Présentation des principaux résultats de l'analyse économique du modèle de sûreté français

Présentation CURTE

16 novembre 2015

Microeconomix

Contexte de l'étude

L'équilibrage offre-demande et l'harmonisation des règles au niveau européen

- Afin de se prémunir contre un possible déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité et éviter le recours à des moyens exceptionnels (e.g. délestage), les GRT contractualisent des réserves pour assurer un niveau de marge suffisant en temps réel

- Deux modèles de constitution de réserves (appelés modèles de sûreté) existent en Europe :

  - Un premier modèle dans lequel les GRT peuvent agir hors de la fenêtre opérationnelle pour compléter les réserves contractualisées si cela paraît nécessaire pour la sûreté du système via la reconstitution des marges (e.g. France)

  - Et un second modèle dans lequel les GRT ne peuvent agir avec les seules réserves contractualisées que dans la fenêtre opérationnelle (e.g. Allemagne)

- La coexistence de ces deux principaux modèles de sûreté est remise en cause dans le cadre du processus d'harmonisation des règles de marché au niveau européen

  - Dans le projet du Code de réseau européen relatif à l'équilibrage (*Electricity Balancing Network Code*), l'ENTSO-E favorise la limitation des actions des GRT à la seule fenêtre opérationnelle

- Toutefois, ce projet de code laisse la possibilité de maintenir certaines caractéristiques du modèle de sûreté autorisant les actions du GRT hors de la fenêtre opérationnelle, à la condition que le GRT justifie la raison de telles pratiques

- C'est dans ce contexte que RTE a demandé à Microeconomix d'effectuer une analyse qualitative indépendante des caractéristiques économiques du modèle de sûreté français comparativement à celles du modèle pris comme référence par l'actuelle version du *Balancing Code*

Plan de la présentation

1 – Cadre d'analyse de l'étude

2 – Analyse des propriétés économiques des différents modèles

3 – Conclusions

4 – Annexes

Plan de la présentation

1 – Cadre d'analyse de l'étude

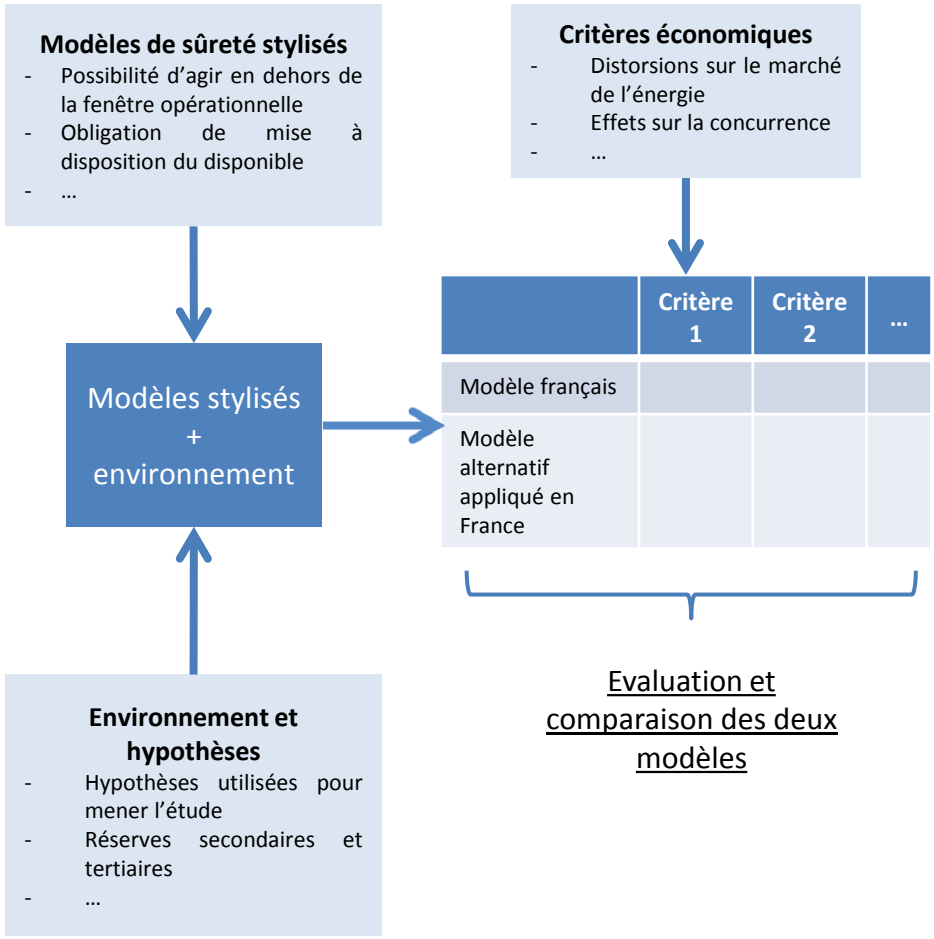
2 – Analyse des propriétés économiques des différents modèles

3 – Conclusions

4 – Annexes

Cadre d'analyse de l'étude

- Afin d'identifier les avantages / inconvénients du modèle français à la maille nationale, nous comparons :
  - la situation actuelle en France, i.e. le modèle de sûreté français appliqué au système français
  - la situation hypothétique où le modèle de sûreté pris comme référence par le *Balancing Code* est appliqué au système français
- Pour cela, un cadre d'analyse est construit, se basant sur la définition/construction de 3 points
  - La construction de deux modèles de sûreté stylisés
  - La caractérisation de l'environnement et des principales hypothèses de l'étude
  - La définition des critères économiques à comparer pour distinguer les différentes problématiques et effets économiques



Définition des modèles stylisés

- Deux modèles de sûreté stylisés sont construits dans cette analyse :
  - un premier modèle stylisé inspiré du cas actuellement mis en place en France
    - Dans lequel le GRT a la possibilité d'agir en dehors de la fenêtre opérationnelle
      - Activation d'une offre d'ajustement pour cause marge = démarrage d'un groupe thermique pour augmenter la réserve
    - Nommé modèle français par la suite
  - et un second modèle stylisé, inspiré du modèle pris comme référence par la version actuelle du *Balancing Code*
    - Dans lequel le GRT n'a pas la possibilité d'agir hors de la fenêtre opérationnelle
    - Nommé modèle alternatif
    - A titre de simplification, le modèle alternatif est inspiré du modèle de sûreté allemand, avec des caractéristiques qui diffèrent profondément de celles du modèle français. Il représente donc un cas extrême

Principales différences et caractéristiques des modèles de sûreté	Modèle français	Modèle alternatif
Activation des offres en amont de la fenêtre opérationnelle pour cause de marges	Oui	Non
Obligation pour les producteurs de fournir la puissance disponible	Oui	Non
Fréquence et durée de sollicitation des produits de réserve	Fréquence et durée de sollicitation limitées	Pas de limitation de la fréquence de sollicitation et de la durée
Obligation légale d'équilibrage pour les RE // Niveau des prix des écarts	Non // Faible	Oui // Elevé
Caractéristiques des offres	Implicite, par unité	Explicite, par portefeuille
Durée de contractualisation des réserves	Longue (année)	Courte (semaine/jour)

Définition des modèles stylisés

Différence clé n°1 entre les deux modèles : un niveau de contractualisation plus faible dans le modèle français

- L'analyse comparative des distorsions du marché de l'énergie repose sur une première différence clé entre les deux modèles de sûreté : le niveau de contractualisation

Différence clé n°1 : la définition du niveau de contractualisation des réserves et la façon dont le GRT gère les réserves et les marges

Principales différences et caractéristiques des modèles de sûreté	Modèle français	Modèle alternatif
Activation des offres en amont de la fenêtre opérationnelle pour cause de marges	Oui	Non
Obligation pour les producteurs de fournir la puissance disponible	Oui	Non
Fréquence et durée de sollicitation des produits de réserve	Fréquence et durée de sollicitation limitées	Pas de limitation de la fréquence de sollicitation et de la durée
Obligation légale d'équilibrage pour les RE // Niveau des prix des écarts	No Faible	Ou Élevé
Caractéristiques des offres	Impli par unité	Explicite, portefeuille
Durée de contractualisation des réserves		

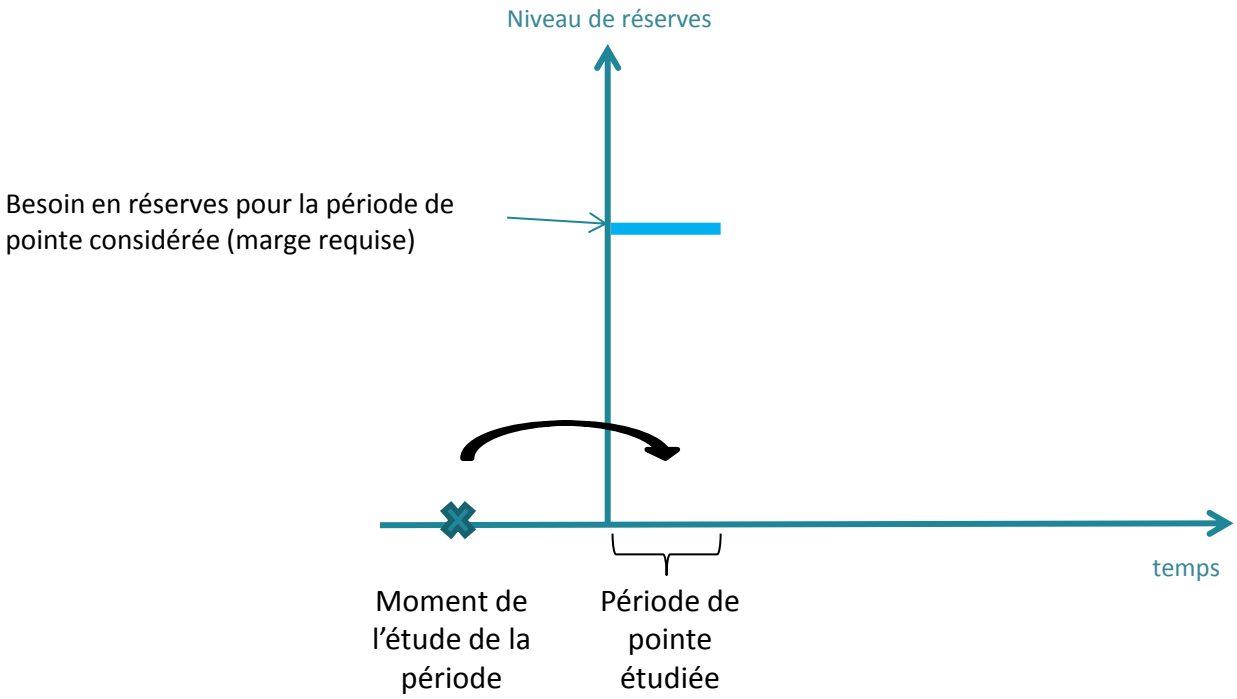
Niveau de contractualisation plus faible (à risque équivalent)

Niveau de contractualisation élevé (à risque équivalent)

