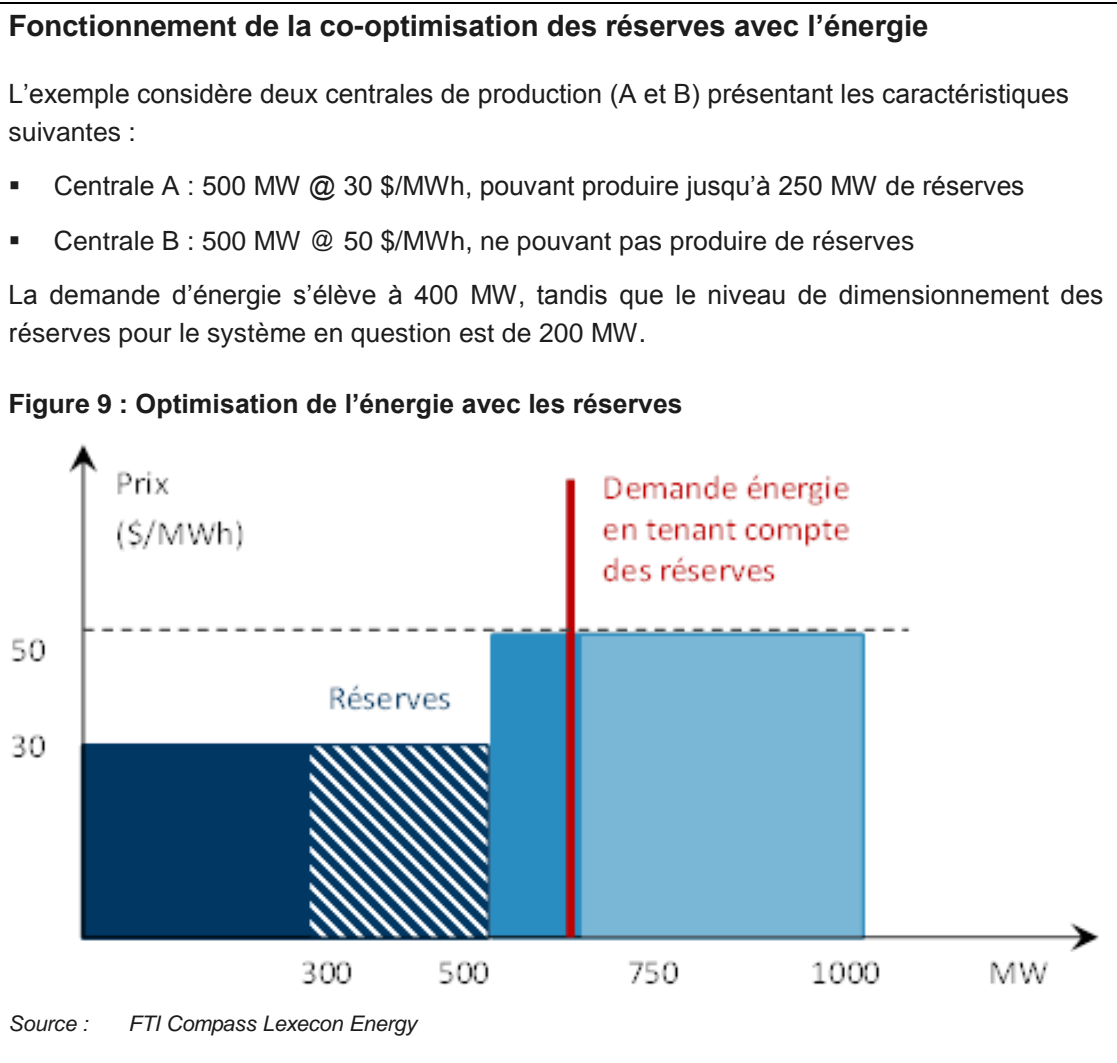
- 3.42 En pratique, la procédure SCED permet de **minimiser le coût de couverture de la demande sous la contrainte de conserver des capacités de production en quantité**

²⁸ Dans l'architecture de marché standard en Europe, l'optimisation des marchés énergie et la gestion du système électrique sont gérées par des entités indépendantes (respectivement les opérateurs de bourses d'électricité et les gestionnaires de réseau de transport). Par conséquent, la programmation de l'énergie et la contractualisation et activation éventuelle des réserves procèdent de deux mécanismes différenciés.

suffisante pour fournir les différentes réserves opérationnelles à leur niveau requis. Chaque unité de production reçoit un programme indiquant la quantité d'énergie qu'elle doit produire ou bien garder en réserve et deux types de prix sont déterminés :

- Un prix de fourniture de la demande marginale d'énergie ; et
- Un « *shadow price* » pour chaque type de réserves opérationnelles, représentant le **coût marginal d'opportunité à maintenir la capacité demandée en réserve.**

3.43 Dans un marché co-optimisé, le prix de l'énergie correspond à la somme du prix de l'offre marginale acceptée et du « *shadow price* » pour les réserves opérationnelles. Il reflète ainsi le coût d'opportunité de la fourniture de réserves, c'est-à-dire qu'il permet ainsi de tenir compte de la substitution entre l'énergie et les réserves produites par une même ressource de production. L'encadré ci-dessous illustre le fonctionnement de la co-optimisation des réserves avec l'énergie dans un exemple simplifié.



Dans une situation sans co-optimisation de l'énergie et des réserves, c'est-à-dire dans laquelle l'énergie et les réserves sont optimisées séquentiellement, le prix de l'énergie s'élève à 30 \$/MWh. Les réserves n'ont pas de prix explicite.

Avec la co-optimisation, la centrale A produit 300 MW d'énergie et 200 MW de réserves et la centrale B produit 100 MW d'énergie. Le prix de l'énergie s'établit à 50 \$/MWh, le coût variable de B correspondant à la valeur marginale de l'énergie en tenant compte du besoin de réserve, et le prix des réserves à 20 \$/MWh, correspondant au coût d'opportunité de la fourniture des réserves pour A.

La co-optimisation permet ainsi de tenir compte de la substitution possible de l'énergie et des réserves fournies par une même capacité de production.

- 3.44 La co-optimisation est un **élément important des mécanismes de tarification de la rareté**. Ces mécanismes, présentés en détail au paragraphe 3.74 et suivants, permettent une augmentation des prix de l'énergie dans les périodes de raréfaction des réserves tout en assurant que les ressources de production offrent leur capacité à leur prix marginal.

Limitation du pouvoir de marché

- 3.45 La programmation centralisée de la production dans les marchés gérés par les ISO/RTO aux Etats-Unis permet la mise en œuvre d'une **limitation ex ante du pouvoir de marché potentiel**. En pratique, les offres soumises par les unités de production dans les marchés journaliers et en temps réel sont contrôlées avant l'équilibrage du marché afin de vérifier qu'elles ne correspondent pas à un exercice de pouvoir de marché.²⁹
- 3.46 Il existe deux types de tests de contrôle utilisés de manière systématique avant l'équilibrage des marchés par les ISO/RTO ou les entités en charge de ce suivi :
- Les **tests structurels, qui évaluent le risque d'abus de position dominante à travers la structure de l'offre** et reposent sur des indices de type HHI (indice de Herfindahl-Hirschmann) ou RSI (indices de fourniture résiduelle) ; et
 - Les **tests comportementaux, qui analysent le comportement des producteurs et son impact potentiel sur le marché** dans des zones prédéfinies et correspondent généralement à des tests de rétention de capacité ou de production ou de tarification au-delà du coût marginal.
- 3.47 Si un test de contrôle se révèle positif, l'offre concernée est **modifiée administrativement et établie automatiquement à son niveau de référence** basé sur les coûts. Ainsi, les prix

²⁹ En Europe, le contrôle du pouvoir de marché s'effectue principalement de manière *ex-post* par l'intermédiaire des autorités de régulation nationales et sur la base de réglementations relatives à la concurrence. Il n'est pas automatique et correspond plutôt à des investigations ciblées en réponse notamment à des épisodes de pointe de prix.

d'équilibre ne peuvent pas excéder le coût variable de l'unité de production marginale, même dans des situations de rareté.

Gestion des interfaces avec les zones voisines

- 3.48 Un autre élément important de l'exploitation du système dans l'approche nodale correspond aux **problématiques de gestion des interfaces des ISO/RTO avec leurs zones voisines**. En effet, les systèmes d'information et de gestion des réseaux de transport peuvent différer de manière importante d'une zone à l'autre, en particulier dans les régions non libéralisées avec lesquelles des ISO/RTO comme PJM, MISO, SPP, ERCOT et CAISO partagent des frontières. Des inefficacités peuvent alors apparaître dans les échanges. Ces problématiques sont généralement désignées sous le terme de « *seams issues* ».
- 3.49 De manière générale, il existe **différents niveaux de coordination des interactions entre régions en Amérique du Nord**, allant de la nomination « classique » des capacités d'interconnexion jusqu'à l'optimisation économique des échanges entre zones.
- 3.50 Le premier niveau correspond à la **gestion des transactions entre deux points appartenant à des régions différentes**. Celles-ci sont régies par des procédures standardisées de nomination et de validation des transactions connues sous le nom de « *NERC E-tags* ». Ces procédures ont été développées par la NERC à la fin des années 1990 en réponse à la multiplication et à la complexification des transactions résultant de la dérégulation des marchés électriques. Elles reposent sur le système, une plateforme représentant l'infrastructure de transport d'électricité à travers l'Amérique du Nord.
- 3.51 Dans la mesure où le réseau du Texas n'est pas synchronisé au reste des régions d'adéquation des Etats-Unis, la gestion des interfaces d'ERCOT avec ses zones voisines (SPP et l'exploitant du système électrique mexicain CENACE) passe exclusivement par des procédures « *NERC E-tags* ». Plus précisément, ERCOT est en charge de la validation des transactions prévues entre sa zone de contrôle et les zones voisines afin de garantir la sécurité des cinq lignes d'interconnexion en courant continu qui les relient. Ces lignes d'interconnexion sont modélisées par un nœud unique dans son modèle de réseau (ERCOT, 2015 et 2017).
- 3.52 Le deuxième niveau correspond à la **gestion coordonnée des congestions entre zones**. Entre deux régions non libéralisées ou une région non libéralisée et une zone de marché, les exploitants du système de transport ont recours à des **mécanismes de restriction de la capacité d'interconnexion en cas de congestion**, regroupés sous le nom de « *transmission loading relief* ». Ces mécanismes, également visés par des standards de la NERC, visent à assurer la continuité d'exploitation tout en respectant les droits d'utilisation du service de transport.
- 3.53 S'agissant de la coordination entre deux zones de marché, les ISO/RTO modélisent en général une **combinaison de nœuds « proxy »** en faisant l'hypothèse d'un nombre limité de points physiques d'interconnexion. Les nœuds « proxy » correspondent à des emplacements de la zone adjacente auxquels l'ISO/RTO considère que les ressources de production sont reprogrammées afin de permettre des modifications dans les échanges

entre zones. Cette approche permet d'approximer l'effet sur la congestion dans la zone de l'ISO/RTO d'une telle reprogrammation (Pfeifenberger, 2012).

- 3.54 Dans ce cadre, certaines zones de marché se sont engagées dans des processus communs afin d'augmenter l'efficacité des échanges transfrontaliers. C'est par exemple le cas de PJM et MISO ou encore de CAISO qui a récemment développé des mécanismes plus dynamiques que les procédures « NERC E-tags » avec les régions non libéralisées l'entourant afin de permettre des échanges infra-horaires.³⁰
- 3.55 Le troisième niveau de coordination correspond à l'**optimisation économique des échanges entre zones de marché**. L'exemple le plus abouti se trouve dans le projet de « *Joint and Common Market* »³¹ initié il y a plusieurs années par PJM et MISO afin de continuer à améliorer les interactions entre les deux zones, notamment sur les questions de prix aux interfaces, de coordination des marchés journaliers ou de gestion des boucles d'électricité. Un mécanisme de coordination de la programmation a notamment été lancé en octobre 2017, qui prévoit un équilibrage commun des transactions transfrontalières avec fermeture du guichet 30 minutes avant le temps réel.
- 3.56 Le Tableau 4 ci-dessous synthétise l'approche nodale et l'exploitation du système dans le court terme de PJM, CAISO et ERCOT. **Malgré certaines différences** liées aux contraintes ou opportunités spécifiques à certains marchés, comme par exemple les modalités de gestion des interfaces, **le fonctionnement du système nodal dans les trois ISO/RTO étudiés est relativement** comparable.

³⁰ L'approche de coordination PJM/MISO pour la gestion de la congestion à leurs interfaces est détaillée dans l'étude de cas 2 en Annexe C.

³¹ Plus d'informations sur cette initiative sont disponibles à l'adresse <http://www.jointandcommon.com/joint-and-common-market.aspx>.

Tableau 4 : Synthèse de l'approche de PJM, CAISO et ERCOT concernant les constituants du système nodal dans le court terme

Constituants	PJM	CAISO	ERCOT
Prix de l'énergie	Détermination du coût de l'énergie à un nœud de référence comme le coût marginal de fourniture d'un incrément de demande		
Gestion de la congestion	Inclusion du coût de la congestion dans le prix nodal (dépendant des DFAX de chaque nœud et du « <i>shadow price</i> » des contraintes)		
Tarification des pertes	Inclusion du coût des pertes marginales dans le prix nodal		Pas (encore) d'inclusion des pertes marginales (facteurs génériques de perte)
Granularité de modélisation	11 600 nœuds, 20 zones de transport, 12 hubs	4 600 nœuds, 3 zones de transport, 3 hubs	Plus de 8 000 nœuds, 4 zones de transport, 4 hubs
Tarification de la demande	Zonale avec option pour nodal		Zonale
Co-optimisation énergie-réserves	Co-optimisation utilisée dans le marché journalier et infra-journalier		Co-optimisation utilisée uniquement dans le marché journalier
Limitation du pouvoir de marché	Tests structurels <i>ex-ante</i>		
	« <i>Interchange scheduling</i> » suivant les procédures NERC E-Tag		
Gestion des interfaces	Modèle de nœuds proxy avec MISO et NYISO	« <i>Dynamic scheduling</i> »	Pas de procédure additionnelle

Source : FTI Compass Lexecon Energy sur la base de sources diverses

- 3.57 Au-delà de l'efficacité de court terme permise par le système nodal, en relation avec les autres éléments d'architecture de marché aux Etats-Unis, une question clé correspond à la **capacité du système à refléter les signaux de prix nodaux dans le plus long terme** et ainsi guider l'investissement dans les actifs de réseaux et/ou de production. Celle-ci est soutenue par différents mécanismes présentés dans la section suivante.

Articulation avec les signaux de long terme

La transmission du signal de prix nodal est soutenue prioritairement par les mécanismes de droits financiers de transport et d'allocation de leurs revenus. Toutefois, les systèmes de planification de l'investissement de réseau jouent également un rôle important. Le signal de long terme pour les moyens de production est soutenu par divers mécanismes allant des mécanismes de tarification de rareté des réserves à des mécanismes de capacité comprenant parfois une composante locale.

Droits financiers de transport

- 3.58 Afin de faire face au risque de congestion entre les différents nœuds du système dans le marché journalier, les ISO/RTO aux Etats-Unis ont mis en place des **droits financiers de transport** (« *Financial Transmission Rights* », ou « FTR »). L'objectif des systèmes de FTR est de fournir aux acteurs utilisant l'infrastructure de réseau la possibilité de se couvrir contre l'incertitude sur les coûts de congestion liés à leurs transactions.
- 3.59 Les droits financiers de transport, qui peuvent prendre la forme d'obligations ou d'options, donnent le droit à leur détenteur de recevoir (ou potentiellement les obligent à payer) un certain montant **en fonction de la différence des prix de congestion dans le marché journalier entre le point de soutirage et le point d'injection**.³² Ils peuvent être définis entre toute combinaison de nœuds du système (y compris les hubs) et couvrir différentes périodes d'exploitation.
- 3.60 Dans les trois marchés étudiés, l'allocation des FTR se fait principalement par enchère, avec différents horizons de temps. Il existe également des marchés secondaires dans lesquels les droits déjà alloués sont négociés de manière bilatérale, le type de droit et la combinaison de nœuds initiaux devant rester inchangés.
- 3.61 En amont des enchères, les ISO/RTO effectuent une **optimisation pour maximiser la valeur des droits acceptés tout en garantissant leur faisabilité simultanée**, c'est-à-dire que le réseau de transport existant doit être capable de supporter l'exercice de tous les FTR en même temps. Cette étape est désignée sous le nom de test de faisabilité simultanée. Elle découle de la **théorie d'adéquation des revenus**, qui énonce que les rentes de congestion collectées dans le marché journalier sont suffisantes pour rémunérer l'activation de tous les FTR si ces derniers sont faisables simultanément et la topologie du réseau utilisée pour les enchères et dans le marché journalier est la même (Hogan, 2016).

³² Par exemple, un prix de congestion au point de soutirage supérieur à celui au point d'injection d'un FTR donné traduit la présence d'une congestion dans la même direction que le FTR. Sa valeur est donc positive. Inversement, le détenteur d'un FTR de direction opposée à celle de la congestion devra s'acquitter d'un paiement (sauf dans le cas d'une option).

- 3.62 En pratique, les ISO/RTO peuvent avoir recours à des actions topologiques pour gérer les contraintes de réseau en temps réel, par exemple en jouant sur la configuration des flux à travers des déphaseurs ou des lignes redondantes. C'est particulièrement le cas des ISO/RTO dont la zone de contrôle est caractérisée par une forte décentralisation des ressources de production, comme par exemple NYISO. Toutefois, les modèles de réseaux utilisés en support des tests de faisabilité simultanée reposent sur des conditions historiques qui tiennent compte de ces actions et sont donc relativement conservateurs. Ainsi, le recours à des actions topologiques supplémentaires (au-delà de celles reflétées dans le modèle de réseau de base) en exploitation est susceptible d'accroître les volumes des échanges admissibles et donc d'améliorer l'adéquation des revenus en permettant une meilleure optimisation des flux.
- 3.63 L'encadré ci-dessous poursuit l'exemple présenté au paragraphe 2.13 pour illustrer le théorème d'adéquation des revenus lié à l'allocation des droits financiers de transport.

Application du théorème d'adéquation des revenus lié à l'allocation des droits financiers de transport

Dans le cadre du système à trois nœuds avec une contrainte sur une des lignes, les utilisateurs du réseau demandent les deux droits financiers suivants :

- FTR 1 : 300 MW de A vers B @ 60 \$/MWh
- FTR 2 : 200 MW de A vers C @ 60 \$/MWh

Allocation des droits financiers de transport

Pour que le test de faisabilité simultanée soit positif, c'est-à-dire que le système existant puisse supporter l'activation des deux FTR en même temps, l'équation suivante doit être respectée :

$$Flux_{AB} \times PTDF_{B-AC} + Flux_{AC} \times PTDF_{A-AC} < 150 \text{ MW}$$

Or, dans la configuration demandée, les FTR activés simultanément génèreraient un flux de 233 MW sur la ligne AC. Leur volume doit donc être réduit afin de ne pas dépasser la contrainte de 150 MW.

La maximisation des revenus des enchères sous contrainte du respect de la limite thermique de la ligne AC résulte en une allocation de 300 MW au FTR 1 et de 75 MW au FTR 2.

Équilibre sur le marché journalier

Comme développé dans l'exemple ci-dessus, l'équilibre du marché journalier conduit l'unité de production du nœud C à produire 50 MW @ 50 \$/MWh, l'unité de production du nœud A à produire 300 MW @ 20\$/MW pour servir la demande restante des nœuds C et B et l'unité de production du nœud B à produire 50 MW @ 35 \$/MWh.

La rente de congestion dans le système (« RC ») s'établit à :

$$RC = RC_{AC} + RC_{AB} = ((200 - 50) \times 50 - 150 \times 20) + ((200 - 50) \times 35 - 150 \times 20) = 6750\$$$

Les paiements dus aux FTR 1 et 2 s'établissent à :

$$P_{FTR} = FTR\ 1 \times (P_B - P_A) + FTR\ 2 \times (P_C - P_A) = 300 \times (35 - 20) + 75 \times (50 - 20) = 6750\$$$

Ainsi, bien que les « chemins » des FTR 1 et 2 ne correspondent pas aux injections nettes résultant de l'équilibre sur le marché journalier, le test de faisabilité simultanée permet de garantir que la rente de congestion et les paiements dus aux FTR soient égaux.

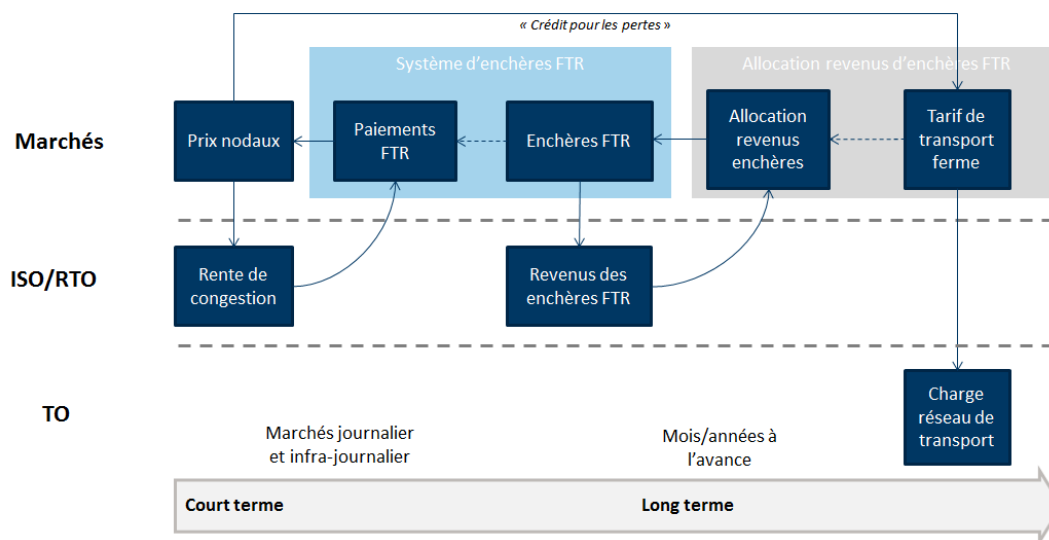
- 3.64 Par ailleurs, les **revenus des enchères FTR collectés par les ISO/RTO sont redistribués aux utilisateurs du réseau de transport** d'électricité en fonction de la demande finale qu'ils servent. Ce transfert permet aux acteurs utilisant effectivement l'infrastructure de transport de couvrir le risque de congestion auquel ils sont exposés à travers leurs transactions. La rémunération des propriétaires d'actifs de réseaux de transport s'effectue quant à elle à travers un tarif régulé déterminé soit par la FERC, soit par la PUC de l'Etat concerné, la

charge de réseau étant généralement fonction de la contribution de l'utilisateur à la demande de pointe.³³

3.65 Par exemple, PJM a mis en place un système de droits aux revenus des enchères (« *Auction Revenue Rights* », ou « *ARR* ») qui donnent le droit à leurs détenteurs, les utilisateurs des services de transport (typiquement les fournisseurs, qui font généralement partie d'entreprises verticalement intégrées), de recevoir les revenus issus de l'enchère annuelle associés à certains FTR (PJM, 2016).³⁴ ERCOT prévoit également une distribution des revenus des enchères aux fournisseurs en fonction du ratio de demande qu'ils servent (ERCOT, 2017). Dans le cas de CAISO, les droits financiers de transport sont alloués directement aux fournisseurs, la capacité résiduelle étant mise aux enchères.

3.66 La Figure 10 ci-dessous résume l'articulation entre les signaux de prix dans le court et long terme à travers les droits financiers de transport.

Figure 10 : Articulation entre signaux de court et long terme grâce aux droits financiers de transport



Notes : Cette représentation correspond au modèle de PJM. Ce modèle peut changer (à la marge) pour les autres ISO/RTO.

Source : FTI Compass Lexecon Energy

³³ Les exploitants d'infrastructure « *merchant* » sont quant à eux rémunérés à travers des contrats bilatéraux passés avec les entités programmant des transactions sur leurs lignes. Certains ISO/RTO leur attribuent également des FTR correspondant à la capacité incrémentale apportée au système par leur infrastructure (voir paragraphe 3.71).

³⁴ Plus précisément, un processus annuel d'attribution permet aux utilisateurs de demander des ARR pour les combinaisons de nœuds correspondant à leurs transactions. Le montant total d'ARR attribués doit pouvoir être supporté par l'infrastructure existante. Les utilisateurs ont alors le choix entre convertir leur ARR en FTR, le reconfigurer pour acquérir un FTR sur une autre portion de réseau ou bien de le conserver et de recevoir les revenus des enchères associées.

3.67 Le Tableau 5 ci-dessous compare les caractéristiques des droits financiers de transport dans les trois marchés étudiés.

Tableau 5 : Caractéristiques des droits financiers de transport dans PJM, ERCOT et CAISO

Caractéristiques	PJM	ERCOT	CAISO
Nom du droit	« <i>Financial Transmission Right</i> »	« <i>Congestion Revenue Right</i> »	« <i>Congestion Revenue Right</i> »
Types de droits	Obligations et options (sur certaines combinaisons de nœuds uniquement)	Obligations et options	Obligations et options (accessibles uniquement aux projets de transport marchands)
Participants éligibles	Utilisateurs des réseaux pour les ARR, tous les participants au marché sauf gestionnaires de réseau pour FTR	Tous les participants au marché ERCOT sauf les gestionnaires de réseau de transport et distribution	Fournisseurs et projets d'infrastructure de transport marchands
Caractéristiques des droits	Produits pour la pointe, base ou 24h	Blocs pour la pointe (semaine ou weekend) ou base, ou bandes mensuelles	Produits saisonniers (trimestriels) avec la possibilité distinction pointe ou base
Possibilités d'acquisition	Enchères annuelles, de long terme, mensuelles ou transactions bilatérales	Enchères mensuelles et semi-annuelles ou transactions bilatérales	Enchères long terme (couvrant jusqu'à 10 ans), annuelles et mensuelles ou transactions bilatérales
Allocation des droits/revenus	Revenus des enchères alloués mensuellement aux fournisseurs en fonction de leur ratio de demande avec transfert en cas de migration	Revenus des enchères alloués mensuellement aux fournisseurs en fonction de leur ratio de demande	CRR alloués en fonction du ratio de demande des fournisseurs avec transfert en cas de migration
Test de faisabilité simultanée	Utilisé pour l'allocation des ARR et pour les enchères	Utilisé pour l'allocation et dans le marché journalier – si non validé (changement du modèle de réseau, panne, etc.) les paiements CRR peuvent être diminués	Utilisé pour l'allocation (minimisation de la réduction des demandes de CRR) et pour les enchères (maximisation de la valeur des CRR), possibilité de réduction en cas de changement du modèle de réseau

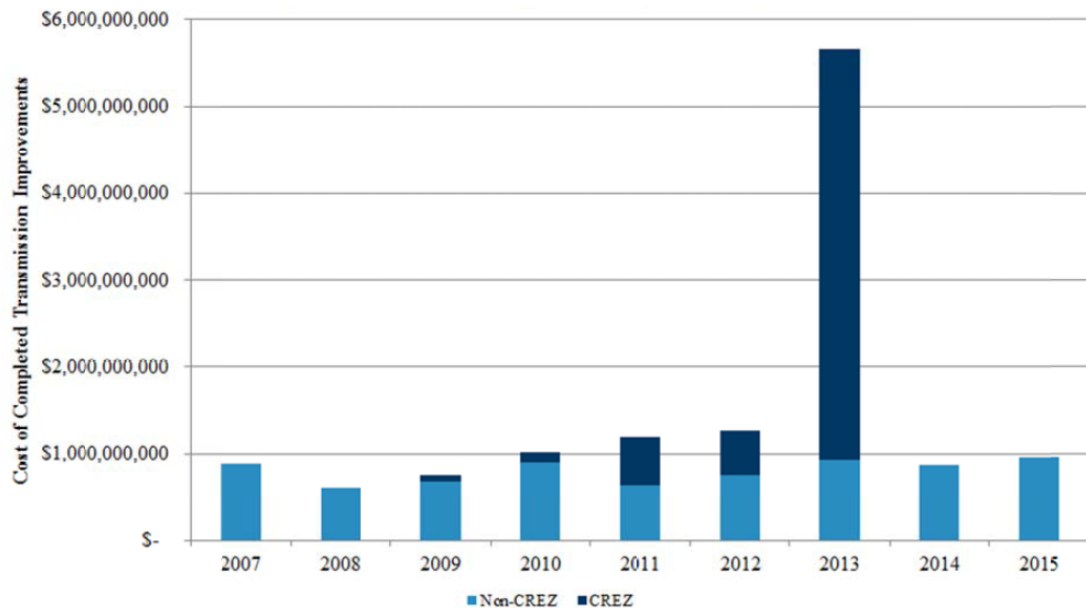
Source : FTI Compass Lexecon Energy sur la base de sources diverses

Planification de l'investissement réseau et production

- 3.68 Chaque ISO/RTO dispose d'un **processus établi de planification des investissements dans les réseaux impliquant toutes les parties prenantes** de la zone (propriétaires de réseaux de transport ou d'unités de production, PUC de ou des Etats concernés, FERC, etc.) à travers des groupes de travail et consultations. Dans le cas de PJM, ce processus annuel couvre un horizon de 15 ans et est désigné comme le « *Regional Transmission Expansion Planning* » (« RTEP ») (PJM, 2017).
- 3.69 Ces processus prévoient une revue et une évaluation annuelle ou biennale des projets de création ou renforcement de lignes de transport afin de respecter des **critères de sécurité d'approvisionnement ou encore d'efficacité économique**. Au cours des années récentes, plusieurs ISO/RTO ont **élargi leurs critères à des éléments de politique publique**, tels que l'impact des réglementations de soutien aux énergies renouvelables, à l'effacement et efficacité énergétique ou encore aux actifs à la situation économique défavorable. Toutefois, les Etats conservent le pouvoir de décision concernant le tracé exact des nouvelles lignes de transport.
- 3.70 Un exemple de planification de l'investissement au service d'objectifs de politique énergétique est donné par le Texas et ses zones concurrentes d'énergies renouvelables (« *Competitive Renewable Energy Zones* », ou « CREZ »). Mises en place dès 2005, ces zones correspondaient à la localisation géographique optimale pour le déploiement ENR (en particulier éolien) et ont bénéficié d'investissements très importants du réseau de transport pour être raccordées au reste du système texan. Toutefois, ce développement massif d'infrastructure s'est traduit par une augmentation très importante des coûts de réseau portés par les consommateurs, comme illustré dans la Figure 11 ci-dessous.³⁵

³⁵ Par ailleurs, Hogan et Pope analysent que l'augmentation des capacités de transport de l'Ouest du Texas vers les zones de demande dans l'Est a diminué les occurrences de prix négatifs dans l'Ouest, produisant un signal d'augmentation de la valeur de la production à cet endroit, mais augmenté ces occurrences dans l'Est, avec un effet inverse sur les signaux de prix (Hogan, 2017).