Définition des modèles stylisés

Illustration du fonctionnement du modèle de sûreté français (1/5)

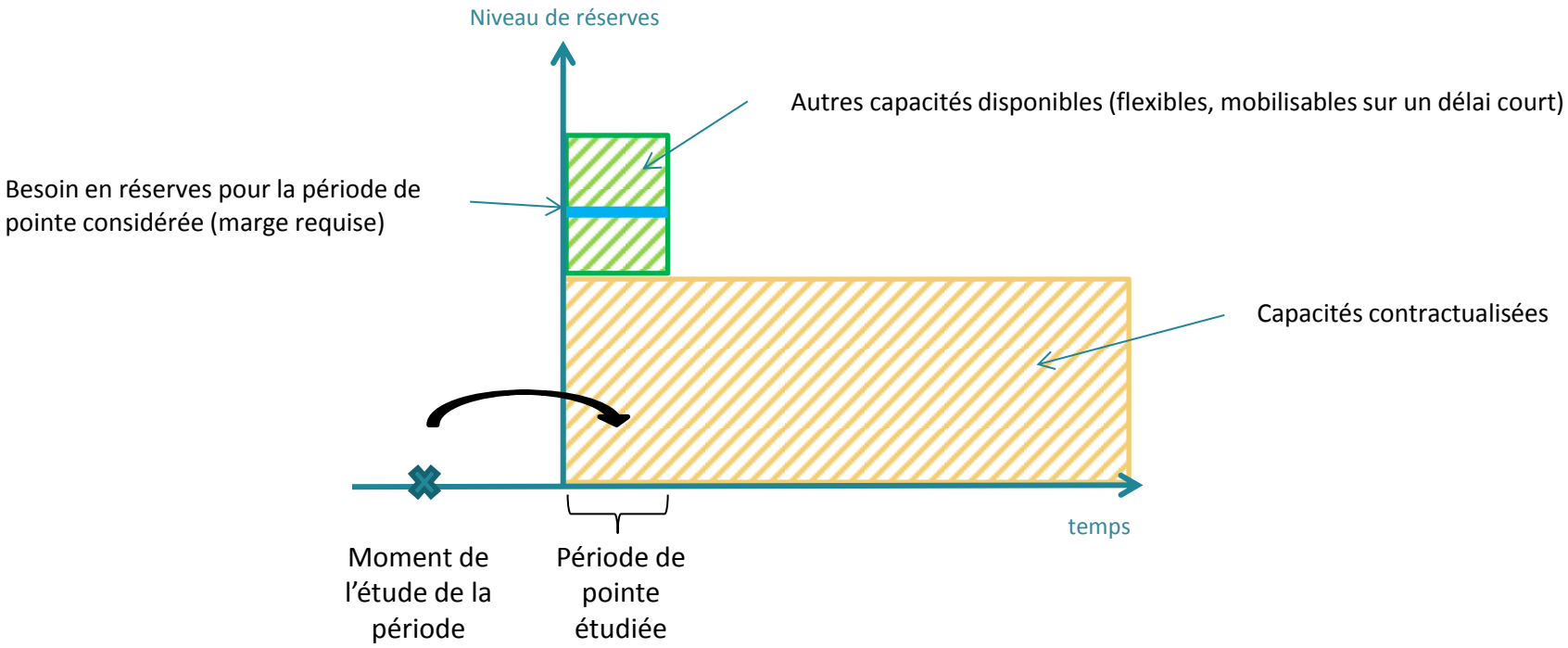
- Illustration du modèle français permettant de montrer pourquoi il requiert un plus faible niveau de contractualisation
- Pour chaque période de pointe (matin et soir), RTE calcule en amont le besoin en réserves à partir des dernières informations sur l'état anticipé du système



Définition des modèles stylisés

Illustration du fonctionnement du modèle de sûreté français (2/5)

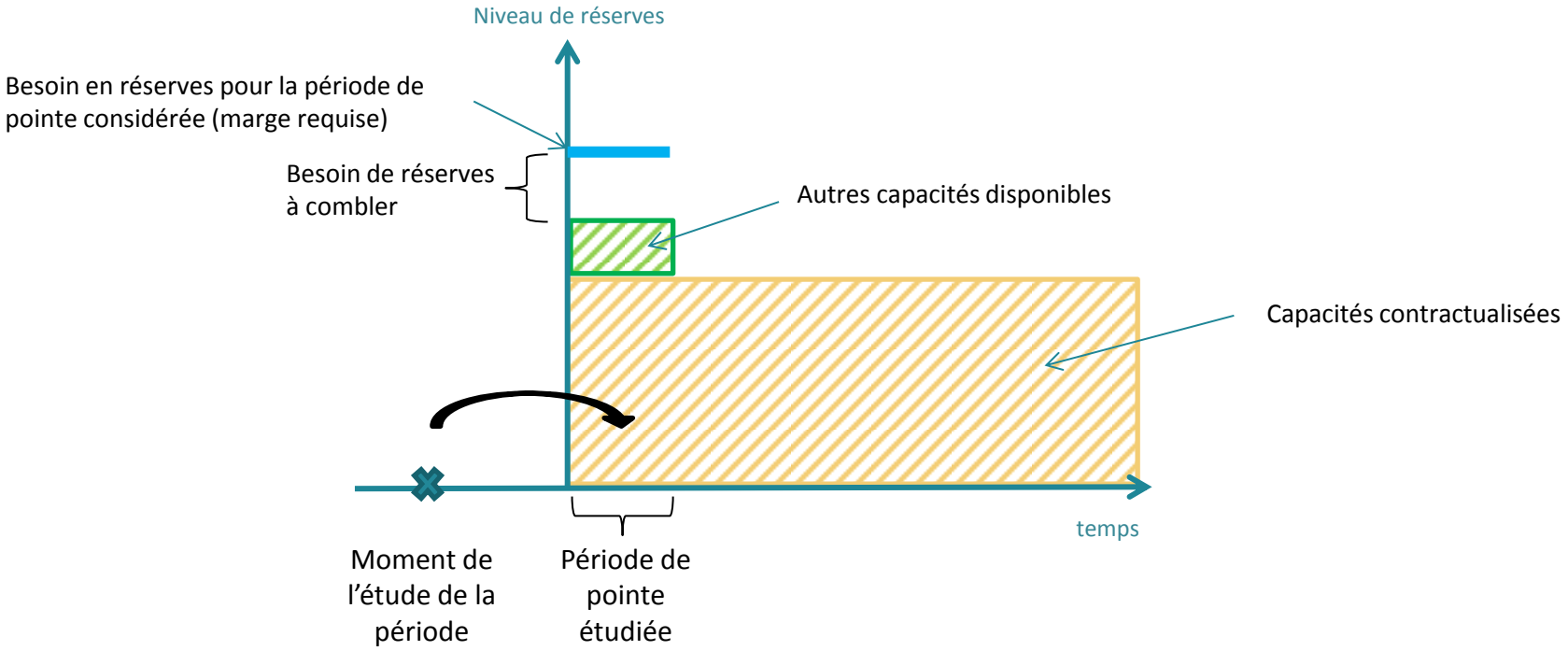
- Pour satisfaire le niveau requis de réserves, RTE dispose :
  - des capacités précédemment contractualisées
  - des capacités disponibles que les acteurs ont obligation de proposer sur le mécanisme d'ajustement
- Situation 1 : Niveau de réserves disponibles suffisant pour atteindre le niveau requis ➔ pas de problème



Définition des modèles stylisés

Illustration du fonctionnement du modèle de sûreté français (3/5)

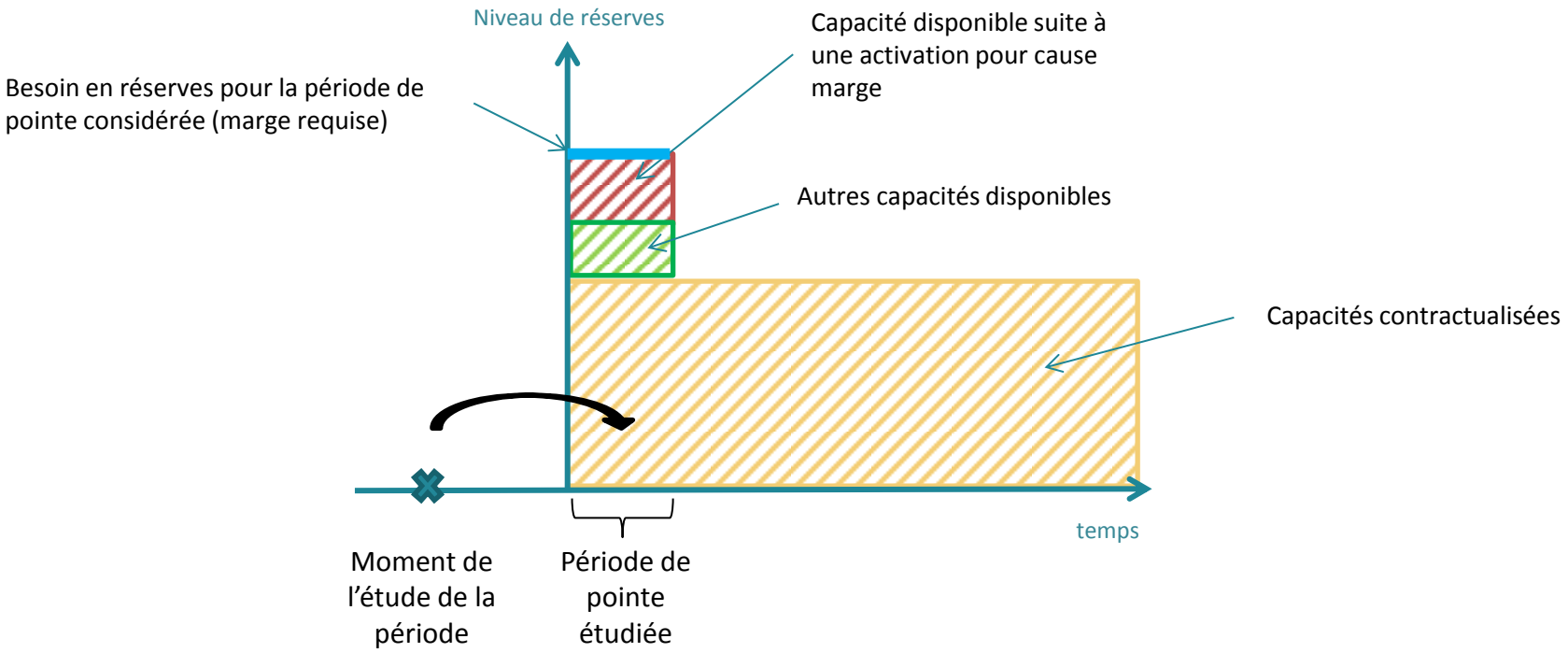
- Situation 2 : Niveau de réserves disponibles insuffisant pour atteindre le niveau requis ➔ RTE doit procéder à l'activation d'une offre d'ajustement pour cause marge (démarrage d'un groupe en amont de la fenêtre opérationnelle) pour rétablir un niveau de réserves satisfaisant