Figure 11 : Coût des renforcements et développements du réseau de transport d'ERCOT par année de mise en service



Source : ERCOT (2016), « 2016 ERCOT Report on Existing and Potential Electric Constraints and Needs »

- 3.71 La planification des investissements permet de prendre en compte des **projets d'investissements portés par les propriétaires d'actifs de réseaux historiques (régulés)**, dont le financement s'effectue *via* l'augmentation des tarifs d'utilisation de réseau, **ou par des développeurs marchands**, qui reçoivent parfois des droits aux revenus d'enchères incrémentaux en fonction de la capacité additionnelle apportée. Des différences subsistent entre zones concernant l'approche de planification : tandis que le modèle « *generation leads transmission* » a dominé historiquement et est encore suivi au Texas, plusieurs marchés comme CAISO ou NYISO ont effectué une transition vers le modèle « *transmission leads generation* » (Bushnell, 2012).³⁶
- 3.72 Par ailleurs, des **efforts concernant la coordination interrégionale de la planification du transport** se développent depuis plus d'une dizaine d'années. En 2012, l'ordonnance 1000 de la FERC a introduit l'obligation pour les ISO/RTO de développer des méthodes de sélection et d'allocation des coûts-bénéfices de projets d'interconnexion transfrontaliers.
- 3.73 Quelques exemples notables de coordination comprennent le processus mis en place entre PJM et MISO pour les projets d'interconnexion sous-tendus par la sécurité d'approvisionnement ou l'efficacité de marché ou encore le lancement dès 2004 d'un protocole de coordination de la planification des investissements entre les ISO/RTO du

³⁶ La réforme de l'approche de planification des investissements réseaux à CAISO est décrite dans l'étude de cas 3 en Annexe C.

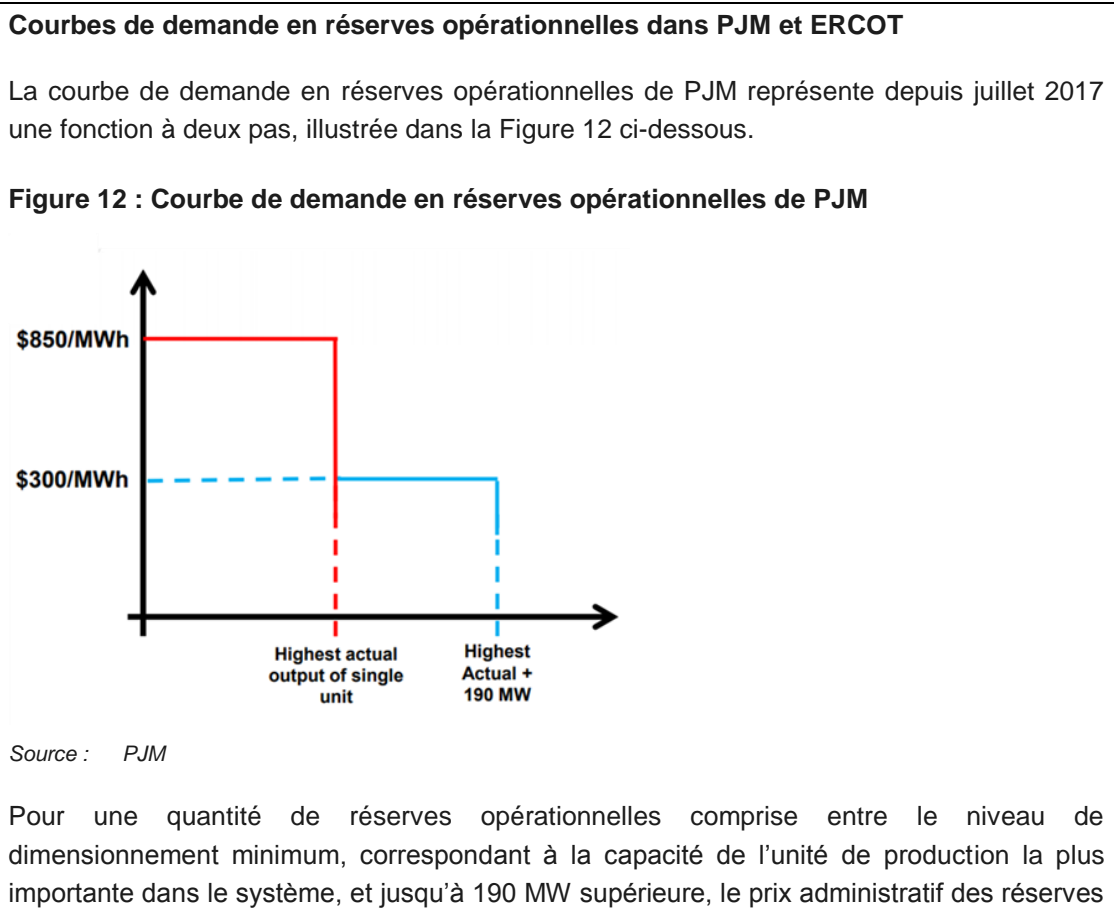
Nord-Est des Etats-Unis, notamment avec un comité interzone chargé de réaliser des analyses coordonnées pour la région.

Tarification de rareté et marchés de capacité

3.74 Dans tous les ISO/RTO aux Etats-Unis, des **mécanismes de tarification de rareté** permettent d'obtenir des prix supérieurs au coût variable de la ressource la plus chère pouvant fournir des réserves dans les situations de tension du système. Ces mécanismes reposent principalement sur :

- Des **courbes de demande de réserves opérationnelles** ; et
- La co-optimisation des marchés de l'énergie et des réserves opérationnelles.

3.75 Les courbes de demande de réserves opérationnelles sont des **fonctions établies administrativement pour déterminer le prix des réserves lors de situation de raréfaction des capacités disponibles**. Elles peuvent prendre différentes formes, telles que des fonctions en escalier (constantes par morceaux) ou des fonctions plus dynamiques basées sur la probabilité de perte de charge, illustrées dans l'encadré suivant avec les exemples de PJM et ERCOT.



s'établit à 300 \$/MWh. Si cette quantité devient inférieure au niveau de dimensionnement minimum, le prix administratif des réserves s'établit à 850 \$/MWh. Tant que le niveau de dimensionnement minimum plus 190 MW est respecté, le prix administratif des réserves est nul.

Le mécanisme de tarification de rareté est activé dans le marché en temps réel de PJM lorsque la quantité des réserves est insuffisante pour plusieurs périodes d'optimisation consécutive ou quand une mesure de protection manuelle a été mise en place.

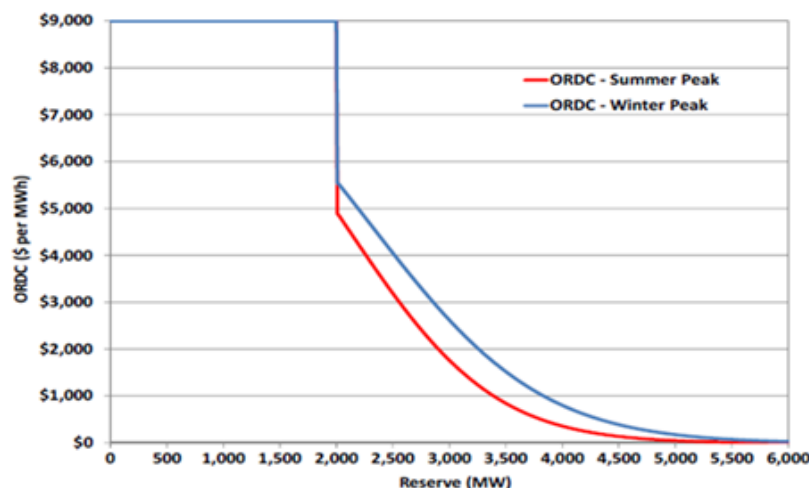
Par contraste, la courbe de demande de réserves opérationnelles d'ERCOT est fonction de la probabilité de perte de charge. Elle vise à garantir que les prix de l'énergie reflètent la valeur croissante de l'électricité lorsque la probabilité de délestage (tournant) augmente.

Plus précisément, la fonction est représentée par l'équation suivante, qui se traduit par la courbe représentée dans la Figure 17 :

$$(VoLL-\lambda) \times \text{Loss of Load Probability, où}$$

VoLL = 9000\$/MWh, λ : prix d'équilibre du SCED et la probabilité de perte de charge est calculée sur la base d'un contingent minimum de réserves de 2 000 MW.

Figure 13 : Courbe de demande en réserves opérationnelles d'ERCOT



Source : ERCOT

De la même manière que pour PJM, le mécanisme de tarification de rareté d'ERCOT est activé dans le marché en temps réel. Cependant, à la différence de PJM, il n'y a pas de co-optimisation entre énergie et réserves à cette échéance. Le prix des réserves obtenu à travers la courbe de demande de réserves opérationnelles est ajouté au prix de l'énergie en temps réel (« *operating reserve price adder* »). Cet « *adder* » est ajouté à chaque prix nodal en temps réel pour obtenir des prix de règlement.

- 3.76 Les courbes de demande de réserves opérationnelles permettent de tenir compte de l'**arbitrage entre la valeur de la sécurité d'approvisionnement pour les consommateurs associée à la disponibilité des réserves et la valeur de l'énergie**. Elles améliorent par ailleurs la précision des signaux de prix durant les heures de rareté. En effet, une tension sur l'équilibre offre-demande se matérialise d'abord par une mobilisation des réserves

opérationnelles avant de se traduire par des délestages. Une tarification de la rareté des réserves permet donc d'obtenir un signal plus précis que la valeur de la perte de charge. Enfin, elles réduisent la magnitude des pointes de prix et les rendent plus prévisibles qu'en présence d'obligations de réserves fixées *ex-ante*.

- 3.77 Les mécanismes de prix de rareté contribuent aux **signaux de prix pour l'adéquation des ressources sur le long terme**. Toutefois, **ils coexistent dans tous les ISO/RTO sauf ERCOT avec des obligations de capacité** imposées aux fournisseurs et/ou des mécanismes de capacité. C'est le cas notamment pour PJM, dans lequel des sous-régions (« *local deliverability areas* ») ont été définies pour lesquelles des enchères de capacité annuelles sont organisées en cas d'apparition des contraintes d'importation. Ces différents mécanismes visent à donner une plus grande stabilité ou force dans le temps au signal nodal dans le long terme.
- 3.78 Le Tableau 6 synthétise l'approche de PJM, CAISO et ERCOT concernant l'articulation du système nodal avec les signaux de long terme. En dépit de différences de mise en œuvre, les mécanismes de droits financiers de transport permettent dans ces trois marchés de faire face au risque de congestion et de véhiculer des signaux d'investissement à la fois pour les actifs de réseau et de production. Ces signaux sont complétés par une combinaison de mécanismes soutenant l'identification et la rémunération de la rareté de capacité dans les marchés.

Tableau 6 : Synthèse de l'approche de PJM, CAISO et ERCOT concernant l'articulation du système nodal avec les signaux de long terme

Constituant	PJM	CAISO	ERCOT
Mécanisme de droits financiers de transport	Enchères FTR multi-horizons et ARR permettant aux utilisateurs réseau d'être rémunérés par les revenus des enchères FTR	Enchères CRR multi-horizons avec allocation des CRR aux fournisseurs ou porteurs de projets marchands	Enchères CRR multi-horizons avec allocation des revenus des enchères aux RE
Processus de planification des investissements	Revue annuelle sur 15 ans des projets régulés et marchands	Revue annuelle sur 10 ans des projets régulés et marchands	Revue annuelle sur 6 ans des projets régulés et marchands
Tarification de la rareté	Fonction en escalier activée en infra-journalier	Fonction en escalier activée en journalier et infra-journalier	Fonction dynamique
Mécanismes de capacité	Marché de capacité centralisé avec des produits zonaux	Obligation de capacité reposant sur les fournisseurs	Pas de mécanisme de capacité

Source : FTI Compass Lexecon Energy sur la base de sources diverses

Section 4

Perspectives pour la France et l'Europe

Introduction

- 4.1 Dans cette section, nous mettons en lien les **enseignements théoriques et pratiques de l'approche nodale avec les enjeux auxquels sont confrontés les systèmes électriques en France et en Europe**. Nous proposons **plusieurs pistes de réflexion et de travail inspirées de l'approche nodale** qui pourraient contribuer à répondre à certaines des problématiques actuelles.
- 4.2 Cette section est organisée comme suit :
- Dans un premier temps, nous synthétisons les **enseignements de l'approche nodale**. Les systèmes de prix nodaux, qui s'intègrent dans une architecture de marché plus large, sont reconnus comme permettant d'utiliser les ressources de production/flexibilité et de réseau de manière optimale. Ils contribuent à véhiculer des signaux de plus long terme. Un certain nombre d'adaptations ont permis leur mise en œuvre concrète.
 - Dans un deuxième temps, nous présentons **les enjeux clés auxquels sont confrontés les systèmes électriques français et européens** dans le cadre de la transition énergétique. Ceux-ci sont liés en particulier aux impacts sur les mix de production et sur les réseaux, avec une augmentation de la congestion potentiellement importante, mais également aux problématiques d'optimisation du fonctionnement des marchés de court terme au niveau européen.
 - Dans un troisième temps, nous analysons les **différentes difficultés auxquelles serait confrontée la mise en œuvre d'un système nodal**, tant au niveau national qu'au niveau européen. Celle-ci aurait en effet de multiples implications opérationnelles très importantes pour tous les acteurs des systèmes électriques.
 - Enfin, nous proposons **plusieurs pistes de réflexion et de travail s'inspirant de l'approche nodale** ou de l'architecture des marchés américains au sens plus large. Par exemple, des simulations et analyses plus poussées de l'impact et des bénéfices potentiels de la mise en œuvre d'un système nodal, d'un timbre d'injection pour les pertes, d'approches alternatives soutenant les signaux de localisation de l'investissement ou encore les signaux de court terme pour la flexibilité pourraient être envisagées.

L'approche nodale et sa mise en œuvre aux États-Unis apportent des enseignements intéressants

La revue de littérature présentée dans la Section 2 a montré que l'intérêt de l'approche nodale est très largement reconnu par les économistes. Sa mise en œuvre concrète dans de nombreux marchés de l'électricité, notamment nord-américains, démontre par ailleurs sa faisabilité pratique. Les systèmes de prix nodaux permettent ainsi d'optimiser l'utilisation des ressources de production/flexibilité et du réseau à court terme. Ils contribuent à véhiculer, à plus long terme, des signaux d'investissement pour la production ainsi que des informations importantes pour la planification du réseau.

L'approche nodale permet d'utiliser les ressources existantes de façon optimale

- 4.3 Au travers de la programmation centralisée, **l'approche nodale optimise l'utilisation des capacités de production et des ressources de flexibilité existantes** en tenant compte à la fois de leurs contraintes dynamiques et des contraintes de réseau. L'approche nodale favorise ainsi une meilleure valorisation des ressources flexibles, notamment en présence d'énergies renouvelables. En parallèle, les coûts de gestion des congestions sont réduits dans la mesure où l'impact des capacités de production sur les contraintes de réseau est directement pris en compte dans la programmation et l'utilisation de l'infrastructure de réseau est maximisée. La prise en compte des pertes dans les prix nodaux permet également de programmer les ressources de production de façon à réduire le coût total des pertes.
- 4.4 En amont et au cours de la transition à un système de marché libéralisé, de très nombreuses analyses d'impact ont été conduites par ou pour les ISO/RTO ou les participants aux marchés.³⁷ Bien qu'il ne soit pas toujours évident de distinguer les coûts et bénéfices du passage au nodal des autres éléments de l'architecture standard de marché (SMD), tels que la co-optimisation énergie-réserves, certains ISO/RTO ont effectué des analyses spécifiques à la mise en place du système nodal. Selon la revue de K. Neuhoff et R. Boyd, **les coûts de transition auraient été relativement limités, tandis que les bénéfices auraient été très importants** (Neuhoff, 2011, et bibliographie associée). Ces bénéfices comprennent l'amélioration de la gestion de la congestion, de la sécurité du réseau, de la concurrence sur les marchés ainsi que la diminution des coûts de transactions, de planification et d'interaction avec les autorités de régulation.
- 4.5 En outre, la littérature académique considère que **l'approche nodale est plus robuste à l'exercice de pouvoir de marché qu'une approche zonale**. En effet, la présence de pouvoirs de marché locaux reflète le caractère stratégique de la localisation d'un actif du fait des contraintes de réseau. Elle existe quelle que soit l'architecture de marché en place.

³⁷ Le Ministère fédéral de l'Énergie américain a commandé ou élaboré des synthèses des études sur la mise en place des ISO/RTO ou encore les approches de programmation économique de la production (Éto, 2005 ; US DoE, 2005).

Cependant, l'approche nodale réduit ces pouvoirs de marché en permettant d'utiliser de façon plus efficace le réseau existant ainsi qu'en renforçant la transparence sur l'existence de contraintes de réseau et sur les prix proposés par les producteurs localisés sur ces nœuds congestionnés. Dans plusieurs marchés aux Etats-Unis, des mesures de contrôle des offres des acteurs ont été intégrées dans le fonctionnement des marchés afin de prévenir *ex ante* l'exercice abusif de pouvoir de marché. Ainsi, une des critiques récurrentes sur le risque et l'impact de pratiques anticoncurrentielles dans un marché nodal peut être largement écartée.

L'approche nodale contribue à donner un signal de long terme pour guider les investissements

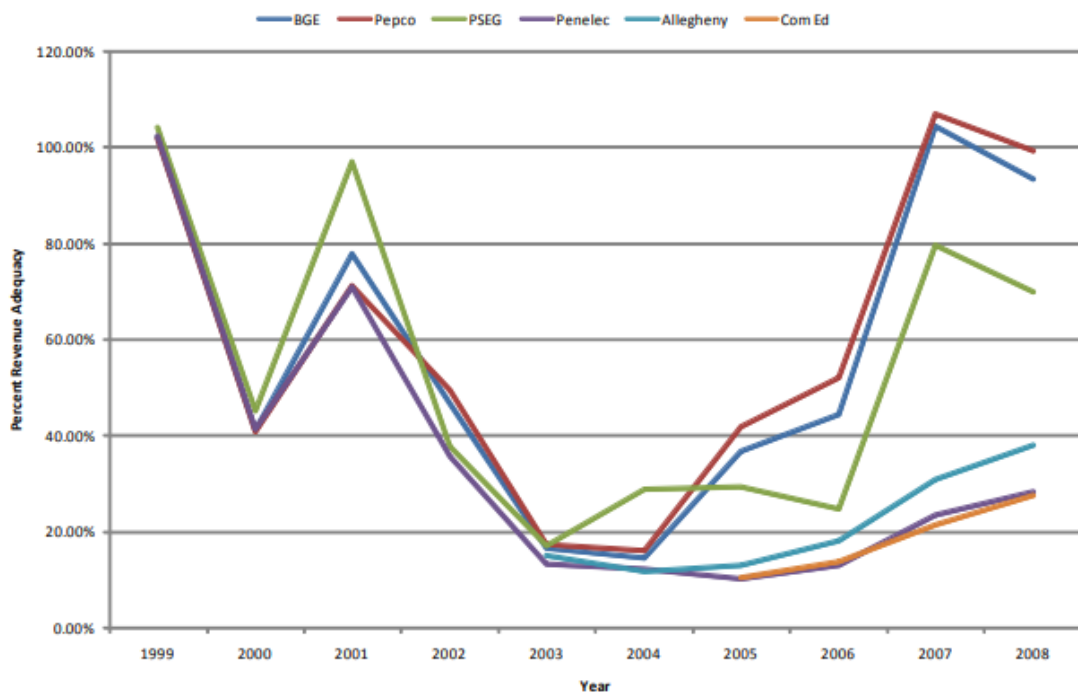
- 4.6 L'approche nodale contribue à véhiculer des signaux d'investissement pouvant soutenir le développement de capacités de production ou de sources de flexibilité au niveau local. Cette amélioration du signal à l'investissement provient en premier lieu de la rémunération différenciée des ressources de production en fonction de leur localisation. Elle provient également du **renforcement de la transparence sur les contraintes de réseau et sur la localisation optimale des actifs**.
- 4.7 Ce signal, bien qu'il se traduise par des revenus plus importants localement et permette d'obtenir une plus grande transparence sur les revenus atteignables, n'est toutefois pas suffisant *a priori*. Les économies d'échelle et l'indivisibilité des investissements (de réseau comme de production) constituent en effet des freins à un dimensionnement parfaitement optimal du parc de production et du système électrique. Par ailleurs, **de multiples autres facteurs peuvent avoir une influence déterminante sur les décisions de localisation des investissements**, tels que la présence d'infrastructures annexes (eau, possibilité d'acheminement des combustibles, etc.), les normes environnementales en vigueur ou encore la stabilité réglementaire (National Energy Technology Laboratory, 2010).³⁸
- 4.8 En outre, la problématique de la gestion du risque sur les revenus est présente quelle que soit l'architecture de marché considérée. Dans les systèmes nodaux, **la volatilité du signal prix de court terme peut être plus importante que sur un marché zonal, même si elle peut être (au moins en partie) compensée par des produits de couverture spécifiques** ou encore des contrats bilatéraux entre les acteurs du marché. Selon une étude quantitative récente de PJM, les dispositifs fournis par les marchés organisés aux Etats-Unis pour gérer le risque d'investissement, en particulier le système de prix nodaux associé aux outils de couverture des risques comme les droits financiers de transport, contribuent à contenir le

³⁸ Par exemple, un projet de centrale à gaz dans le marché CAISO (zone Southern California Edison), qui avait été développé pour répondre à des questions précises d'adéquation locale (se traduisant potentiellement par des prix nodaux plus élevés), a été finalement abandonné suite à une décision adverse de l'autorité de régulation californienne qui pointait des défauts dans le processus de planification. Source : <https://www.utilitydive.com/news/has-california-built-its-last-natural-gas-plant/511267/>

coût d'investissement dans de nouvelles centrales à des conditions comparables à celles d'environnements régulés (PJM Interconnection, 2016).

- 4.9 Par ailleurs, ce signal peut être **couplé à des mécanismes de rémunération complémentaire**, comme par exemple le marché de capacité zonal de PJM. Comme illustré dans la Figure 14 ci-dessous, son introduction en 2006-2007 a permis d'augmenter significativement l'adéquation des revenus dans les zones de transport contraintes à l'importation (telles que Baltimore Gas & Electric Company, Potomac Electric Power Company et Public Service Electric and Gas Company) et donc de fournir un signal de localisation clair (PJM, 2010). **La cohérence et la coordination de ces signaux doivent toutefois être assurées** pour maintenir une efficacité globale.

Figure 14 : Adéquation des revenus nets pour des turbines à combustion dans des zones de transport sélectionnées de PJM (1999-2008)



Source : PJM (2010), « A Review of Generation Compensation and Cost Elements in the PJM Markets »

L'approche nodale est complexe, mais sa mise en œuvre est possible

- 4.10 L'expérience américaine montre que la mise en œuvre pratique de l'approche nodale est tout à fait possible. Si les cas du Texas ou de la Californie ont montré que les travaux relatifs à l'architecture précise du marché nodal et la décision finale de mise en œuvre pouvaient prendre du temps, il a suffi de quelques mois pour passer d'une approche zonale à un système nodal sur PJM après que des défaillances importantes ont été observées (Hogan,

1999).³⁹ Malgré le fait que l'approche nodale soit promue par la FERC, **sa mise en œuvre s'est largement fondée sur des décisions volontaires et progressives, y compris pour les marchés précurseurs comme PJM**, où le marché nodal s'est étendu progressivement à des marchés connexes.

- 4.11 L'expérience américaine fait également apparaître des **mécanismes spécifiques visant à faciliter la mise en œuvre de l'approche nodale et son acceptabilité**. Ainsi, une partie importante des revenus issus de la rente de congestion est distribuée aux acteurs de marché de façon à ne pas léser les acteurs d'une région donnée au profit d'autres et, potentiellement, à limiter les risques de coûts échus sur des actifs ayant été construits avant la réforme en question. En outre, **une péréquation tarifaire peut être appliquée à l'ensemble des consommateurs, notamment résidentiels**. La possibilité de bénéficier des prix faibles aux nœuds les moins chers peut cependant être laissée ouverte aux consommateurs les plus sensibles au prix de l'électricité.
- 4.12 En termes de régulation, les tarifs de réseau de transport restent régulés d'une façon similaire à l'Europe, étant fonction du revenu autorisé des gestionnaires et permettant de couvrir les coûts d'exploitation et d'investissement dans les réseaux. **Les revenus des gestionnaires de réseau ne dépendent pas des recettes de congestion** et ne sont donc pas sujets à leur volatilité. Toutefois, du fait notamment de la structure de propriété des réseaux de transport (généralement possédés par les entreprises historiques verticalement intégrées), les gestionnaires de réseau sont indépendants des propriétaires des actifs. **La gestion du marché et l'exploitation du système électrique sont portées aux Etats-Unis par des opérateurs indépendants (ISO) et à but non lucratif**.

³⁹ Un historique de l'adoption du système nodal dans des ISO/RTO sélectionnés est fourni en Annexe B.

L'approche nodale est une option à considérer pour répondre aux enjeux auxquels font face l'Europe et la France

La transition énergétique en France et en Europe crée plusieurs enjeux clés pour les systèmes électriques. Ceux-ci sont liés en particulier aux impacts de la transition sur les mix de production et sur les flux en résultant sur les réseaux, avec une augmentation de la congestion potentiellement importante. Se posent également de manière croissante des questions liées à l'optimisation du fonctionnement des marchés de court terme au niveau européen.

Importance des signaux de localisation dans un système électrique en profonde transformation

Impact de la transition énergétique sur le mix de production

- 4.13 De par sa politique ambitieuse de transition énergétique, l'Union européenne (« UE ») s'est engagée dans une transformation profonde de son système électrique. Cette transformation vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre en développant les sources d'énergie renouvelables et en améliorant l'efficacité énergétique, tout en assurant un approvisionnement énergétique fiable et à des prix abordables. Ainsi, par rapport à 1990, l'UE s'est fixée comme objectif de réduire de 40 % ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 et pourrait les diviser au moins par cinq d'ici 2050.
- 4.14 Cette politique met notamment l'accent sur le secteur électrique. **La production d'électricité devra être quasiment décarbonée d'ici à 2050** et les transferts d'usage, tels que dans la mobilité et le transport, contribueraient à décarboner les autres secteurs. Pour ce faire, les ENR, en premier lieu desquelles les énergies éolienne et solaire, remplacent progressivement les sources conventionnelles de production, avec un développement accéléré décentralisé au niveau des réseaux de distribution et soutenu par des dispositifs de subvention. La forte pénétration de ces ENR pour la plupart variables nécessitera, au moins à terme, le **développement de nouvelles sources de flexibilité**, telles que l'effacement, le stockage ou des centrales flexibles de production.
- 4.15 En France, au-delà de l'intégration progressive d'ENR variables, la **transformation du mix énergétique est renforcée par les politiques concernant l'énergie nucléaire**. La loi de transition énergétique de 2015 prévoyait de réduire la part du nucléaire dans la production domestique d'électricité à 50 %.⁴⁰ Bien que le gouvernement français ait annoncé le décalage de cet objectif en novembre 2017, la fermeture forcée de certaines tranches nucléaires (nécessaire pour tenir cet objectif) ou programmée du fait de l'âge des centrales, va avoir un effet majeur sur les injections d'électricité et les flux sur le réseau français.

⁴⁰ Loi sur la Transition Énergétique pour une Croissance Verte. Source : <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000031044385&categorieLien=id>

Impact sur les réseaux et importance des signaux de localisation

- 4.16 Ces mutations du système électrique vont avoir un **impact majeur sur les flux sur le réseau et sur les besoins d'investissements**, à la fois au niveau du transport et de la distribution d'électricité. Un rapport pour le Parlement européen chiffre **entre 40 et 62 milliards d'euros par an le besoin d'investissement dans les réseaux de transport et distribution d'électricité**, soit une augmentation comprise entre 15 et 80 % par rapport aux montants actuels, afin d'atteindre les objectifs européens à l'horizon 2050 (European Parliament, 2017).
- 4.17 Or, à l'heure actuelle, **les producteurs ont peu d'information sur la localisation des contraintes et les coûts qu'ils peuvent engendrer** sur le système électrique au-delà des frais de raccordement et, s'agissant des énergies renouvelables, d'une partie des coûts de renforcements locaux nécessaires à l'évacuation de leur production. Ceci est vrai à la fois pour les nouveaux producteurs ou opérateurs de flexibilité, mais également pour les producteurs ou consommateurs existants, dont la fermeture de sites pourrait également engendrer des coûts importants.
- 4.18 Pour pallier le manque de signaux, des mécanismes *ad hoc*, tels que des appels d'offres régionaux, ont été utilisés pour localiser des sources de production (par exemple pour la construction d'une centrale au gaz en Bretagne), voire d'effacement, dans les régions contraintes. Toutefois, ces mécanismes répondent essentiellement à des besoins ponctuels ou très localisés. Ils ne semblent pas adaptés pour gérer la transition dans un système en profonde transformation et minimiser les surcoûts pour le système électrique.
- 4.19 Dans un tel contexte, **une meilleure coordination du développement de la production et des sources de flexibilité (voire de la consommation) et du réseau pourrait permettre de réduire les coûts de cette mutation**, en particulier en encourageant la localisation des investissements dans la production ou les sources de flexibilité, ou encore le maintien (ou la fermeture) des sources existantes, dans des zones favorables du point de vue du réseau.

Perspectives d'optimisation du fonctionnement des marchés de court terme

- 4.20 Les zones de marché en Europe reflètent aujourd'hui principalement les frontières des Etats membres, sans forcément prendre en compte les contraintes réelles de réseau. Cela pose différents problèmes, que ce soit en termes de signaux de court terme pour la programmation de la production et des autres sources de flexibilité ou de long terme pour l'investissement dans les réseaux et les moyens de production et de flexibilité.
- 4.21 Au sein de ces zones, les acteurs de marché sont libres de s'échanger de l'électricité, sans avoir à tenir compte des contraintes de réseau. Pour autant, ces **contraintes existent ou peuvent être progressivement créées par les évolutions de l'utilisation du réseau** en l'absence de signal envoyé aux utilisateurs. En effet, les décisions de production et de

consommation, qui peuvent être modifiées jusqu'en infra-journalier⁴¹, ont un impact sur les flux et donc sur les capacités disponibles des lignes du réseau, à la fois nationales et transfrontalières.

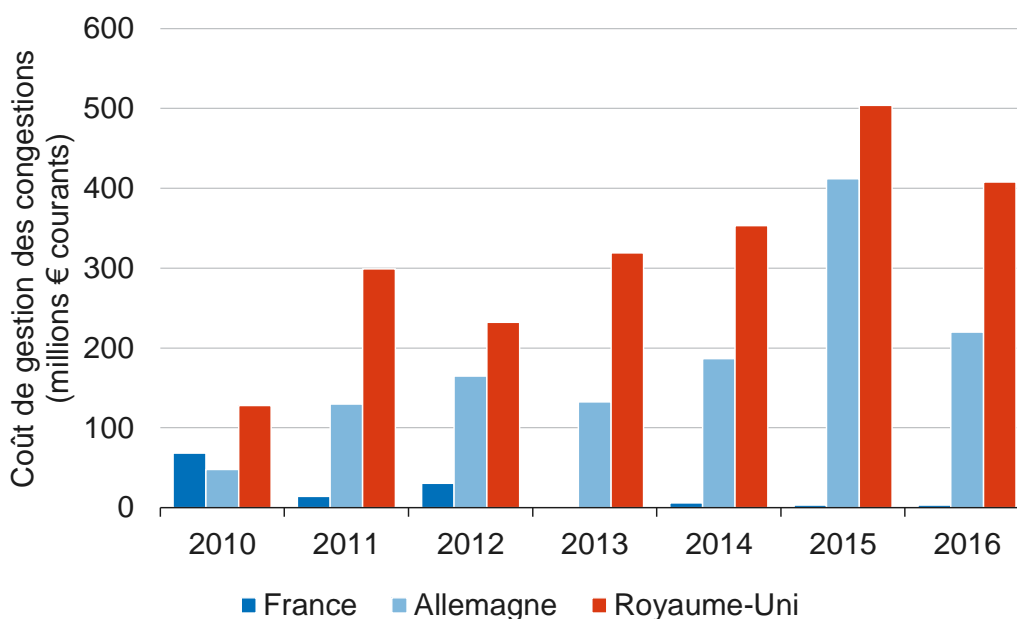
- 4.22 *S'agissant des lignes faiblement impactées par les échanges transfrontaliers*, le gestionnaire du réseau de transport doit avoir recours à des mesures de *redispatching* si les flux risquent de dépasser les niveaux admissibles en tenant compte du risque de perte d'un ouvrage (règle du « N-1 »), c'est-à-dire qu'il va modifier les plans de production de certaines centrales de façon à augmenter la production en aval de la contrainte et la réduire en amont. **Les coûts liés au *redispatching* restent faibles en France, mais ils ont connu une augmentation importante dans d'autres pays**, notamment en Grande-Bretagne ou en Allemagne, comme illustré dans la Figure 15 ci-dessous.⁴²
- 4.23 Bien qu'un certain nombre de différences puissent contribuer aux écarts de coût très importants par rapport à la France⁴³, il est important de souligner que ces deux pays sont en avance de phase dans la transition énergétique par rapport à la France et que cette tendance à l'augmentation pourrait ainsi s'observer en France dans quelques années.