Définition des modèles stylisés

Illustration du fonctionnement du modèle de sûreté français (4/5)

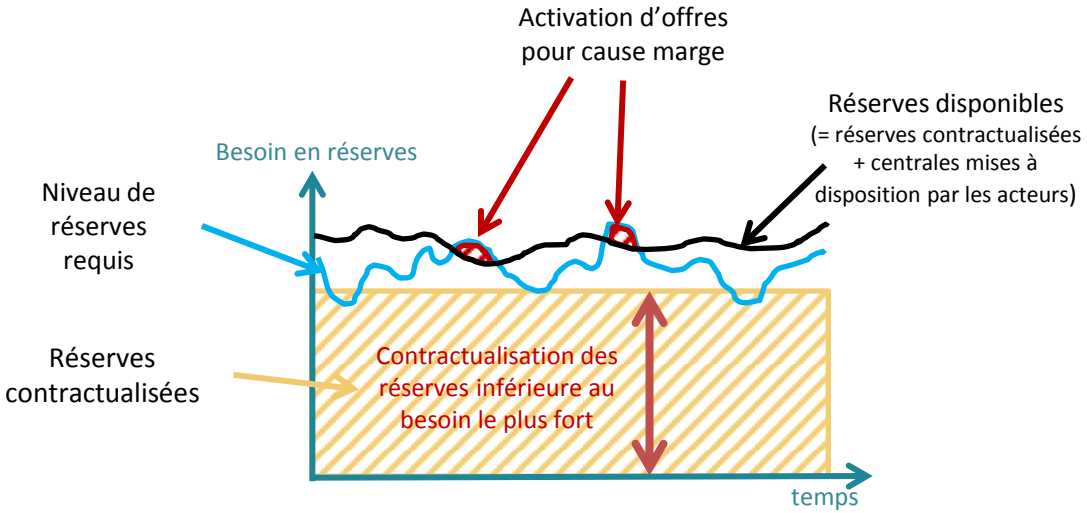
- Situation 2 : Niveau de réserves disponibles insuffisant pour atteindre le niveau requis ➔ RTE doit procéder à l'activation d'une offre d'ajustement pour cause marge (démarrage d'un groupe en amont de la fenêtre opérationnelle) pour rétablir un niveau de réserves satisfaisant



Définition des modèles stylisés

Illustration du fonctionnement du modèle de sûreté français (5/5)

- Cette étape est répétée pour chaque période de pointe
  - Le besoin en réserves ainsi que l'estimation des réserves disponibles sont mis à jour en fonction des nouvelles informations disponibles et des anticipations de l'état du système



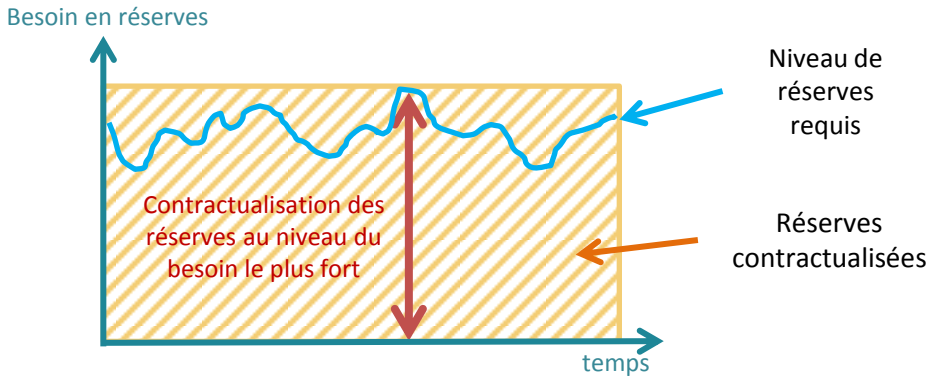
Modèle stylisé français

- A risque équivalent, il est possible de contractualiser un niveau de réserves inférieur au besoin le plus fort dans le modèle français car
  - Les besoins de réserves sont mis à jour en fonction des nouvelles informations sur l'état du système
  - Et la valeur de toutes les capacités disponibles peut être captée pour participer aux réserves

Définition des modèles stylisés

Illustration du fonctionnement du modèle de sûreté alternatif

- Au contraire, dans le modèle alternatif :
  - Le niveau de réserves requis n'est pas mis à jour en fonction des nouvelles informations sur le système ➔ le besoin en réserves est estimé sur le besoin anticipé le plus fort
  - Il n'y a pas d'obligation de mise à disposition des capacités disponibles ➔ le GRT ne peut pas compter dessus pour atteindre le niveau de réserves requis, il doit donc contractualiser l'ensemble des réserves requises
- Ce qui conduit à:

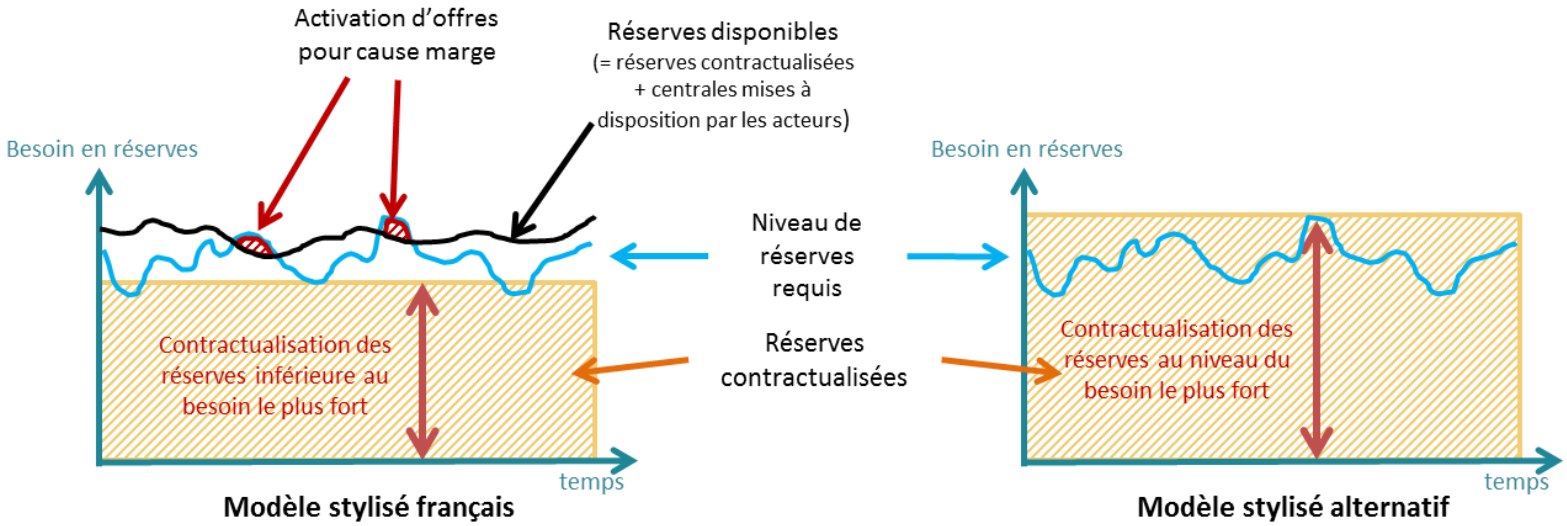


Modèle stylisé alternatif

Microeconomix

Définition des modèles stylisés

Différence clé n°1 entre les deux modèles : un niveau de contractualisation plus faible dans le modèle français



- A risque équivalent, le modèle alternatif appliqué en France demande un niveau de contractualisation de réserves plus important que le modèle français

Définition des modèles stylisés

Différence clé n°2 entre les deux modèles : caractère plus centralisé du modèle de sûreté français

- L'analyse comparative des distorsions du marché de l'énergie repose sur une deuxième différence clé entre les deux modèles de sûreté : le caractère plus ou moins centralisé du modèle de sûreté

Différence clé n°2 : Caractère centralisé ou décentralisé du modèle de sûreté

Principales différences dans les caractéristiques liées au modèle de sûreté	Modèle français	Modèle alternatif
Activation des offres en amont de la fenêtre opérationnelle pour cause de marges	Oui	Non
Obligation pour les producteurs de fournir la puissance disponible	Oui	Non
Fréquence et durée de sollicitation des produits de réserve	Fréquence et durée de sollicitation limitées	Pas de limitation de la fréquence de sollicitation et de la durée
Obligation légale d'équilibrage pour les RE // Niveau des prix des écarts	Non // Faible	Oui // Elevé
Caractéristiques des offres	Implicite, par unité	Explicite, par portefeuille
Durée de contractualisation des réserves	Long (année)	Courte (s… ine/jour)

Modèle plus centralisé :
- Rôle du GRT plus important
- Rôle des RE moins important
- Marges davantage chez le GRT que les RE

Modèle plus décentralisé :
- Rôle du GRT moins important
- Rôle des RE plus important
- Marges davantage chez les RE que le GRT
- **Réserves au moins aussi importantes que dans le modèle français (moins de foisonnement des aléas / erreurs de prévisions)**

Définition des modèles stylisés

Différence clé n°3 entre les deux modèles : caractère plus centralisé du modèle de sûreté français

- L'analyse comparative des distorsions du marché de l'énergie repose sur une deuxième différence clé entre les deux modèles de sûreté : la durée de contractualisation des réserves

Principales différences dans les caractéristiques liées au modèle de sûreté	Modèle français	Modèle alternatif
Activation des offres en amont de la fenêtre opérationnelle pour cause de marges	Oui	Non
Obligation pour les producteurs de fournir la puissance disponible	Oui	Non
Fréquence et durée de sollicitation des produits de réserve	Fréquence et durée de sollicitation limitées	Pas de limitation de la fréquence de sollicitation et de la durée
Obligation légale d'équilibrage pour les RE // Niveau des prix des écarts	Non // Faible	Oui // Elevé
Caractéristiques des offres	Implicite, par unité	Explicite, par portefeuille
Durée de contractualisation des réserves	Longue (année)	Courte (semaine/jour)

Différence clé n°3 : Durée de contractualisation des réserves

Cadre d'analyse de l'étude

Critères économiques comparés

- Quatre critères économiques permettant de mesurer conjointement l'efficacité du modèle de sûreté à la maille nationale ont été retenus pour comparer les modèles stylisés :

  – Critère n°1 : les distorsions sur le marché de l'énergie et les surcoûts associés

    - Le fait de contractualiser des réserves ou d'activer des offres pour cause marge peut modifier le *merit order* du marché de l'énergie et *in fine* augmenter les coûts de production

  – Critère n°2 : les interactions entre modèle de sûreté, prix de règlements des écarts et gestion des marges

    - Le prix de règlement des écarts contribue à la sûreté du système, en envoyant des incitations aux RE
    - Deux points différents sont étudiés :
      – la pertinence de déléguer la gestion des marges aux RE par le biais du prix de règlement des écarts
      – l'effet du modèle de sûreté sur les éventuelles distorsions du prix de règlement des écarts