⁴¹ Le délai de neutralisation est actuellement d'une heure en France mais il diffère d'un pays à l'autre.

⁴² Cette situation est également décrite par Joos et Staffell, selon la revue desquels les coûts de gestion de congestion ont augmenté de 74 % en Grande-Bretagne et ont été multipliés par 14 en Allemagne entre 2010 et 2016 (Joos, 2018).

⁴³ Il existe par exemple des différences en termes de maillage du réseau. Par ailleurs, la fermeture accélérée des centrales conventionnelles (nucléaire en Allemagne et charbon au Royaume-Uni) et un développement des ENR moins diffus qu'en France peuvent avoir contribué à l'augmentation importante des coûts de gestion de congestion en Allemagne et au Royaume-Uni.

Figure 15 : Evolution du coût de gestion des congestions en France, Allemagne et au Royaume-Uni (2010-2016)



Notes : Donnée 2013 manquante pour la France.

Source : France : Bilans Mensuels du Mécanisme d'Ajustement de RTE (« Coût de résorption des congestions réseau »), Allemagne : Monitoringberichte de Bundesnetzagentur (« National and cross-border redispatch and countertrading »), Royaume-Uni : Monthly Balancing Services Summary de National Grid (« Total management cost of transmission constraints »)

- 4.24 S'agissant des lignes impactées par les échanges transfrontaliers, il existe aujourd'hui un **potentiel arbitrage entre le niveau des capacités d'interconnexion offert au marché et le niveau de *redispatching* nécessaire pour résoudre les problèmes de congestion** pouvant apparaître entre les différentes zones. En effet, l'existence de zones de prix très hétérogènes complique la tâche des gestionnaires de réseau de transport qui doivent recourir à des méthodes de calcul des capacités d'interconnexion complexes et potentiellement sous-optimales.
- 4.25 En outre, dans le calcul des capacités entre zones, il est nécessaire pour le gestionnaire d'estimer l'impact d'une variation de la position nette d'une zone, du fait d'un échange transfrontalier supplémentaire, sur une ligne potentiellement contrainte et en appliquant la règle du N-1. Or, cet impact va être très différent en fonction de la centrale appelée à moduler sa production au sein de la zone, particulièrement au sein de grandes zones. Cette difficulté peut amener à une prise de marge importante et à une diminution de la capacité offerte au marché. Malgré les avancées permises par le calcul des capacités fondé sur les flux (« *flow-based* »), cette difficulté reste entière. En outre, la mise en œuvre du *flow-based*

en infra-journalier, qui fonctionne sur la base d'un trading continu, soulève également des difficultés, voire des interrogations sur sa faisabilité et son efficacité.⁴⁴

- 4.26 Pour traiter ces problèmes, une première étude sur la révision des zones a eu lieu en Europe. Cette étude s'est heurtée à des **difficultés sur la définition et l'évaluation des zones pertinentes dans un système en pleine évolution, ainsi qu'à une opposition politique et à des divergences fortes sur la pertinence et la façon de réviser les zones de prix**. ENTSO-E a considéré que l'analyse quantitative n'était pas conclusive et l'évaluation multicritères n'avait dès lors pas permis de conclure à des options de révision des zones actuelles (ENTSO-E, 2018).
- 4.27 Enfin, au-delà des aspects transfrontaliers, dans l'architecture de marché actuelle, les **acteurs ne prennent pas en compte les contraintes qui peuvent émerger sur le réseau dans les décisions de programmation** de la production et des effacements. Les congestions sur le réseau français sont peut-être contenues, (i) d'une part, par les investissements réalisés par RTE et les gestionnaires de réseau de distribution, (ii) d'autre part, par les délais de raccordement (et l'attente des renforcements) et les limitations d'injection parfois imposées aux nouveaux producteurs et, (iii) enfin, par une réduction des capacités mises à la disposition du marché aux frontières lorsque c'est nécessaire. Le fonctionnement du marché de court terme ne permet pas d'optimiser l'utilisation des sources de production en fonction des contraintes de réseau.
- 4.28 En outre, les **pertes en ligne générées par les échanges d'électricité sur le réseau**, qui peuvent varier en fonction des choix d'utilisation du parc de production pour satisfaire une demande donnée, **ne sont pas prises en compte par les acteurs** de marché dans la programmation de leurs actifs. Pourtant, les charges liées à l'achat des pertes en ligne représentent un poste de coût majeur pour les gestionnaires de réseau.⁴⁵ Une forme de tarification dynamique et géographiquement différenciée des pertes pour les producteurs pourrait avoir un effet incitatif visant à optimiser l'utilisation des actifs du système afin de réduire les pertes.

⁴⁴ L'autorité de régulation de la Belgique (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz, ou CREG) a ainsi récemment publié une étude mettant en lumière plusieurs dysfonctionnements du couplage de marché *flow-based* dans la zone Centre-Ouest, liés notamment à la non-prise en compte des externalités induites par l'existence de grandes zones de marché ou encore à des actions discrétionnaires des gestionnaires de réseau de transport concernés (CREG, 2017).

⁴⁵ Sur la période du TURPE 4, les pertes électriques ont ainsi représenté en moyenne 11 % du revenu annuel autorisé de RTE et 20 % des charges d'exploitation annuelles (hors péage RTE) d'Enedis (CRE, 2016).

L'approche nodale soulèverait toutefois des difficultés de mise en œuvre en France ou en Europe

La mise en œuvre d'un système nodal, tant au niveau national qu'au niveau européen, aurait des implications opérationnelles très fortes pour tous les acteurs du système, concernant tout autant la programmation de l'exploitation, la gestion des réseaux et des interconnexions ou encore le statut des gestionnaires de réseau et des opérateurs de bourse.

Faisabilité de l'approche nodale dans le marché intégré européen

- 4.29 Dans le contexte de l'objectif de création d'un marché intégré européen, **la mise en place d'une approche nodale devrait se faire à la maille européenne** afin d'en maximiser les bénéfices. Or, le passage au nodal au niveau européen nécessiterait une évolution du modèle-cible et des réglementations associées transformant en profondeur l'architecture de marché, alors même que la Commission européenne a entamé en novembre 2016 une nouvelle réforme des marchés européens de l'électricité avec un horizon de mise en œuvre en 2025.⁴⁶ **Un tel changement serait donc long à faire accepter et à mettre en place.** Les positions contrastées concernant l'évolution des zones de prix donnent un aperçu des difficultés, notamment en termes d'acceptabilité, qui pourraient être rencontrées.
- 4.30 Alternativement, la France pourrait envisager de mettre en place de manière unilatérale un système de prix nodaux. **La programmation au niveau national serait alors améliorée pour mieux gérer les contraintes de réseau internes** à la France. Toutefois, **une telle approche ne garantirait pas, a priori, une amélioration de la gestion des contraintes transfrontalières.** Or, les impacts transfrontaliers risquent d'être très importants et de peser sur l'efficacité globale du marché. En outre, on peut s'interroger sur la faisabilité d'intégrer un marché nodal dans le couplage de marché, en termes algorithmiques ou en termes d'acceptabilité au niveau européen, et sur les difficultés de mise en œuvre.⁴⁷ Outre le couplage de marché, l'interaction d'un marché nodal français avec le reste du marché européen aura des implications fortes en infra-journalier et au moment de l'ajustement.

⁴⁶ Paquet « Une énergie propre pour tous les Européens ». Source : <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

⁴⁷ Si l'on souhaitait intégrer le nodal en France au couplage de marché, il faudrait découpler la capacité computationnelle de l'algorithme du fait de la multiplication des contraintes à gérer et, probablement, faire évoluer les produits pour mieux refléter les contraintes opérationnelles des centrales de production. Une telle évolution de l'algorithme devra être acceptée par l'ensemble des parties prenantes européennes. Alternativement, il faudrait organiser une programmation nodale après les résultats du couplage de marché, avec un risque de dés-optimisation des échanges transfrontaliers

Mise en œuvre et implications opérationnelles

- 4.31 Le passage au nodal, à l'échelle française ou européenne, nécessiterait des changements réglementaires et opérationnels conséquents.
- 4.32 D'une part, alors que les acteurs de marché sont aujourd'hui majoritairement responsables de l'optimisation de la programmation de leurs actifs au sein de leur portefeuille et de l'équilibrage de leurs injections et soutirages, dans un système nodal, la responsabilité de la programmation est portée par l'opérateur de réseau.⁴⁸ **On passerait donc d'une logique de programmation décentralisée à une logique de programmation centralisée**, avec un changement dans les responsabilités des parties prenantes.
- 4.33 Le passage à la programmation centralisée, la gestion des multiples contraintes de réseau potentielles et la modélisation fine des pertes **nécessiteraient des outils sophistiqués, notamment s'agissant de l'algorithme, et des produits reflétant les contraintes d'exploitation** des centrales de production et autres sources de flexibilité. En effet, chaque producteur peut intégrer ses contraintes de façon agrégée dans son portefeuille à la maille de la zone de marché et utiliser des produits standards horaires ou blocs (voire infra-horaires) pour s'équilibrer. Ceci serait d'autant plus important pour intégrer également dans l'optimisation les mesures topologiques et autres actions correctives à la main des gestionnaires de réseau.
- 4.34 Le passage à un système de prix nodaux nécessiterait par ailleurs de **rapprocher les activités de gestionnaire de réseau des activités de bourses de l'énergie pour les échéances de court terme**. La formation des prix, la gestion opérationnelle du réseau et la programmation de la production sont en effet intégrées et doivent être réalisées de façon centralisée. Si le modèle d'opérateur de réseau indépendant (ISO) n'apparaît pas en soi un prérequis à la mise en œuvre du nodal à une maille nationale, le régulateur devrait toutefois s'assurer que le gestionnaire de réseau de transport, qui toucherait une rente de congestion plus importante au lieu d'avoir des charges liées à la résolution des congestions par le *redispatching*, garderait de bonnes incitations en matière d'investissements. En revanche, **à une échelle internationale, la question de la création d'un ISO européen serait de fait posée** dans la mesure où la gestion des systèmes de prix nodaux est centralisée et couvrirait les zones de contrôle de multiples gestionnaires de réseau de transport et les marchés opérés par différentes bourses.
- 4.35 Pour permettre aux acteurs de marché de se couvrir des risques de variations des prix aux différents nœuds du réseau, un **marché de contrats pour différence** (correspondant aux droits financiers de transport dans les marchés américains) devrait être mis en place.

⁴⁸ Dans le modèle actuel, les gestionnaires de réseau de transport effectuent néanmoins des actions de gestion proactive pour garantir l'équilibre global du système au-delà des obligations d'équilibrage individuelles.

- 4.36 Enfin, le **maintien de la péréquation tarifaire nécessiterait également des aménagements**. Toutefois, ces derniers s'avèreraient nettement plus simples à mettre en place. Par exemple, en Italie, le prix d'achat de l'énergie sur le marché est uniforme pour les consommateurs alors qu'il existe des zones de prix pour les producteurs.

Quand bien même l'étude ne permet pas de conclure sur la mise en œuvre de l'approche nodale en France et en Europe, des pistes de réflexion et travail ont été identifiées

Plusieurs pistes de réflexion et de travail s'inspirant de la théorie nodale et de sa mise en œuvre dans les marchés américains ont été tirées de l'étude, couvrant notamment des analyses complémentaires de la faisabilité et de l'impact de la mise en œuvre d'un système nodal, d'un timbre d'injection pour les pertes ainsi que d'approches alternatives soutenant les signaux de localisation de l'investissement ou encore les signaux pour la flexibilité.

Simuler la mise en œuvre du nodal

- 4.37 Quand bien même notre étude ne permet pas de conclure sur la pertinence de la mise en œuvre de l'approche nodale en France et en Europe, la revue de la littérature académique autant que l'expérience américaine mettent en évidence certains de ses avantages. Par ailleurs, selon une modélisation de K. Neuhoff et al., la mise en œuvre de prix nodaux sur la plaque européenne, en considérant différents scénarios de pénétration des renouvelables, pourrait accroître les échanges aux frontières de 34 %, réduire les coûts opérationnels de 0,8 à 2 milliards d'euros par an (soit une réduction de 1,1 à 3,3 % du total) et réduire le prix moyen dans la majorité des pays considérés (Neuhoff, 2013). Pouvoir **analyser de façon plus concrète les bénéfices de sa mise en œuvre en France et en Europe** serait donc particulièrement utile.
- 4.38 Une des suites de cette étude pourrait ainsi notamment être de **développer une capacité de modélisation des systèmes de prix nodaux et de mener des simulations de ces systèmes** en parallèle du fonctionnement du marché classique (« *parallel runs* ») afin d'analyser plus finement l'intérêt et les bénéfices potentiels de l'approche. Cette tâche pourrait être prise en charge par RTE ou ENTSO-E, idéalement à la maille régionale ou européenne, avec plusieurs objectifs potentiels :
- Ces simulations permettraient de **comparer l'efficacité du système par rapport à la configuration actuelle des zones et au *flow-based* actuel**.
 - Elles pourraient apporter **davantage de transparence sur les contraintes du réseau**, que ce soit pour les régulateurs ou les acteurs de marché.
 - Enfin, elles pourraient potentiellement être utilisées pour **étudier des formes alternatives de signaux tarifaires**, par exemple s'agissant des pertes.
- 4.39 Il est toutefois nécessaire de noter que ce travail de modélisation est complexe à mener et nécessitera des données ou des hypothèses sur les caractéristiques et les coûts des centrales, des données précises sur le réseau et les parades envisageables, un algorithme permettant d'optimiser à une maille nodale, etc. Nous comprenons néanmoins que les travaux menés à l'échelle européenne sur la revue des zones de marché ont permis d'avancer sur certaines de ces questions de modélisation, mais ont également rencontré beaucoup de difficultés pour obtenir des résultats fiables.

Etudier la mise en place d'un timbre d'injection pour les pertes

- 4.40 L'expérience américaine montre que les pertes constituent un facteur d'optimisation important. W. Hogan et S. Pope mettent par exemple en lumière que le niveau des coûts des pertes marginales de PJM est comparable à celui des coûts de congestion et qu'il a décliné depuis la mise en œuvre de la tarification des pertes marginales (Hogan, 2017). A défaut de mettre en place un système de prix nodaux, *a fortiori* traitant des pertes réseau, il pourrait donc être intéressant **d'étudier la mise en place d'un timbre d'injection géographiquement et temporellement différencié pour les pertes.**
- 4.41 Celui-ci pourrait prendre la forme d'un **pourcentage d'énergie appliqué en déduction de la production** des producteurs raccordés au réseau de transport, voire aux niveaux de tension les plus élevés du réseau de distribution, **ou inversement si la production sur le nœud considéré permet de réduire les pertes.** Ce pourcentage pourrait être calculé et modulé quotidiennement, par exemple en J-2 afin de bien prendre en compte les conditions du parc de production et leur impact sur les pertes en ligne.
- 4.42 Cette approche serait vraisemblablement sous-optimale par rapport à l'approche nodale raffinée aujourd'hui en œuvre dans les marchés du nord-est américain, mais elle pourrait tout de même apporter des bénéfices. Une étude préalable permettrait d'en évaluer les bénéfices pour ensuite décider, si la pertinence pratique est démontrée, d'une application concrète.
- 4.43 Un point d'attention devra toutefois être l'impact transfrontalier d'une telle mesure afin de ne pas pénaliser la compétitivité des centrales de production en France par rapport à celles des pays voisins.

Envisager des approches alternatives pour donner des signaux de localisation

- 4.44 D'autres outils pourraient également être envisagés pour donner de meilleurs signaux de localisation et mobiliser des ressources complémentaires au niveau local, non seulement pour les gestionnaires de réseau de transport, mais également, potentiellement, par les gestionnaires de réseau de distribution.
- 4.45 Par exemple, les plateformes de marché locales, qui émergent actuellement en Europe, constituent une piste de réflexion à étudier. Si un système de prix nodaux s'avérait trop complexe ou inefficace du fait de l'interaction avec le reste du marché européen par exemple (dans le cas d'une mise en œuvre uniquement en France), **ces plateformes de marché locales pourraient servir aux gestionnaires de réseaux, à la fois de transport et de distribution, pour gérer les contraintes** de réseau à tout niveau de tension.

Démonstrateur de plateforme de marché locale en Allemagne

Dans le cadre du démonstrateur enera, une plateforme de marché locale est en cours de développement. Elle regroupe pour l'instant deux gestionnaires de réseau de distribution (Avacon Netz et EWE Netz), un gestionnaire de réseau de transport (TenneT) et un opérateur de bourse (Epex Spot), avec l'objectif de proposer des solutions de gestion de la congestion réseau locale sur la base de signaux prix.

En pratique, les offres de flexibilité sont centralisées dans des carnets d'ordres locaux et peuvent être mobilisées par les différents gestionnaires en fonction des besoins locaux des réseaux. La centralisation permet de faire face aux potentiels conflits d'activation.

Source : <http://energie-vernetzen.de/en/project>

- 4.46 Si elles ne donneront pas un résultat aussi optimal qu'avec une optimisation globale à travers l'approche nodale, elles pourraient répondre de façon pragmatique et simple à des besoins locaux spécifiques et donner plus de transparence sur la localisation et les types de besoins des gestionnaires de réseaux. En cela, elles pourraient être **favorables à l'émergence de flexibilités locales et à un pilotage du réseau plus efficace**.
- 4.47 Pour que celles-ci apportent effectivement des bénéfices, il faudra toutefois s'assurer (i) de la bonne coordination avec les marchés infra-journaliers et les mécanismes d'ajustement, également utilisés par RTE pour gérer les contraintes locales, (ii) de la bonne coordination entre la distribution et le transport, de façon à tirer le meilleur parti des ressources locales disponibles sans que l'activation par un gestionnaire de réseau ne crée de contraintes supplémentaires sur le réseau d'un autre gestionnaire et (iii) que les incitations aux responsables d'équilibre soient efficacement préservées⁴⁹.
- 4.48 En outre, dans la mesure où l'un des objectifs de l'approche nodale est de donner des signaux de localisation de long terme pour les investissements et mieux coordonner le développement du réseau et de la production/flexibilité, des **approches de signaux de localisation alternatives** pourraient être étudiées pour faire émerger des flexibilités locales, comme par exemple à travers :
- Des tarifs de réseau à la capacité géographiquement différenciés ;
 - Des charges de raccordement intégrant tout ou partie des coûts de renforcement ; ou encore

⁴⁹ A titre transitoire ou expérimental, des solutions simples peuvent être envisagées même si elles présentent un risque de sous-optimalité : par exemple, l'activation des ressources pourrait rééquilibrer par le responsable d'équilibre du (des) site(s) sur la zone de marché, en dehors de ces sites, quand bien même, potentiellement, la localisation des ressources appelées pour se rééquilibrer ne soit pas connue et puisse avoir un impact. A plus long terme, des solutions plus efficaces pourraient être envisagées.

- Des marchés de capacité zonaux.

4.49 Il faut toutefois noter que ces approches, si elles peuvent être utiles pour orienter les décisions des investisseurs en termes de localisation, sont complexes à mettre en œuvre et présentent aussi des inconvénients, qu'il convient d'analyser précisément avant toute mise en œuvre prématurée.

Améliorer les signaux de court terme et pour la flexibilité

4.50 Au-delà des signaux de localisation, l'expérience américaine a aussi mis en évidence **des possibilités pour améliorer les signaux de court terme, notamment pour mieux refléter la rareté sur le marché et mieux rémunérer les ressources flexibles** qui fournissent des réserves au gestionnaire de réseau.

4.51 *En premier lieu, la mise en place d'une co-optimisation des réserves et de l'énergie permettrait de répartir le plus efficacement possible les réserves d'équilibrage* et de les rémunérer au plus juste. Celle-ci pourrait être envisagée même dans le cadre d'un marché décentralisé. Par exemple, lors du couplage de marché, les producteurs offriraient à la fois de l'énergie et des produits de réserves. Du côté de la demande, outre les acheteurs d'énergie, les gestionnaires, voire des fournisseurs de réserves souhaitant échanger leurs engagements, formuleraient des offres d'achat de réserves. L'algorithme optimiserait le croisement des offres et demandes d'énergie et des offres et demandes de réserves conjointement. L'allocation des capacités transfrontalières entre échanges d'énergie et échanges de réserves serait également optimisée⁵⁰. Une programmation centralisée n'est ainsi pas une *condition sine qua non*. Toutefois, l'algorithme devrait être en mesure d'allouer ces différents types de produits, avec des possibilités d'offres incompatibles entre elles, et les fournisseurs de réserves devraient dans tous les cas être agréés et certifiés par les gestionnaires.

4.52 *En second lieu, la tarification de rareté (« scarcity pricing ») pourrait également être étudiée.* L'objectif serait de **refléter dans le marché de l'ajustement et/ou journalier la rareté des capacités de production ou d'effacement**, correspondant à la faiblesse des marges, au travers d'un complément de prix pendant ces périodes de tension potentielles. Cette approche permet en théorie (i) de donner un signal aux acteurs de marché sur la tension du système et le risque en termes de sécurité d'approvisionnement pendant ces périodes, et (ii) de les inciter à se couvrir de ces situations.

4.53 Toutefois, les modalités de mise en œuvre devront être analysées avec précaution. En particulier, si le signal est appliqué dans les marchés de court terme comme cela a été proposé en Belgique (CREG, 2016), il conviendra de s'interroger sur les capacités du signal

⁵⁰ On pourrait imaginer, pour commencer, que la co-optimisation ne soit réalisée qu'à la maille zonale, c'est-à-dire sans chercher à échanger des réserves de façon transfrontalière et à optimiser l'allocation des capacités d'interconnexion à la fois pour les échanges d'énergie et de réserves.

à se propager dans les marchés antérieurs. En effet, l'intégration par les producteurs de ce signal (représentant un complément de rémunération pour eux s'ils vendent sur les marchés de court terme) dans leurs offres de prix dans les marchés journaliers ou à termes pourrait soulever des questions d'ordre concurrentiel, particulièrement dans des marchés concentrés comme en France. En outre, l'interaction avec le mécanisme de capacité devra être étudiée.

Annexe A

Bibliographie

Littérature économique et technique relative au système nodal

- A.1 Bjordal, M.H., Jörnsten, K. (2007). "Benefits from coordinating congestion management - The Nordic power market". Energy Policy, vol. 35, issue 3, 1978-1991
- A.2 Bohn, R.E., Caramanis, M.C. & Schweppe, F.C (1984). "Optimal pricing in electrical networks over space and time", Rand Journal of Economics, Vol. 15, No. 3, pp. 360-376
- A.3 Boiteux M., Stasi P. (1952). « Sur la détermination des prix de revient de développement dans un système interconnecté de production-distribution », Vingt-cinq ans d'économie électrique, Paris Dunod, pages 361-400
- A.4 Brunekreeft G., Neuhoff K., Newbery D. (2005). "Electricity transmission: an overview of the current debate", Utilities Policy 13: 73 – 93
- A.5 Garg R. (2015). Electric Transmission Seams: A primer – White Paper, prepared for EISP and NARUC. <https://pubs.naruc.org/pub.cfm?id=536EF504-2354-D714-51F0-1BD9D04A5F7E>
- A.6 Green R. (2007). "Nodal pricing of electricity: how much does it cost to get it wrong? ", Journal of Regulatory Economics, 31(2), pp125–149
- A.7 Hogan, W.W (1992). Contract networks for electric power transmission. <http://ksghome.harvard.edu/~whogan/>
- A.8 Hogan W.W., Harvey, S.M. (2000). "Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power. https://sites.hks.harvard.edu/fs/whogan/zonal_jan10.pdf
- A.9 Joskow P., Tirole J. (2005). "Merchant Transmission Investment", Journal of Industrial Economics, LIII(2)
- A.10 Joskow P. (2006). Patterns of transmission investment. Dans Lévêque F. (ed.), "Competitive electricity markets and sustainability, Edward Elgar, 131-186
- A.11 Liu L., Zobian A. (2002). "The importance of marginal loss pricing in an RTO environment", Electricity Journal 15 (8), pages 40-45.

- A.12 Neuhoff, K. et al. (2013). “Renewable electric energy integration: Quantifying the value of design of markets for international transmission capacity”. *Energy Economics*, vol. 40, issue C, 760-772
- A.13 Pérez-Arriaga et al. (1995). “Marginal Pricing of transmission services: an analysis of cost recovery”, *IEEE Transactions on Power Systems*, pages 546-553.
- A.14 Rious, V (2008). The efficiency of short run and long run locational signals to coordinate generation location with lumpy transmission investments. http://www.iern.net/portal/page/portal/ICER_HOME/IERN_ARCHIV/Publications/Access%20Investment%20Tariffs/57B63A251F481CA7E040A8C03C2F55BD.
- A.15 Rious V., Dessante P., Perez Y (2009). Is combination of nodal pricing and average participation tariff the best solution to coordinate the location of power plants with lumpy transmission investments?. <http://cadmus.eui.eu/handle/1814/11027>
- A.16 Sauma E., Oren S. (2007). « Economic criteria for planning transmission investment in restructured electricity markets », *IEEE Transactions on power systems*, VOL. 22, NO. 4
- A.17 Schweppe F.C., Caramanis M.C., Tabors R.D., Bohn R.E. (1988). “Spot pricing of Electricity”, Kluwer Academic Publishers

Documentation sur l’impact du système nodal sur les investissements

- A.18 Botterud, A. (2017). *Electricity Markets and Renewable Energy: United States vs. Europe*. Presentation to ETH Zurich. <https://www.ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/itet/institute-eeh/power-systems-dam/documents/Seminar/Botterud-ETH-20170127.pdf>
- A.19 Eto, J.H, Hale, D.R. (2005). *A Review of Recent RTO Benefit-Cost Studies: Toward More Comprehensive Assessments of FERC Electricity Restructuring Policies*. Report prepared for Office of Electricity Delivery and Energy Reliability – U.S. Department of Energy. <https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-58027.pdf>
- A.20 National Energy Technology Laboratory (NETL) (2010). *Investment decisions for baseload power plants*. Report 402/012910 prepared for the Department of Energy (DoE). <https://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/InvestmtDecsnsBslidPP4.pdf>
- A.21 Neuhoff, K., Boyd, R. (2011). *International Experiences of Nodal Pricing Implementation – Frequently Asked Questions*. Climate Policy Initiative Working Document. <https://climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2011/12/Nodal-Pricing-Implementation-QA-Paper.pdf>
- A.22 Neuhoff, K., Boyd, R. (2011). *Technical Aspects of Nodal Pricing*. Climate Policy Initiative Workshop Report. <https://climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2011/12/Technical-Aspects-of-Nodal-Pricing-Workshop-Report.pdf>

- A.23 Neuhoff K., Hobbs B. F., Newbery D., 2011. "Congestion Management in European Power Networks: Criteria to Assess the Available Options," Discussion Papers of DIW Berlin 1161, DIW Berlin, German Institute for Economic Research. http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.387212.de/dp1161.pdf
- A.24 Newell, S., Spees, K., Pfeifenberger, J., Mudge, R., DeLucia, M., Carlton, R. for The Brattle Group (2012). *ERCOT Investment Incentives and Resource Adequacy*. Report prepared for the Electric Reliability Council of Texas. http://www.puc.texas.gov/industry/projects/electric/40000/Brattle_Report.pdf
- A.25 PJM (2010). *A Review of Generation Compensation and Cost Elements in the PJM Markets*. <http://www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/mrc/20100120/20100120-item-02-review-of-generation-costs-and-compensation.ashx>
- A.26 PJM Interconnection (2016). *Resource Investment in Competitive Markets*. <http://www.pjm.com/~media/library/reports-notice/special-reports/20160505-resource-investment-in-competitive-markets-paper.ashx>
- A.27 Trabish, H.K. (2017). Has California built its last natural gas plant?. <https://www.utilitydive.com/news/has-california-built-its-last-natural-gas-plant/511267/>, consulté le 5 avril 2018
- A.28 United States Department of Energy (2005). *The value of economic dispatch – A report to Congress pursuant to section 1234 of the Energy Policy Act of 2005*. <https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/value.pdf>

Documentation sur l'expérience des marchés aux Etats-Unis

- A.29 Dale, S., Fesmire B. and Janardhan V., Loss Modeling in T&D Systems: Is \$25 Billion Worth Losing?. <https://www.fortnightly.com/fortnightly/2002/08/loss-modeling-td-systems-25-billion-worth-losing>, consulté le 6 février 2018
- A.30 Eldridge, B., O'Neill, R. P., & Castillo, A. (2017). Marginal Loss Calculations for the DCOPF. *FERC Technical Report on Loss Estimation*. <https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2017/marginallosscalculations.pdf>
- A.31 Hogan, W. W. (2016). Electricity Market Design: Financial Transmission Rights. Launching Conference of the CIDE Electricity Policy Group (CEPG) – The Foundations of the New Mexican Electricity Market. [https://sites.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2016/hogan_CEPG_Mexiso_041416%20\(002\).pdf](https://sites.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2016/hogan_CEPG_Mexiso_041416%20(002).pdf)
- A.32 Pfeifenberger, J., & Hou, D. (2012). Seams Cost Allocation: A Flexible Framework to Support Interregional Transmission Planning, prepared for the Southwest Power Pool Regional State Committee. http://files.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/370/original/seams_inefficiencies_spees_pfeifenberger_euci_july_17_2012.pdf?1378772102

- A.33 FERC (2014), *Operator-initiated commitments in RTO and ISO markets*, Price formation in organised wholesale electricity markets, Docket No. AD14-14-000
- A.34 FERC (2014), *Staff analysis of scarcity pricing in RTO and ISO markets*, Price formation in organised wholesale electricity markets, Docket No. AD14-14-000
- A.35 FERC (2015), *Energy Primer – A handbook of energy market basics*, Staff report of the division of Energy Market Oversight
- A.36 FERC (2016), *Settlement intervals and shortage pricing in markets operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*, Docket No. RM15-24-000, Order No. 825
- A.37 FERC (2017), *State of the Markets Report 2016*, <https://www.ferc.gov/market-oversight/reports-analyses/st-mkt-ovr/2016-som.pdf>
- A.38 IRC (ISO/RTO Council) (2014), “Market Design Executive Summary”, 2014 IRC Markets Committee, http://ircweb.businesscatalyst.com/Documents/Report/20150312_2014IRCMarketDesignExecutiveSummary.pdf
- A.39 IRC (ISO/RTO Council) (2014), “Market Comparison Matrix”, http://ircweb.businesscatalyst.com/Documents/Report/20150312_2014IRCMarketComparisonMatrix.pdf