  – Critère n°3 : l'effet sur la concurrence

    - Ce troisième critère évalue les deux modèles quant aux questions de concurrence, au regard de leur sensibilité au pouvoir de marché et également vis-à-vis de la neutralité technologique par rapport à différents types de capacité

  – Critère n°4 : les signaux d'investissement envoyés

    - Ce critère complète l'analyse de court terme par la prise en compte des effets sur les investissements des signaux envoyés par les différents modèles

Cadre d'analyse de l'étude

Conclusions

Critère économique comparé	Points positifs du modèle français par rapport au modèle alternatif appliqué en France	Points identiques entre le modèle français et le modèle alternatif appliqué en France	Points négatifs du modèle français par rapport au modèle alternatif appliqué en France
Critère 1 : Sur les distorsions sur le marché de l'énergie et les surcoûts associés			
Critère 2 : Sur les interactions entre modèle de sûreté, prix de règlements des écarts et gestion des marges			
Critère 3 : Sur l'effet sur la concurrence			
Critère 4 : Sur les signaux d'investissement envoyés			

Plan de la présentation

1 – Cadre d'analyse de l'étude

2 – Analyse des propriétés économiques des différents modèles

- 2.1 – Critère 1 : Distorsions sur le marché de l'énergie
- 2.2 – Critère 2 : Interactions entre modèle de sûreté, prix des écarts et gestion des marges
- 2.3 – Critère 3 : Effets sur la concurrence
- 2.4 – Critère 4 : Signaux d'investissement envoyés

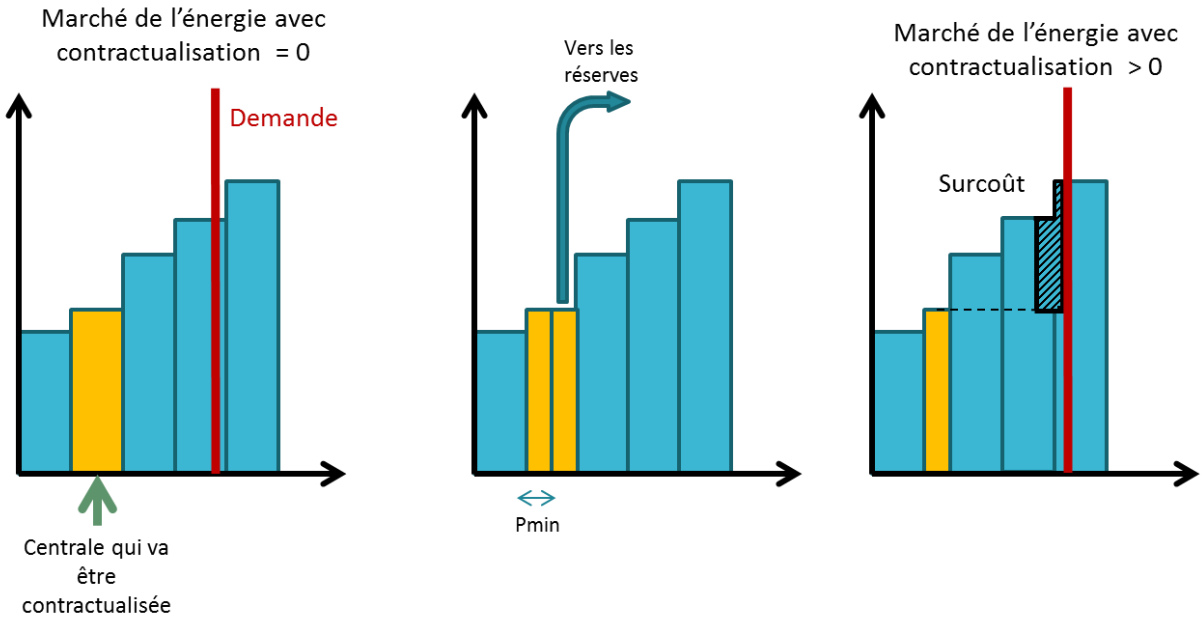
3 – Conclusions

4 – Annexes

Critère 1 : Distorsions sur le marché de l'énergie

Effet d'un niveau de contractualisation différent sur les distorsions du marché de l'énergie (1/2)

- Le modèle alternatif appliqué en France nécessite une plus forte contractualisation de réserves qui va distordre le marché de l'énergie
  - Que la capacité contractualisée soit infra marginale ou extra marginale
- Dans le cas où le capacité est infra marginale, la centrale contractualisée ne peut pas produire et doit être remplacée par une centrale plus chère



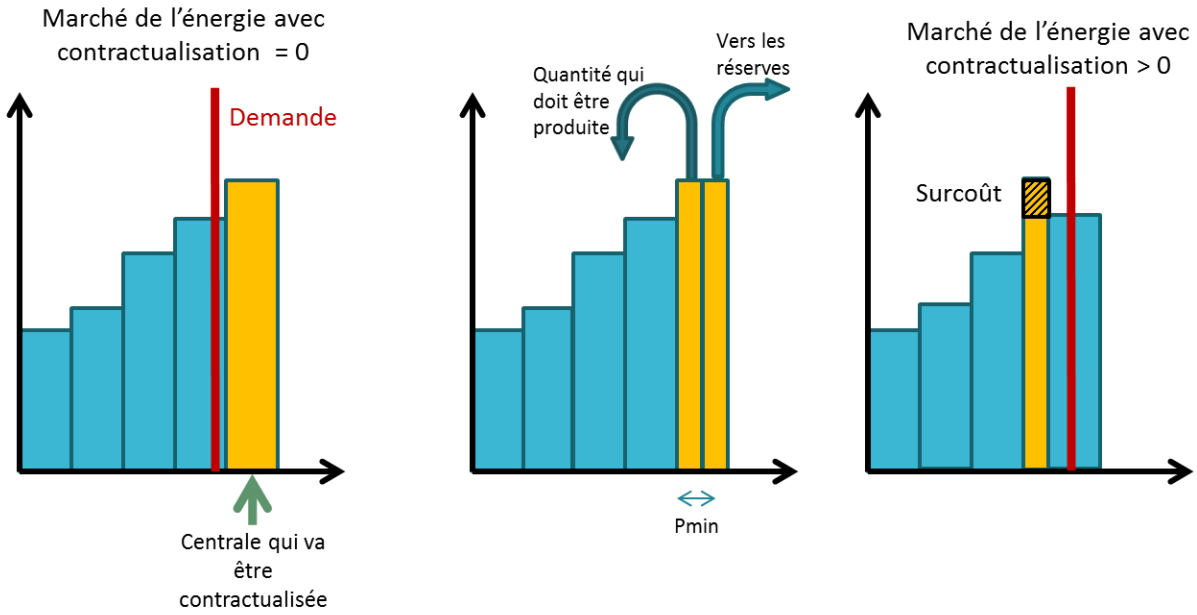
Microeconomix

Critère 1 : Distorsions sur le marché de l'énergie

Effet d'un niveau de contractualisation différent sur les distorsions du marché de l'énergie (2/2)

- Le modèle alternatif appliqué en France nécessite une plus forte contractualisation de réserves qui va distordre le marché de l'énergie

- Dans le cas d'une centrale extra marginale, la centrale contractualisée doit produire à sa production minimum pour pouvoir fournir de la réserve le cas échéant. Des centrales moins chères doivent donc diminuer leur production pour que la centrale contractualisée puisse produire à Pmin



➔ **Le modèle alternatif appliqué en France, contractualisant plus de capacités, conduit donc à un surcoût de production plus fort que le modèle français**

Critère 1 : Distorsions sur le marché de l'énergie

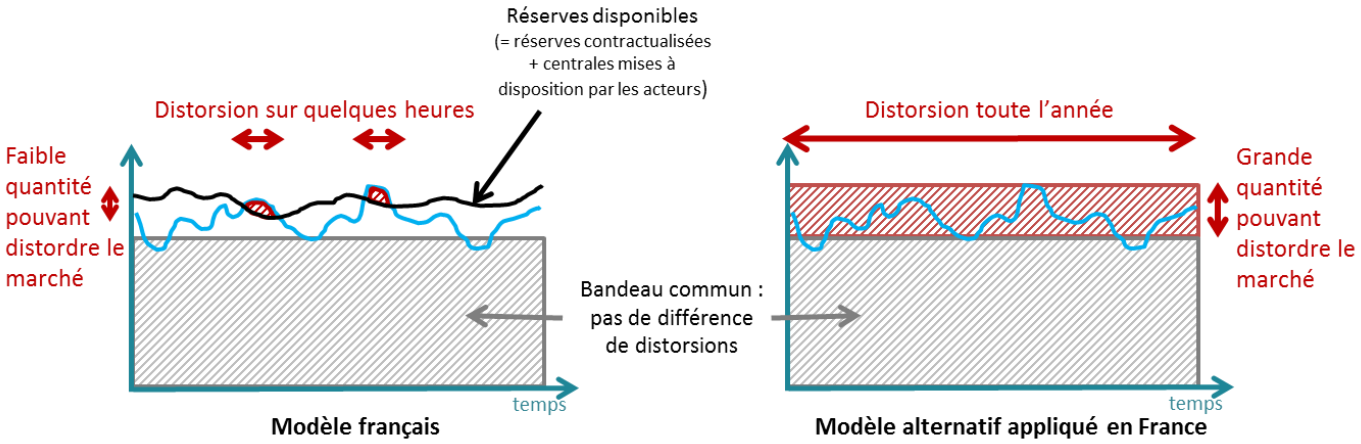
Comparaison des distorsions dues à une contractualisation supplémentaire aux distorsions dues aux activations pour cause marge (1/2)

- Il convient de comparer les distorsions dues à une contractualisation supplémentaire aux distorsions dues aux activations pour cause marge

- Pour cela, il convient d'estimer la différence de contractualisation de réserves entre les deux modèles à risque équivalent

  – La valeur précise de cette différence nécessiterait une étude approfondie de la part de RTE

- Dans la suite, à titre illustratif, une différence de 1 GW de contractualisation est retenue (hypothèse prise d'après les valeurs maximales des marges requises à la pointe, cf. annexe)



Microeconomix

Critère 1 : Distorsions sur le marché de l'énergie

Comparaison des distorsions dues à une contractualisation supplémentaire aux distorsions dues aux activations pour cause marge (2/2)

- Pour cela, ces distorsions ont été comparées qualitativement pour la période 2010-2014 en considérant :
  - Pour le modèle français : les pas demi-horaires avec activation pour cause marge et le volume activé pour cause marge (i.e. le volume imposé au marché)
  - Pour le modèle alternatif appliqué en France : une contractualisation sur toute l'année de 1 GW de réserves
    - N.B. : Réserves composées de centrales extra-marginales, thermiques et ayant un *must run* de 30% de leur puissance nominale (ce qui conduit à un volume de 430 MW imposé au marché)

Indicateur	Modèle français [1]	Modèle alternatif appliqué en France [2]	Niveau relatif de distorsions [2]/[1]
Nombre de pas demi-horaire	5 387	87 648	**16**
Energie imposée au marché (TWh)	1,4	18,8	**13**
Valeur de l'énergie imposée au marché (énergie valorisée au prix J-1) (M€)	85	834	**10**

➔ **Les distorsions dues aux activations pour cause marge sont très inférieures aux distorsions dues à une contractualisation supplémentaire d'1 GW**

Critère 1 : Distorsions sur le marché de l'énergie

Conclusion

- Le modèle alternatif appliqué en France conduit donc à de plus fortes distorsions sur le marché de l'énergie et une efficacité économique plus faible

- Cette moindre efficacité économique s'explique par deux principaux motifs

  – Dimensionnement des réserves réalisé bien avant de connaître le besoin effectif (conduisant à un surdimensionnement) dans le modèle alternatif appliqué en France

  – Utilisation et valorisation des capacités disponibles dans le modèle français

- L'efficacité du modèle français sur ce point n'est toutefois possible qu'à la condition que le GRT sache maîtriser ce modèle et ses particularités (prévision des marges disponibles et requises)

Plan de la présentation

1 – Cadre d'analyse de l'étude

2 – Analyse des propriétés économiques des différents modèles

- 2.1 – Critère 1 : Distorsions sur le marché de l'énergie
- 2.2 – Critère 2 : Interactions entre modèle de sûreté, prix des écarts et gestion des marges
- 2.3 – Critère 3 : Effets sur la concurrence
- 2.4 – Critère 4 : Signaux d'investissement envoyés

3 – Conclusions

4 – Annexes

Critère 2 : les interactions entre modèle de sûreté, prix de règlements des écarts et gestion des marges (1/2)

- Les incitations envoyées par le mécanisme d'ajustement/règlements des écarts ont été étudiées selon deux points

- 1. Concernant la pertinence de la décentralisation de la gestion de la marge via le prix des écarts :

  – Le GRT en tant qu'acteur centralisé peut être plus efficace pour prendre en compte certaines caractéristiques du marché

    - Foisonnement des écarts / erreurs de prévision,
    - Prise en compte des non-convexités – coût de démarrage
    - Gestion des capacités à stock limité
    - Difficulté (coût de transaction élevé) pour les acteurs de marché à se coordonner de façon décentralisée pour dimensionner et se répartir les marges

  – Même si en théorie, un acteur centralisé peut présenter des défauts, ils sont réduits dans le système français :

Défauts …	… réduits dans le système français
Manque d'incitations à équilibrer efficacement le système	RTE légalement responsable, notamment si délestages
Manque d'info. sur les caractéristiques des centrales	Savoir-faire maintenu par RTE

➔ **Il semble donc que dans le cas du système français, le modèle centralisé, donnant une responsabilité plus forte au GRT et moindre aux RE, soit plus efficace pour gérer la sûreté du système que le modèle alternatif appliqué en France.**

Critère 2 : les interactions entre modèle de sûreté, prix de règlements des écarts et gestion des marges (2/2)

- 2. Concernant l'impact de la gestion des marges sur le prix des écarts :

  - Les deux modèles ont en théorie des effets négatifs sur la gestion des marges (diminution des incitations à contribuer à la marge à la hausse)
    - Dans la modèle français, la méthode de prise en compte des activations pour cause marge dans le calcul du prix de règlements des écarts conduit à :
      - Pour un système à la baisse : une augmentation des incitations à s' équilibrer mais une diminution des incitations à contribuer à la marge à la hausse du système
      - Pour un système à la hausse : une diminution des incitations à s'équilibrer et à contribuer à la marge à la hausse du système
        - » Illustrations en annexe
    - Dans le modèle alternatif appliqué en France, la contractualisation supplémentaire des réserves a le même effet
      - La contractualisation de réserves (qui reçoivent alors une rémunération pour leur capacité) devrait faire baisser le prix de l'énergie sur le mécanisme d'ajustement et donc le prix des écarts
  - Toutefois, plusieurs éléments empiriques nuancent cette conclusion : les effets négatifs pourraient en fait être limités (cf. annexe)

Plan de la présentation

1 – Cadre d'analyse de l'étude

2 – Analyse des propriétés économiques des différents modèles

- 2.1 – Critère 1 : Distorsions sur le marché de l'énergie
- 2.2 – Critère 2 : Interactions entre modèle de sûreté, prix des écarts et gestion des marges
- 2.3 – Critère 3 : Effets sur la concurrence
- 2.4 – Critère 4 : Signaux d'investissement envoyés

3 – Conclusions

4 – Annexes

Critère 3 : Effets sur la concurrence

- Les effets sur la concurrence ont été étudiés selon trois points
- 1. Les deux modèles sont comparables s'agissant du processus de sélection des offres, utilisant tous deux un mécanisme de marché
- 2. Le modèle français est globalement plus robuste au pouvoir de marché
  - Contractualisation à l'année dans le modèle français versus contractualisation de façon hebdomadaire/journalière dans le modèle alternatif appliqué en France
  - Par contre, il y a un risque plus grand quoique modéré d'exercice de pouvoir de marché sur les offres activées pour cause marge
    - Car les activations pour cause marge sont réalisées très près du temps réel
    - Ce risque est toutefois modéré par l'obligation à proposer toute la puissance disponible dans le modèle français
- 3. Le modèle de sûreté français semble ne pas assurer complétement la neutralité technologique car il traite différemment les centrales flexibles et non flexibles lors des activations pour cause marge

	Modèle français dans le cas avec activation pour cause marge		**Modèle alternatif appliqué en France**	
	Centrale flexible	Centrale non flexible activée pour cause marge	Centrale contractualisée flexible	Centrale contractualisée non flexible
Contribution aux réserves	OUI		OUI	
Rémunération	**INCERTAINE** seulement si activation en temps réel	**CERTAINE** quel que soit l'état effectif du système	A la réservation et à l'activation	

Microeconomix

Plan de la présentation

1 – Cadre d'analyse de l'étude

2 – Analyse des propriétés économiques des différents modèles

- 2.1 – Critère 1 : Distorsions sur le marché de l'énergie
- 2.2 – Critère 2 : Interactions entre modèle de sûreté, prix des écarts et gestion des marges
- 2.3 – Critère 3 : Effets sur la concurrence
- 2.4 – Critère 4 : Signaux d'investissement envoyés

3 – Conclusions

4 – Annexes

Critère 4 : Signaux d'investissement envoyés

- Les deux modèles présentent tous deux des avantages et des inconvénients quant aux signaux d'investissement envoyés

- Le modèle français contractualise moins de capacité mais semble envoyer des signaux d'investissements plus stables que le modèle alternatif appliqué en France

  – La contractualisation à long terme des réserves génère des revenus plus stables ➔ risque moins important pour les investisseurs

  – Toutefois, l'utilisation de produits de long terme peut augmenter la prime de risque des acteurs (coût d'opportunité difficile à calculer longtemps à l'avance), conduisant ainsi à une hausse des coûts et une inefficacité

- De plus, dans le modèle français, la rémunération des activations pour cause marge est très incertaine

  – Toutefois, il paraît peu probable qu'un acteur se base uniquement sur les anticipations de ces revenus pour décider d'un investissement

- Le modèle alternatif appliqué en France, en contractualisant plus de capacités, envoie un signal d'investissement plus fort que le modèle français

  – Toutefois, en rémunérant tout le temps le niveau maximal de réserve, le modèle alternatif appliqué en France peut conduire à une rémunération excessive de la flexibilité et donc inciter les producteurs à trop investir dans les centrales flexibles par rapport à un optimum social

- En tout état de cause, cette question des signaux d'investissement devrait être analysée dans un cadre intégrant l'existence et le design des mécanismes de rémunération de capacité mis en place dans chacun des systèmes

Plan de la présentation

1 – Cadre d'analyse de l'étude

2 – Analyse des propriétés économiques des différents modèles

3 – Conclusions

4 – Annexes

Conclusions

- L'analyse menée dans cette étude indique, qu'à la maille nationale, le modèle de sûreté français est plus efficace que le modèle alternatif appliqué en France
  - Le modèle de sûreté français introduit moins de distorsions et de surcoûts sur le marché de l'énergie
  - Le modèle français est également moins sensible au pouvoir de marché et envoie des signaux d'investissement plus stables pour les réserves
  - Par ailleurs, son caractère centralisé semble plus adapté pour résoudre le problème complexe de gestion des marges et pour compenser les défaillances d'un système basé uniquement sur les prix et les décisions décentralisées
  - Les quelques points négatifs du modèle français (notamment sur la neutralité technologique) semblent assez faibles et ne pas contrebalancer la différence de distorsions entre les deux modèles
    - Plusieurs préconisations ont été formulées pour corriger ces points négatifs
- Ainsi, le maintien des particularités du modèle de sûreté français apparaît justifié d'un point de vue économique à la maille nationale
- Cette analyse qualitative devrait toutefois être élargie au niveau européen pour comparer les gains résultant de l'harmonisation avec les surcoûts potentiels

Merci de votre attention

Pour toutes questions ou remarques,
vous pouvez nous contacter :

vincent.rious@microeconomix.com

06 17 44 75 04

Plan de la présentation

1 – Cadre d'analyse de l'étude

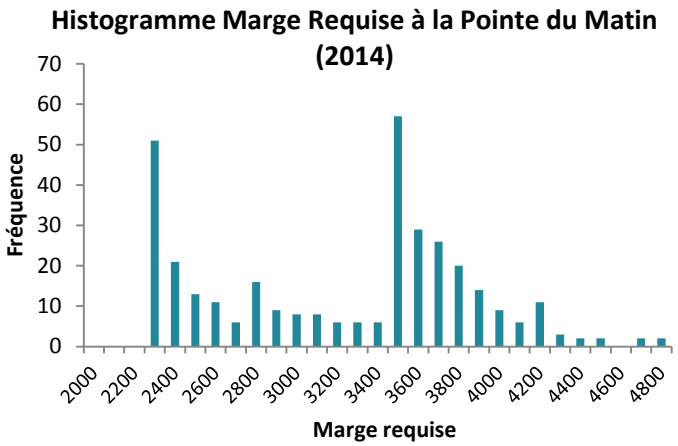
2 – Analyse des propriétés économiques des différents modèles

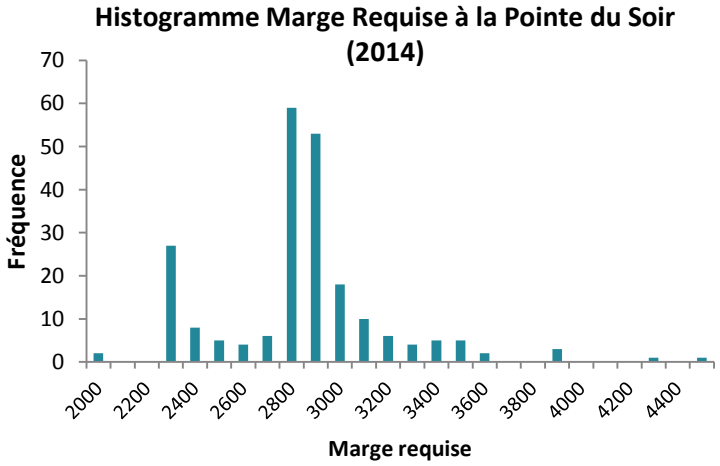
3 – Conclusions

4 – Annexes

Annexe n°1 : hypothèse de la différence de contractualisation entre les deux modèles