Documentation relative à CAISO

- A.40 Alaywan, Z., Wu, T., & Papalexopoulos, A. D. (2004, October). Transitioning the California market from a zonal to a nodal framework: An operational perspective. In *Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES* (pp. 862-867). IEEE.
- A.41 Bushnell, J.B, Harvey, S.M. & Hobbs, B.F. (2012). Opinion on the Integration of Transmission Planning and Generator Interconnection Procedures. Opinion by the Members of the Market Surveillance Committee of the California ISO.
- A.42 CAISO (2007). Regional Marginal Loss Surplus Allocation Impact Study
- A.43 CAISO (2009). Settlements & Billing. Business Practice Manual (BPM) Configuration Guide: IFM Marginal Losses Surplus Credit Allocation. CC 6949, Version 5.0
- A.44 CAISO (2010). Regional Marginal Losses Surplus Allocation Impact Study. <http://www.caiso.com/Documents/RegionalMarginalLossesSurplusAllocationImpactStudy.pdf>
- A.45 CAISO (2013). Energy Imbalance Market Draft Final Proposal. <https://www.westerneim.com/Pages/Initiatives/Foundation.aspx>
- A.46 CAISO. Load Granularity Refinements. <https://www.caiso.com/informed/Pages/StakeholderProcesses/CompletedClosedStakeholderInitiatives/LoadGranularityRefinements.aspx>, site Internet consulté le 29 janvier 2018

- A.47 CAISO (2014). Load Granularity Refinements – Issue Paper.
- A.48 CAISO (2015). Load Granularity Refinements – Pricing Study Results and Implementation Costs and Benefits Discussion.
- A.49 CAISO (2015). Load Granularity Refinements – Draft Final Proposal.
- A.50 CAISO (2016). CAISO Fifth Replacement Electronic Tariff – Appendix C Locational Marginal Price. <https://www.caiso.com/rules/Pages/Regulatory/Default.aspx>
- A.51 CAISO (2017). CAISO Fifth Replacement Electronic Tariff – Section 27 CAISO Markets and Processes. <https://www.caiso.com/rules/Pages/Regulatory/Default.aspx>
- A.52 CAISO (2017). General Company Brochure – ISO at a glance
- A.53 CAISO (2017). Western EIM Frequently Asked Questions
- A.54 CAISO (2017). Business Practice Manual for Congestion Revenue Rights. Version 21. <https://www.caiso.com/market/Pages/ProductsServices/CongestionRevenueRights/Default.aspx>
- A.55 CAISO (2017). FNM Reference Document for Intertie Constraint and Branch Group Information. <https://www.caiso.com/market/Pages/NetworkandResourceModeling/Default.aspx>
- A.56 CAISO (2017). Dynamic Transfers (Dynamic schedules and pseudo-ties). Infrastructure Contracts and Management. https://www.caiso.com/Documents/Process_Guidelines-DynamicTransfers.pdf
- A.57 CAISO (2017). 2016-2017 Transmission Plan – Board approved. https://www.caiso.com/Documents/Board-Approved_2016-2017TransmissionPlan.pdf
- A.58 CAISO (2018). Business Practice Manual for the Energy Imbalance Market. Version 9
- A.59 CAISO (2018). Western EIM Benefits Report, Fourth Quarter 2017. <https://www.westerneim.com/Pages/About/QuarterlyBenefits.aspx>
- A.60 CAISO. Congestion Revenue Rights (CRR). CRR Basics Overview Training Course.
- A.61 California Public Utilities Commission (CPUC). Locational Marginal Pricing. <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=4429>, site Internet consulté le 29 janvier 2018
- A.62 Federal Energy Regulatory Commission (2010). 2010 ISO/RTO Metrics Reports – Appendix D: California Independent System Operator Corporation (California ISO)
- A.63 Federal Energy Regulatory Commission (2015). Docket Nos. ER02-1656-038 and ER06-615-061

- A.64 Greenleaf S. (2003). The Costs and Benefits of Cost-Benefits Studies – A Client's Perspective – (« To LMP or Not to LMP »). Presentation to Harvard Electricity Policy Group
- A.65 Harvey, S. (2013). Pricing Interchange with a Full Network Model. <http://Impmarketdesign.com/papers/DiscussionFullNetworkModel%209-4-13.pdf>
- A.66 Harvey, S., Pope, S.L. & Hogan W. W. (2005). Comments on the California ISO MRTU LMP Market Design. Prepared for California Independent System Operator. http://Impmarketdesign.com/papers/Cal_ISO_Market_Design_Notes_2-23-05.pdf
- A.67 Site web du Western Energy Imbalance Market, consulté entre le 29 et le 31 janvier 2018. <https://www.westerneim.com/pages/default.aspx> Spees, K. & Pfeifenberger, J. (2012). Seams Inefficiencies. Problems and Solutions at Energy Market Borders, prepared for EUCI Canadian Transmission Summit. http://files.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/370/original/seams_inefficiencies_spees_pfeifenberger_euci_july_17_2012.pdf?1378772102

Documentation relative à ERCOT

- A.68 Celebi, M. et al (2017). Impacts of Marginal Loss Implementation in ERCOT – 2018 Reference Scenario Results. The Brattle Group
- A.69 ERCOT (2015). ERCOT DC-TIE OPERATIONS – NERC Tagging, Interchange Scheduling, Normal and Emergency Operations and Inadvertent Energy Accounting. Version 3 Rev 10
- A.70 ERCOT (2017). ERCOT MARKET EDUCATION – Transmission 101 – Module 1 ERCOT Market at a glance. <http://www.ercot.com/services/training/course/109600#materials>
- A.71 ERCOT (2017). ERCOT MARKET EDUCATION – Transmission 101 – Module 5 Congestion Revenue Rights. <http://www.ercot.com/services/training/course/109600#materials>
- A.72 ERCOT (2017). ERCOT MARKET EDUCATION – Congestion Revenue Rights. http://www.ercot.com/content/wcm/training_courses/109553/2017_CRR.pdf
- A.73 ERCOT (2017). ERCOT Nodal 101. <http://www.ercot.com/services/training/course/109518#materials>
- A.74 ERCOT (2017). Proposed market design changes in ERCOT. http://www.ercot.com/content/wcm/lists/121384/ERCOT_Market_Design_OnePager_FINAL.pdf
- A.75 ERCOT (2017). Operating Procedure Manual – DC Tie Desk
- A.76 ERCOT (2017). History of ERCOT, <http://www.ercot.com/about/profile/history>
- A.77 Hogan, W.W., Pope, S.L (2017). Priorities for the Evolution of an Energy-Only Electricity Market Design in ERCOT. https://sites.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_Pope_ERCOT_050917.pdf

- A.78 Kleckner, T. (2018). Wind Nearing Coal as ERCOT Ponders Thinning Reserves, <https://www.rtoinsider.com/ercot-wind-energy-reserve-margins-83256/>, consulté le 6 février 2018
- A.79 Maurya, R., Loizou, H. and Parmar, H. (2017). Here's what may happen if ERCOT introduces marginal losses. Quick Take. ICF
- A.80 Reed, C. (2017). With Three Beasts Down, What Does It Mean For ERCOT's Energy-Only Market?. <https://www.sierraclub.org/texas/blog/2017/11/three-beasts-down-what-does-it-mean-for-ercots-energy-only-market>, consulté le 6 février 2018
- A.81 Surendran, R., W.W. Hogan, H. Huin et C.-N. Yu (2016). Scarcity Pricing in ERCOT. FERC Technical Conference. United States of America before the Federal Energy Regulatory Commission (2010). Docket No. EL10-46-000 – Answer of PJM Interconnection, LLC.
- A.82 Zarnikau J., Woo C.-K., Baldick R. (2014). "Did the introduction of a nodal market structure impact wholesale electricity prices in the Texas (ERCOT) market? " Journal of Regulatory Economics, vol. 45, issue 2, 194-208

Documentation relative à PJM

- A.83 Hogan, W.W. (1999). Getting the prices right in PJM: Analysis and Summary: April 1998 through March 1999.
- A.84 Hogan, W.W. (2004). Cross border coordination: PJM and MISO. Competition and Coordination in the Electricity Industry. <https://sites.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Hogan.cross-border.16.Jan.04.pdf>
- A.85 Monitoring Analytics (2003). MISO and PJM Market-to-Market Interregional Coordination Process. <http://www.monitoringanalytics.com/reports/Reports/2003/20030728-pmmiso-1.pdf>
- A.86 MISO (2015). One pager on Seams Coordination. <https://www.misoenergy.org/Library/Repository/Communication%20Material/One-Pagers/One%20Pager%20-%20Seams%20Coordination.pdf>
- A.87 Ott, A. L. (2003). Experience with PJM market operation, system design, and implementation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2), 528-534.
- A.88 PJM Interconnection (2007). Marginal Losses Implementation Training. <http://www.pjm.com/~media/training/new-initiatives/ip-ml/marginal-losses-implementation-training.ashx>
- A.89 PJM Interconnection (2013). PJM Manual 14E – Merchant Transmission Specific Requirements. Prepared by System Planning Division – Transmission and Interconnection Planning Department. <https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/archive/m14e/m14ev3-merchant-transmission-specific-requirements-06-28-2013.ashx>

- A.90 PJM Interconnection (2014). Residual Metered Load Pricing Overview. <http://www.pjm.com/~media/training/rzp-stakeholder-training.ashx>
- A.91 PJM Interconnection (2016). Firm Flow Entitlement. Presentation by A. Perera. <http://www.pjm.com/~media/committees-groups/task-forces/urmstf/20160628/20160628-item-06-ffe-education.ashx>
- A.92 <http://www.pjm.com/about-pjm/member-services/member-forms/dynamic-transfers.aspx>
- A.93 PJM Interconnection (2016). Pseudo Ties – Market Impacts. <http://www.pjm.com/~media/committees-groups/task-forces/urmstf/20160729/20160729-item-04-pseudo-tie-market-impacts.ashx>
- A.94 PJM Interconnection (2010). PJM Regional Transmission Planning Experience. Presentation by A. Ott to Harvard Electricity Policy Group. https://sites.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2010/Ott_Andrew_HEPG_Feb2010.pdf
- A.95 PJM Interconnection (2016). Interregional Transmission Services and Operations: Beyond Order 1000. Presentation by S. Bresler to Harvard Electricity Policy Group.
- A.96 PJM Interconnection (2016). Zonal vs. Nodal Load Bidding. Presentation by R. Fernandez. <http://www.pjm.com/~media/committees-groups/task-forces/emustf/20160610/20160610-item-03a-zonal-vs-nodal-load-bidding.ashx>
- A.97 PJM Interconnection (2017). Factsheet Financial Transmission Rights. <http://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/ftf-fact-sheet.ashx?la=en>
- A.98 PJM Interconnection (2017). Factsheet Regional Transmission Expansion Plan. <http://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/rtep-fact-sheet.ashx?la=en>
- A.99 PJM State & Member Training Dept. (2016). PJM ARR and FTR market. <http://www.pjm.com/~media/etools/ftf-center/ftf-module-oflmp-and-ftf-course.ashx>
- A.100 PJM State & Member Training Dept. (2017). Locational Marginal Pricing Components. <https://www.pjm.com/~media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/locational-marginal-pricing-components.ashx?la=en>
- A.101 PJM Interconnection and MISO (2017). Joint Stakeholder Meeting – Pseudo Ties: Congestion Overlap. <https://www.pjm.com/~media/committees-groups/stakeholder-meetings/pjm-miso-joint-common/20170407/20170407-item-01-pseudo-tie-congestion-overlap.ashx>
- A.102 Potomac Economics (2016). Interface Pricing Update and Analysis of Near-Term Solutions, presented to Joint and Common Market Meeting, David Patton, MISO IMM. <https://www.pjm.com/~media/committees-groups/stakeholder-meetings/pjm-miso-joint-common/20160524/20160524-item-02-interface-pricing-potomac-economics-presentation.ashx>

- A.103 RTO Insider (O'Malley, C.) (2015). Impatient FERC hints at action on PJM-MISO Seams Disputes. <https://www.rtoinsider.com/ferc-pjm-miso-seams-13439/>
- A.104 Simeone, C. (2017). PJM Governance - Can reforms improve outcomes?. Kleinman Center for Energy Policy, University of Pennsylvania. <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mc/20170724-stakeholder/20170724-kleinman-center-paper-pjm-governance-reforms.ashx>
- A.105 Site web PJM Interconnection (consulté le 27 décembre 2017). LMP Model Information. <http://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/lmp-model-info.aspx>
- A.106 Site web PJM Interconnection (consulté le 9 janvier 2018). Governance. <http://learn.pjm.com/pjm-structure/governance.aspx>
- A.107 Site web PJM Interconnection (consulté le 9 janvier 2018). How does PJM make money?. <https://learn.pjm.com/who-is-pjm/how-does-pjm-make-money.aspx>

Documentation de contexte sur l'Europe

- A.108 CRE (2016). Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT
- A.109 CRE (2016). Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTB
- A.110 CREG (2016). *Scarcity pricing applied to Belgium*. Note (Z)160512-CDC-1527. <http://www.creg.info/pdf/Divers/Z1527EN.pdf>
- A.111 CREG (2017). *Functioning and design of the Central West European day-ahead flow based market coupling for electricity: Impact of TSOs Discretionary Actions*. Study (F)1687. <http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1687EN.pdf>
- A.112 ENTSO-E (2018). *First edition of the bidding zone review – Final report*. https://docstore.entsoe.eu/Documents/News/bz-review/2018-03_First_Edition_of_the_Bidding_Zone_Review.pdf
- A.113 European Parliament, Directorate-General for Internal Policies (2017). *European Energy Industry Investments*. Study for the Industry, Research and Energy (ITRE) Committee. [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2017/595356/IPOL_STU\(2017\)595356_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2017/595356/IPOL_STU(2017)595356_EN.pdf)
- A.114 Joos, M., & Staffell, I. (2018). Short-term integration costs of variable renewable energy: Wind curtailment and balancing in Britain and Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 86, 45-65

- A.115 RTE (2018). Site Internet, page « Recevoir, transformer et répartir l'énergie électrique ». <http://www.rte-france.com/fr/article/recevoir-transformer-et-repartir-l-energie-electrique>, consulté le 16 avril 2018

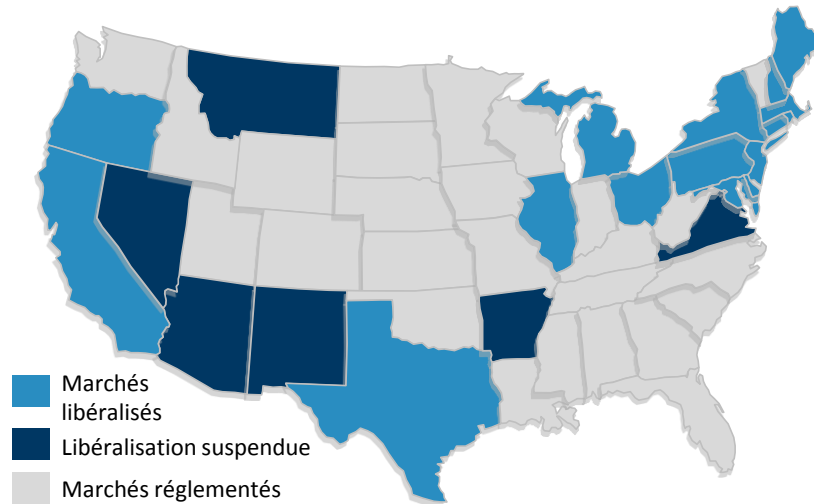
Annexe B

Développement des marchés libéralisés aux Etats-Unis et adoption du système nodal

Historique du développement des marchés libéralisés aux Etats-Unis

- B.1 Dès le début des années 1990, plusieurs Etats des Etats-Unis se sont lancés dans la libéralisation de leurs marchés de l'électricité. Ces réformes avaient pour but de favoriser la concurrence dans la production d'électricité afin d'augmenter l'efficacité du secteur et favoriser l'émergence de prix plus attractifs pour les consommateurs. Elles se sont traduites dans un premier temps par des obligations de désinvestissement d'un certain nombre d'actifs de production appartenant aux entreprises historiques verticalement intégrées ainsi que par la création de producteurs d'électricité indépendants.
- B.2 Ce mouvement a été suivi par des impulsions au niveau fédéral pour créer des marchés de l'électricité concurrentiels. La FERC a joué un rôle particulièrement important dans l'accélération de la libéralisation. En particulier, les ordonnances 888 et 889 de la FERC, publiées en 1996, ont introduit une obligation pour les entreprises verticalement intégrées de proposer des services séparés pour leurs activités de production, de transport et de services systèmes et pour les propriétaires de réseaux de garantir un accès libre et non discriminatoire à leur infrastructure. En 1999, face à des barrières à la concurrence encore importantes, la FERC a publié l'ordonnance 2000 établissant le concept de RTO, des entités indépendantes exploitant les réseaux de transport.
- B.3 Tandis qu'au début des années 2000, 24 Etats avaient initié la restructuration de leurs marchés de l'électricité, le mouvement de libéralisation a subi un important coup d'arrêt suite à la crise de l'électricité en Californie en 2000-2001 et aux épisodes de black-out dans le Nord-Est des Etats-Unis en 2003. Aujourd'hui, la plupart des Etats ont encore des marchés régulés. Cependant, un grand degré de libéralisation s'observe dans les Etats très peuplés du Nord-Est des Etats-Unis ainsi qu'en Californie et qu'au Texas, comme illustré par la Figure 16.