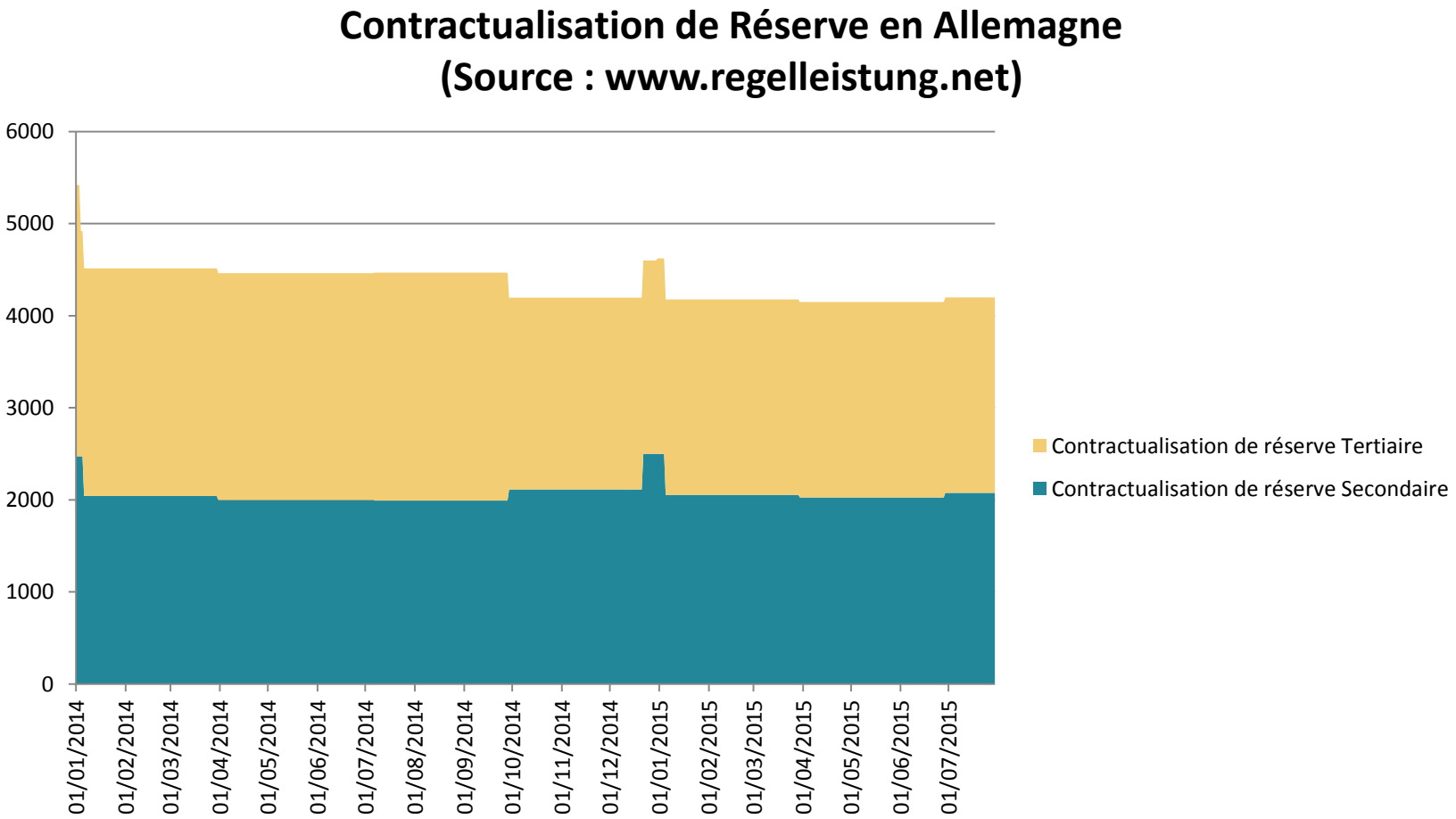
- Il est possible d'illustrer ces valeurs à partir des données de marge requise calculées par RTE chaque jour pour la pointe du matin et du soir
  - Dans un modèle avec réserves, le volume de réserves à contractualiser ne variant pas (ou très peu) en fonction de l'état du système, en première approche, on peut faire l'hypothèse que le volume à réserver doit correspondre à la valeur maximale de marge requise sur l'année





- Pour l'année 2014, le maximum de la marge requise est compris entre 4 GW et 5 GW
- Le système français contractualisant environ 3GW de réserves actuellement, cela conduit à une différence de contractualisation de l'ordre de 1 à 2 GW
- Dans une démarche conservatrice, la valeur inférieure est retenue (1 GW)

Annexe n°2 : niveau de contractualisation des réserves secondaires et tertiaires en Allemagne



Annexe n°3 : étude théorique de l'effet des activations pour cause marge sur le prix des écarts

Tendance à la hausse

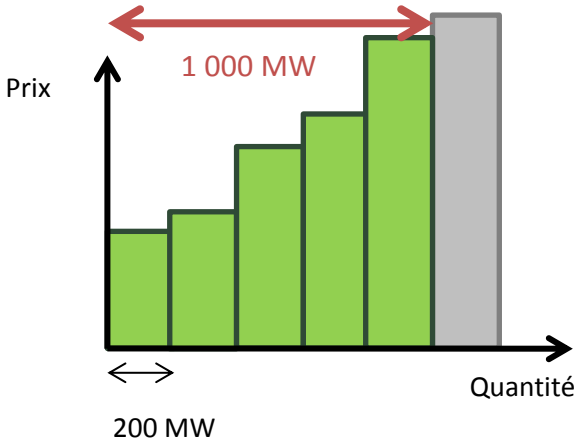
- Tendance à la hausse : Production 50 GW – Consommation 51 GW

Situation étudiée	Besoin d'ajustement net	Activation pour cause marge	Activation nécessaire pour cause P=C
Situation 1 : Sans activation pour cause marge	**+ 1 000 MW**	0 MW	**+ 1 000 MW**
Situation 2 : Avec activation de 400 MW pour cause marge	**+ 1 000 MW**	+ 400 MW	**+ 600 MW**

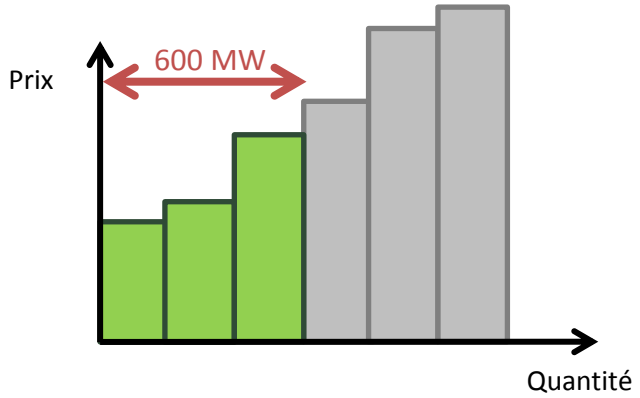
Paramètre identique dans les deux scénarios

- Les offres d'ajustement à la hausse pour cause P=C sélectionnées sont donc les suivantes (à courbe d'offre identique) :

Situation 1 : besoin = 1 000 MW



Situation 2 : besoin = 600 MW

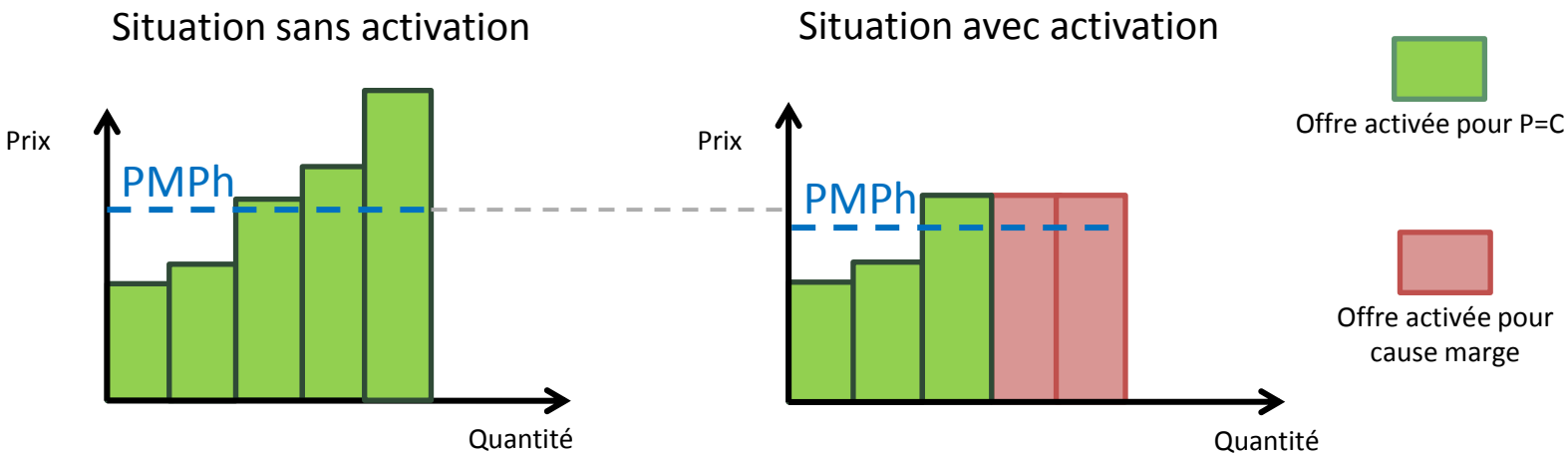


Microeconomix

Annexe n°3 : étude théorique de l'effet des activations pour cause marge sur le prix des écarts

Tendance à la hausse

- Pour le calcul du PMPh et donc du prix des écarts :
  - Sans activation pour cause marge
    - PMPh = prix moyen pondéré des offres activées à la hausse
  - Avec activation pour cause marge
    - Identique au cas sans activation SAUF pour le prix des offres activées pour cause marge
    - Pour ces offres, on retient le prix le plus bas entre le prix d'offre et le prix le plus élevé des offres activées à la hausse au titre de l'équilibre P=C
    - Par la suite, on ne considère que le cas où la valeur du prix de l'offre activée pour cause marge est supérieure au prix le plus élevé des offres activées pour P=C (ce qui semble plus probable mais ce qui ne modifie pas la conclusion)



Annexe n°3 : étude théorique de l'effet des activations pour cause marge sur le prix des écarts

Tendance à la baisse

- Tendance à la baisse: Production 50 GW – Consommation 49 GW

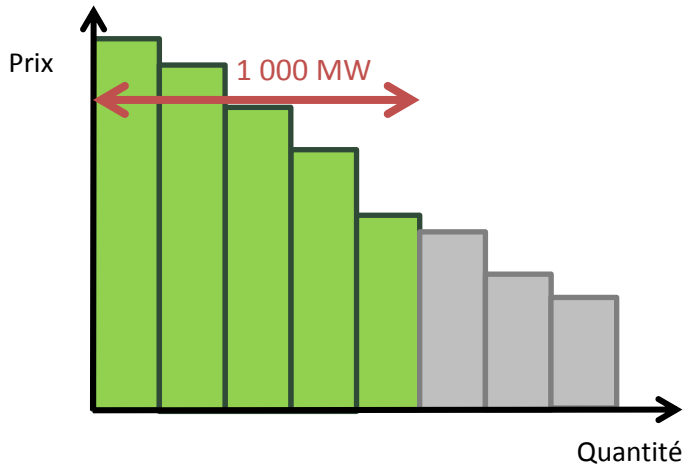
Situation étudiée	Besoin d'ajustement net	Activation pour cause marge	Activation nécessaire pour cause P=C
Situation 1 : Sans activation pour cause marge	**- 1 000 MW**	0 MW	**- 1 000 MW**
Situation 2 : Avec activation de 400 MW pour cause marge	**- 1 000 MW**	+ 400 MW	**- 1 400 MW ***

Paramètre identique dans les deux scénarios

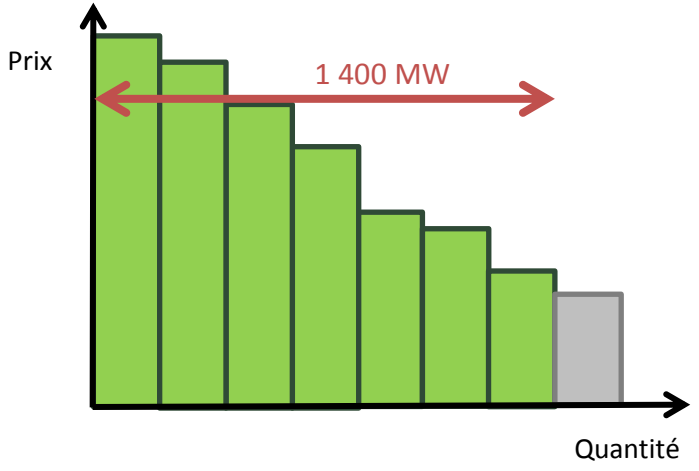
* Hypothèse : RTE ne peut pas modifier/annuler l'ordre d'ajustement pour cause marge

- Les offres d'ajustement à la baisse pour cause P=C sélectionnées sont donc les suivantes (à courbe d'offre identique) :

Situation 1 : besoin = 1 000 MW



Situation 2 : besoin = 1 400 MW

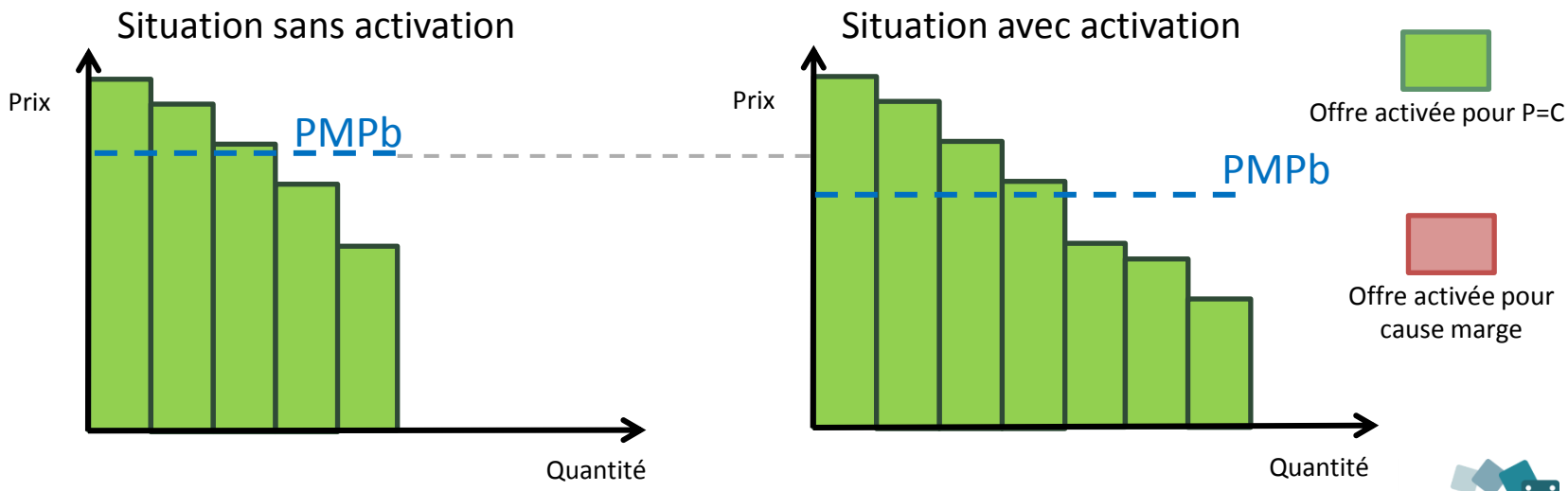


Microeconomix

Annexe n°3 : étude théorique de l'effet des activations pour cause marge sur le prix des écarts

Tendance à la baisse

- Pour le calcul du PMPb et donc du prix des écarts :
  - Sans activation pour cause marge
    - PMPb = prix moyen pondéré des offres activées à la hausse
  - Avec activation pour cause marge
    - Identique au cas sans activation pour cause marge (les offres activées pour « contre-ajuster » l'offre appelée pour cause marge sont rangées dans la catégorie « motif P=C » et ne subissent pas de traitement particulier au niveau du prix retenu, au contraire du cas tendance à la hausse)



Microeconomix

Annexe n°4 : étude économétrique de l'effet des activations pour cause marge sur le prix des écarts

Introduction

- L'objectif de cette partie est de confirmer (ou infirmer) de façon économétrique les effets théoriques précédemment étudiés
- Pour cela, nous utilisons les données du mécanisme d'ajustement disponibles sur le site de RTE
- La difficulté de cette étude est d'isoler correctement l'effet des activations pour cause marge dans le prix des écarts des autres effets (*i.e.* étudier leurs effets toutes choses égales par ailleurs)
  - *e.g.* isoler l'effet du prix J-1 : si le prix J-1 est élevé, il est probable que le PMPh soit élevé (qu'il y ait des activations pour cause marge ou pas). Il faut donc prendre en compte cette variable afin d'isoler l'effet de l'activation pour cause marge
- Les différentes variables considérées sont donc :
  - variable à expliquer : PMPh (ou le PMPb)
  - variables explicatives : prix spot J-1, volume activé pour cause marge et volume net d'ajustement

Annexe n°4 : étude économétrique de l'effet des activations pour cause marge sur le prix des écarts

Tendance à la hausse - PMPh

- Variable expliquée : PMPh

	Coefficients	Erreur-type	Significativité
Constante	7,2061539	0,28495298	***
Prix J-1	1,04563214	0,00571886	***
Volume net d'ajustement	0,0170521	0,00038157	***
Volume activée cause marge	0,00664201	0,00103748	***

** : P <0,05 ; ** : P < 0,01 ; *** : P<0,001*

- Tous les coefficients sont significatifs à plus de 99,9%
- Les coefficients positifs devant le prix J-1 et la variable « Volume net d'ajustement » semblent assez intuitifs :
  - Si le prix J-1 augmente, en considérant que ce sont principalement des centrales extra marginales qui émettent des offres à la hausse, le prix moyen des offres activées va augmenter
  - Si le volume demandé augmente, il faut appeler plus de centrales, donc à un coût moyen plus élevé.
- En revanche, le coefficient négatif devant la variable « Volume activée cause marge » semble plus difficile à expliquer et va à l'encontre de l'étude théorique

Annexe n°4 : étude économétrique de l'effet des activations pour cause marge sur le prix des écarts

Tendance à la baisse - PMPb

- Variable expliquée : PMPb

	Coefficients	Erreur-type	Significativité
Constante	1,7628539	0,11870613	***
Prix J-1	0,76974596	0,00240445	***
Volume net d'ajustement	-0,00750817	0,00016309	***
Volume activée cause marge	-0,00509662	0,00075613	***

** : P <0,05 ; ** : P < 0,01 ; *** : P<0,001*

- Tous les coefficients sont significatifs à plus de 99,9%

- Les coefficients devant les deux variables de volume sont négatifs, celui pour le prix J-1 est positif. Cela peut assez bien se comprendre :

  – pour le prix J-1 : l'offre des producteurs est égale à leurs CV, directement reliés au prix J-1. S'il augmente, les offres activées ont des CV plus importants (car sélectionnées par offre décroissante), d'où une moyenne plus élevée

  – pour le volume net d'ajustement : plus on demande de volume, plus on sélectionne des offres à prix bas, donc plus la moyenne est faible (toutes choses égales par ailleurs)

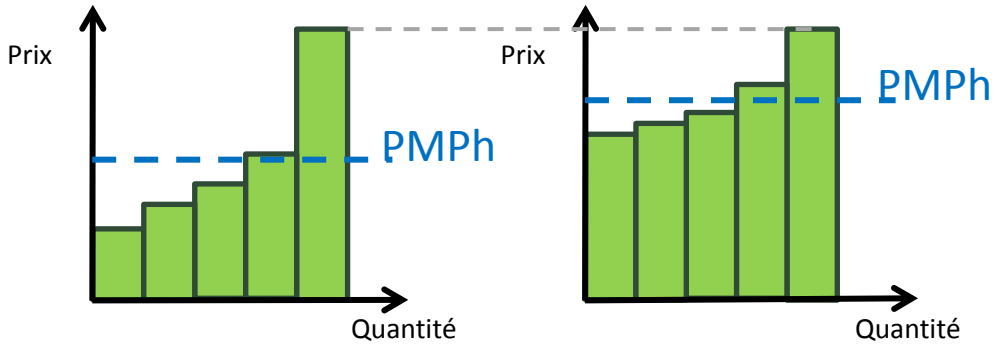
  – pour le Volume activée cause marge : plus on active d'offres pour cause marge, plus on doit effectuer des contre-ajustements. On demande un volume d'offres à la baisse plus important et on sélectionne donc des offres à prix bas : la moyenne est faible (toutes choses égales par ailleurs)

- Cela semble aller dans le sens de l'explication «théorique» : l'activation d'offres pour cause marge semble faire diminuer le PMPb lors d'une tendance à la baisse

Annexe n°4 : étude économétrique de l'effet des activations pour cause marge sur le prix des écarts