Figure 16 : Statut des marchés de l'électricité aux Etats-Unis (2017)



Source : Représentation FTI Compass Lexecon Energy sur la base de Energy Information Administration (EIA)

B.4 Globalement, la libéralisation des marchés de l'électricité aux Etats-Unis s'est organisée autour de trois dimensions principales :

- L'accès des tiers aux réseaux de transport ;
- La restructuration des actifs de production d'électricité ; et
- L'ouverture à la concurrence des marchés de fourniture.

B.5 Ces trois mouvements ont connu plus ou moins de succès. S'agissant de l'accès des tiers aux réseaux de transport, les initiatives et ordonnances de la FERC sont reconnues pour avoir soutenu la création de plusieurs entités indépendantes (ISO/RTO). Celles-ci ont eu un rôle actif pour promouvoir la concurrence sur les marchés de gros à travers un accès libre et non discriminatoire aux réseaux.

B.6 Concernant la restructuration de la production, une transition depuis un modèle de production avec des entreprises verticalement intégrées disposant d'une rémunération régulée vers des producteurs indépendants actifs sur les marchés de gros a été observée dans certains Etats, mais ne s'est pas généralisée. De même, les règles concernant l'ouverture à la concurrence des marchés de fourniture ont été définies au niveau des Etats et n'ont eu qu'un impact limité et localisé.

B.7 Par conséquent, les Etats-Unis ont atteint des niveaux très différents de développement des marchés de gros et de concurrence sur les marchés de fourniture, illustrés respectivement dans les Figure 17 et Figure 18. Le degré le plus notable de concurrence est observé au Texas et dans le Nord-Est des Etats-Unis.

Figure 17: Part de production d'entités non régulées (2012)

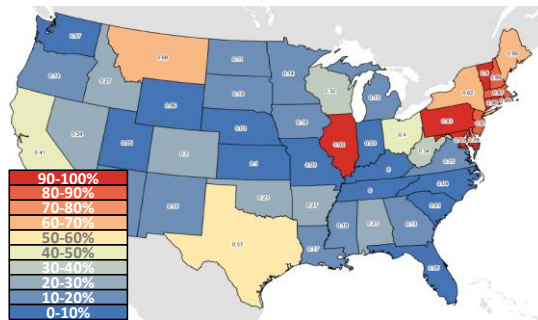
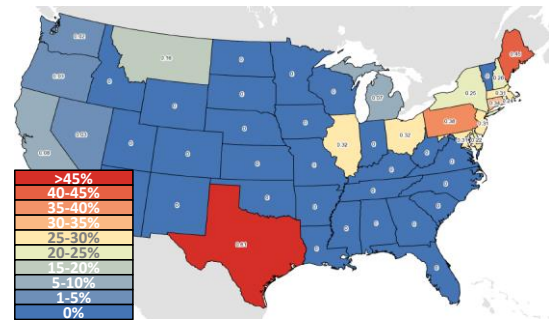


Figure 18: Part de vente par les fournisseurs concurrentiels (2012)

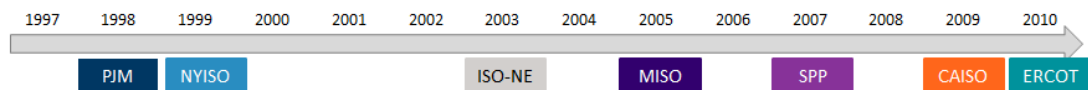


Source: Borenstein and Bushnell (2014)

Chronologie et motivation de l'adoption du système nodal dans les ISO/RTO

B.8 Tandis que les ISO/RTO ont été constitués à la fin des années 1990, l'adoption du système nodal s'est étendue entre 1998 (pour PJM) et 2010 (pour ERCOT). Après avoir pour la plupart expérimenté une approche zonale, les ISO/RTO ont introduit ce système en réponse à des problématiques spécifiques de leurs zones de marché. Les motivations du passage au système nodal ont donc été variables et parfois multiples : optimisation de la gestion des contraintes de réseaux, amélioration de l'efficacité des investissements de production ou encore élimination d'incitations au *gaming*.

Figure 19 : Chronologie de l'adoption de l'approche nodale dans les marchés des Etats-Unis



Source : Représentation FTI Compass Lexecon Energy sur la base de <http://lmpmarketdesign.com/index.php>

PJM

B.9 PJM a lancé un marché spot en 1997 avec un prix unique pour toute sa zone de contrôle. Cette approche zonale, s'inspirant d'un modèle proposé notamment par une des entreprises historiques de la zone (Philadelphia Electric Company), reposait sur l'hypothèse que la congestion sur le réseau de transport de PJM était faible et que son coût annuel agrégé pourrait donc être ignoré.

B.10 Dans ce modèle, toutes les transactions s'établissaient au prix du marché spot sur la base d'une programmation hypothétique et en négligeant les contraintes. En cas de congestion, l'approche prévoyait que PJM ait recours à du redispatching en payant les unités de production qui permettaient de relâcher la contrainte (et en socialisant les coûts sur tous les utilisateurs) mais en ne compensant pas les unités de production contraintes à ne pas produire malgré leur préséance économique. Par ailleurs, une possibilité de conclure des transactions bilatérales était aussi prévue avec un paiement séparé pour la part de contribution au coût total de congestion.

- B.11 En pratique, un nombre important d'heures avec des contraintes entre l'Ouest et l'Est de la zone de PJM a été observé. Ces contraintes ont alimenté des incitations néfastes de transaction, en poussant les unités à l'Est subissant le redispatching sans être compensées à conclure des transactions bilatérales avec des consommateurs à l'Ouest. Ces transactions exacerbant la congestion et laissant PJM sans solution de redispatching, PJM a été forcé d'appliquer des mesures administratives de résolution de la congestion. Plusieurs observateurs, et notamment Hogan ont souligné que même un faible niveau de congestion associé à des incitations de prix néfastes pouvait générer des problèmes importants (Hogan, 1999). En conséquence, PJM est passé au système nodal en avril 1998.

ISO-NE

- B.12 ISO-NE, créé en 1997, a initialement mis en place un marché associé à un système de gestion de la congestion qui comportait une seule zone.
- B.13 A la fin des années 1990, un nombre important de nouvelles capacités de production a été ajouté dans des régions comme l'Etat du Maine dont la demande était relativement faible et qui étaient donc contraintes pour l'exportation. Ces capacités de production recevaient ainsi le prix unique sans que l'énergie puisse être efficacement livrée au système, obligeant ISO-NE à imposer des limitations dans la localisation des nouveaux investissements.
- B.14 En réponse à cette problématique, la FERC a demandé la mise en place d'un système comportant plusieurs zones. Cependant, après avoir étudié plusieurs configurations, ISO-NE a conclu que le système nodal était l'option la plus efficace et la plus simple à mettre en place. ISO-NE est ainsi passé au système nodal en mars 2003.

CAISO

- B.15 Le marché californien a été créé en 1998 avec deux zones initiales (Sud et Nord de la Californie). Cependant, ce modèle zonal a engendré de nombreux problèmes opérationnels, analysés par Alaywan et al (Alaywan et al, 2004).
- B.16 Tout d'abord, le modèle zonal californien a été construit sur l'hypothèse d'une congestion intra-zonale non fréquente et non significative financièrement, ce qui s'est révélé inexact. Par exemple, la construction de nouvelles unités de production efficaces et compétitives en dehors des régions de demande importante a multiplié les coûts de congestion intra-zonale par 10 entre 2002 et 2003.
- B.17 Ensuite, le design du modèle créait des programmes infaisables dans le marché journalier du fait que toutes les transactions soient acceptées sans prise en compte des contraintes intra-zonales. Ces contraintes devaient alors être gérées par CAISO dans le marché en temps réel. Toutefois, le système de gestion de la congestion intra-zonale requérait la programmation d'unités « *out of sequence* » (celles dont la mobilisation permettaient de résoudre la contrainte le plus efficacement mais pas au moindre coût). Ainsi, les solutions étaient finalement non optimales et obligeaient CAISO à résoudre simultanément et proche du temps réel plusieurs contraintes intra-zonales.

- B.18 Par ailleurs, la règle de séparation entre zones et la priorité de programmation accordée à certains droits de transport a contribué à créer des résultats de marché inefficaces et a compliqué la création de nouvelles zones par CAISO, qui auraient pu venir en soutien de la résolution des contraintes intra-zonales.
- B.19 Finalement, ce modèle a donné l'opportunité aux participants de marché d'exercer le « DEC game », correspondant à la vente de capacité dans le marché journalier et dans le marché en temps réel pour la résolution des congestions « *out of sequence* ». Le DEC game a été un des facteurs déclencheurs et aggravant de la crise du marché électrique californien en 2000-2001.
- B.20 Après la crise, CAISO a travaillé à une refonte du design de marché, connue sous le nom de « *Market Redesign and Technology Upgrade* » sous la supervision de la FERC. Entre autres réformes, telles que la mise en place d'une obligation d'adéquation des ressources, CAISO a introduit le système nodal dans son marché lancé en avril 2009.

ERCOT

- B.21 Au Texas, le marché de l'électricité a initialement reposé en majorité sur des transactions bilatérales avec un marché d'équilibrage comprenant cinq zones. ERCOT résolvait la congestion au sein de ces zones par des mesures de redispatching en temps réel. Toutefois, face à l'augmentation des coûts de gestion des contraintes qui se sont progressivement avérées trop élevées pour les consommateurs, les autorités de Texas ont approuvé le marché nodal en 2006 qui a été effectivement lancé en décembre 2010.

Annexe C

Etudes de cas spécifiques du fonctionnement du système nodal

Etude de cas 1 – Justification de l’approche zonale retenue par CAISO pour la tarification des consommateurs particuliers

- C.1 Depuis le lancement du marché en 2009 à la suite du processus de « Market Redesign and Technology Update » (MRTU), les offres, la programmation et le règlement de la majorité de la demande en électricité de CAISO sont associés à trois points d’agrégation (« Default Load Aggregation Points », ou DLAP) correspondant à l’empreinte géographique des trois entreprises historiques (Pacific Gas and Electric, Southern California Edison et San Diego Gas and Electric).
- C.2 Le principe et les caractéristiques des DLAP avaient été approuvés par la FERC dans une ordonnance de 2006, à condition d’augmenter le nombre de zones dans un second temps. Par conséquent, un processus de revue des zones a été mené en 2010 par CAISO. L’étude de prix associée a montré qu’à de rares exceptions près, les prix dans les sous-régions n’étaient pas significativement différents de ceux des DLAP. Ainsi, seule l’adoption d’une tarification entièrement nodale de la demande aurait été plus efficace, mais les membres du marché ont exprimé des craintes face aux difficultés et coûts de mise en œuvre.
- C.3 Un deuxième processus de revue des zones a été mené en 2013, se fondant sur une base de données élargie, mais a abouti aux mêmes conclusions. CAISO a soumis une requête pour être exempté de manière permanente de l’obligation d’augmenter le nombre de zones, qui a été rejetée par la FERC en juin 2014. Une nouvelle étude de prix approfondie a alors été développée pour répondre aux remarques de la FERC. En étudiant le système californien à travers quatre dimensions, elle a montré l’existence d’une dispersion minimale entre les prix nodaux et les prix DLAP et a conclu à un rapport coûts-bénéfices défavorable pour la mise en place d’une tarification plus granulaire.
- C.4 Sur cette base, CAISO a formulé une nouvelle requête pour conserver la structure actuelle des DLAP qui a été acceptée en octobre 2015 par la FERC.

Sources : CAISO (2014, 2015)

Etude de cas 2 – Approche de coordination PJM/MISO pour la gestion de la congestion à leurs interfaces

- C.5 Dans l'exploitation courante du système, PJM et MISO optimisent leur programmation en utilisant un modèle de nœud proxy pour le système voisin. Les prix aux interfaces sont déterminés comme la moyenne des prix nodaux de chaque côté de l'interconnexion pondérée par les flux.
- C.6 Dès 2004, PJM et MISO ont défini une convention d'exploitation commune de la congestion à leurs interfaces de réseau. Cette convention, entrée en vigueur en 2005 lors de l'introduction du marché de MISO, prévoit que PJM et MISO disposent d'un droit ferme sur les flux (« *firm flow entitlement* »), calculés en considérant les flux au 1er avril 2004 (« *freeze date* »), sur un certain nombre d'interfaces gérées en commun. Elle s'applique également aux « îlots » gérés par PJM au sein de la région MISO, correspondant aux entreprises historiques ComEd et AEP.
- C.7 La liste des interfaces concernées est mise à jour régulièrement, représentant les contraintes pour lesquelles au moins un producteur dans la zone adjacente a un PTFD important (plus de 5 %) pour la couverture de la demande dans l'autre zone. Fin 2016, PJM et MISO possédaient respectivement 150 et 268 interfaces éligibles à la coordination marché-marché.
- C.8 Dès qu'une contrainte apparaît sur une interface coordonnée dans la programmation économique du marché infra-journalier d'une des deux zones, le RTO concerné informe le RTO adjacent de son « *shadow price* ». Le RTO adjacent effectue alors l'optimisation économique suivante en tenant compte du « *shadow price* » communiqué. Les RTO effectuent les optimisations de manière itérative jusqu'à ce qu'une solution optimale de gestion de la congestion ait été trouvée. La coordination s'effectue également dans le marché journalier en cas de congestion identifiée à cet horizon de temps, ainsi que sur le plus long terme (droits financiers de transport) grâce à des analyses de faisabilité simultanées.

Sources : *Monitoring Analytics (2003), PJM MMU (2003), PJM-MISO (2017)*

Etude de cas 3 – « *Generation leads transmission* » vs. « *Transmission leads generation* »

- C.9 Au cours des années 2000, c'est-à-dire dans les premières années de fonctionnement de CAISO, le processus de raccordement en Californie prévoyait que le principal moteur pour les investissements de réseau soit les demandes de raccordement de moyens de production (modèle « *generation leads transmission* »). Ce modèle garantissait la relative neutralité de CAISO dans les décisions d'investissement. Toutefois, ce modèle créait un réel problème d'incitation concernant la localisation des nouvelles unités, avec un risque que la totalité des utilisateurs paient des niveaux excessifs de charges de réseau tandis que la réduction du coût de l'énergie ne profitait qu'à une petite partie des consommateurs situés à proximité des nouvelles centrales.

- C.10 CAISO a progressivement mis en place un processus de planification des investissements de réseau, qui visait à construire des enveloppes pour les investissements régulés et les allouer afin d'influencer les décisions de localisation des moyens de productions. Ce mécanisme avait notamment pour but de coordonner les calendriers de développement du réseau et des unités de production et de réduire la probabilité d'investissements inefficaces ou trop importants.
- C.11 Face à une file d'attente très importante de projets de nouvelles unités au début des années 2010, qui excédait la capacité d'accueil du réseau et aurait donc nécessité des renforcements très importants, une réforme a été mise en place pour rapprocher les deux processus. Les décisions d'investissement dans le réseau pour raccorder les nouvelles unités sont depuis lors centralisées dans le processus de planification, qui constitue le principal mécanisme pour déterminer le montant et la localisation des investissements régulé. Les projets d'investissement de production sont mis en concurrence pour pouvoir être raccordés dans des zones identifiées ou doivent se développer de manière marchande.

Sources : Bushnell (2012)