Conclusion

- Pour la tendance à la hausse, l'effet des activations pour cause marge semble conduire à une augmentation du PMPh, et donc du prix des écarts
  - Cela irait dans le sens opposé de l'étude théorique
  - Toutefois, cela pourrait s'expliquer par le fait que certains effets, qui diffèrent entre le cas avec et sans activation, n'aient pas été totalement pris en compte, en particulier la forme de la courbe d'offre, plus ou moins convexe
    - En effet, cette forme peut influencer fortement le prix moyen pondéré et n'est pas prise en compte ici (ou très partiellement via la prix J-1). Or il se peut que lors de l'activation pour cause marge, le système étant plus tendu, la courbe d'offre soit plus convexe, i.e. un prix d'ajustement qui croît plus vite, conduisant ainsi à une augmentation du prix moyen



➔ Même offre marginale acceptée mais PMPh différent

  - Les différences entre les résultats théoriques et économétriques pourraient ainsi s'expliquer par l'hypothèse d'une courbe d'offre identique dans le cas avec et sans activation dans l'étude théorique

- Pour la tendance à la baisse, l'étude économétrique indique que le fait d'activer des offres pour cause marge fait diminuer le PMPb et donc le prix des écarts, ce qui confirmerait l'étude théorique

Annexe n°4 : étude économétrique de l'effet des activations pour cause marge sur le prix des écarts

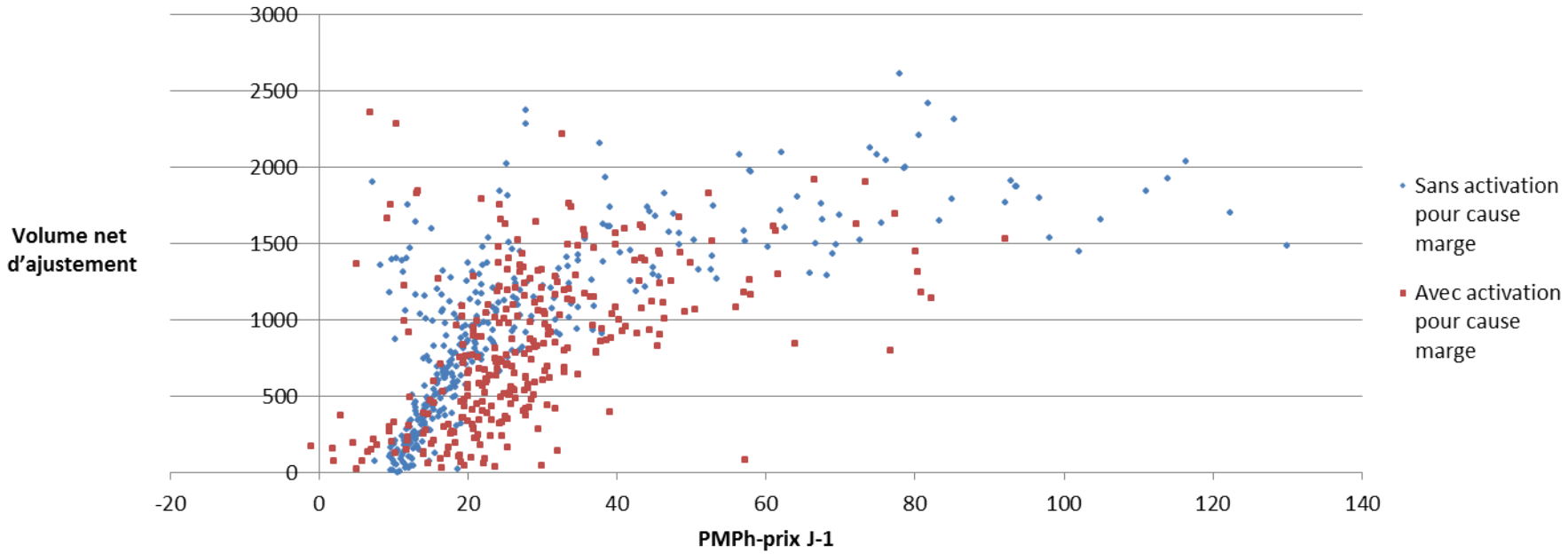
Représentation graphique simplifiée de l'étude économétrique

- Il est possible d'avoir un rapide aperçu des résultats économétriques de façon graphique très simplifiée
  - N.B. : puisqu'il est impossible de représenter graphiquement l'effet des 3 variables explicatives sur le PMP, l'étude graphique sera forcément incomplète
- Pour cela, on étudie la valeur de la différence (PMP-prix J-1), en fonction du volume net activé et de l'activation ou non d'offres pour cause marge
  - l'effet des activations pour cause marge n'est pas pris en compte en fonction du volume activé mais simplement en fonction de l'existence ou non de ces activations (> ou <0), ce qui limite les conclusions de l'étude graphique
  - Pour simplifier la représentation graphique et éviter d'avoir des milliers de points, les données ont été regroupées en fonction du volume net activé

Annexe n°4 : étude économétrique de l'effet des activations pour cause marge sur le prix des écarts

Représentation graphique simplifiée de l'étude économétrique

- Variable expliquée : PMPh



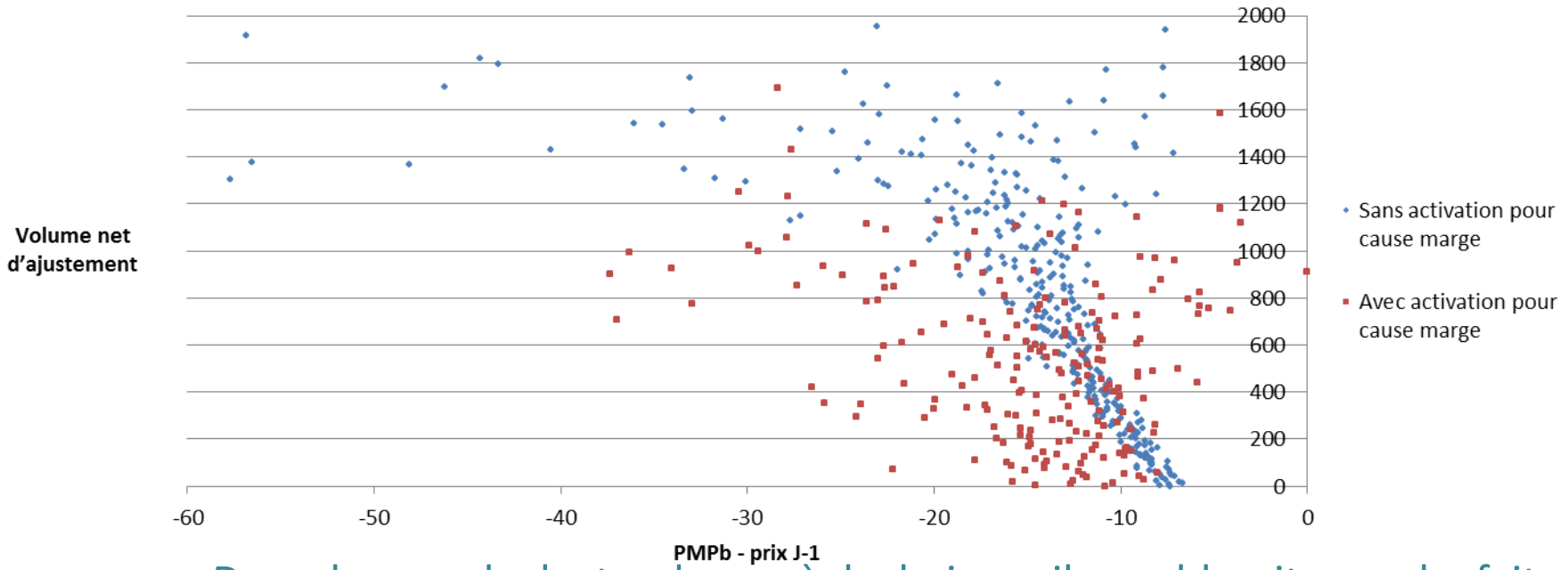
- On remarque que dans le cas avec activation pour cause marge, pour un même volume net d'ajustement et un même prix J-1, le PMPh a tendance a être plus élevé que sans activation (points rouges plus à droite)

- Cela laisserait supposer que le fait d'activer des offres pour cause marge fasse augmenter le PMPh, toutes choses égales par ailleurs

Annexe n°4 : étude économétrique de l'effet des activations pour cause marge sur le prix des écarts

Représentation graphique simplifiée de l'étude économétrique

- Variable expliquée : PMPb



- Dans le cas de la tendance à la baisse, il semblerait que le fait d'activer des offres pour cause marge fasse diminuer le PMPb, à prix J-1 et volume net d'ajustement identiques (points rouges plus à gauche que les points bleus)

Annexe n°4 : étude économétrique de l'effet des activations pour cause marge sur le prix des écarts

Représentation graphique simplifiée de l'étude économétrique

- Ces représentations graphiques souffrent toutefois de nombreuses limites, notamment :
  - la taille du volume activé pour cause marge n'est pas pris en compte
  - on considère arbitrairement un coefficient 1 devant le prix J-1, ce que l'étude économétrique réfute
  - aucune information sur la significativité

Annexe n°5 : impact de l'effet des activations pour cause marge sur le prix des écarts dans le modèle alternatif

- Dans le cas du modèle alternatif, l'effet de la contractualisation supplémentaire peut également réduire les incitations des responsables d'équilibre
  - En théorie, la contractualisation à l'avance de réserves (qui reçoivent alors une rémunération pour leur capacité) devrait faire baisser le prix de l'énergie sur le mécanisme d'ajustement (par rapport à une situation sans contractualisation à l'avance), et ainsi *in fine* faire baisser le prix des écarts
- Toutefois, en prenant le cas allemand comparé au modèle français, il semble que ce ne soit pas le phénomène observé
  - Les offres pour l'énergie semblent plus élevées :
    - Pour l'année 2014, dans le cas d'un système à la baisse, la différence moyenne entre le prix J-1 et le prix des écarts est de -10.7€/MWh en France et de -57.3€/MWh en Allemagne
    - Et dans le cas d'un système à la hausse, 15.9€/MWh en France et de 43.7€/MWh en Allemagne
  - Cela pourrait s'expliquer par les particularités du mécanisme allemand où les réserves doivent définir leur prix de l'énergie au moment de réaliser les offres sur la capacité
    - Ainsi, avec des coûts futurs, les centrales peuvent intégrer une prime de risque dans leur offre pour refléter cette incertitude, ce qui peut conduire à un prix d'ajustement et donc un prix des écarts plus élevés

Annexe n°6 : préconisations pour améliorer le modèle français

- Afin de parfaire le modèle de sûreté français, deux améliorations peuvent principalement être préconisées :
  - une meilleure construction du prix des écarts afin d'envoyer de meilleures incitations
    - Comment construire le prix des écarts quand des activations pour cause marge sont réalisées ?
      - e.g., faut-il plafonner le prix des offres activées pour cause marge retenu pour le calcul du prix moyen pondéré ?
  - une neutralité technologique entre les centrales flexibles et non flexibles dans le cas d'activations d'offres pour cause marge
    - par exemple, en rémunérant la disponibilité des centrales flexibles sur le MA qui participent à la marge dans ce cas