

Concurrence sur le marché français de l'électricité

FIME

28 juin 2010



Sommaire

1. **Direct Energie – Chiffres Clés**
2. Pourquoi la concurrence?
3. Une régulation pour favoriser la concurrence: NOME
4. La régulation économique de la capacité – prix ou volume?

Direct Energie – chiffres clés

- Plus d'un ½ million de clients en France (électricité et gaz)
- 300 salariés et 350M€ de chiffre d'affaire en 2009
- 3 TWh d'électricité et de gaz vendus à des clients professionnels et particuliers
- Des conseils et services énergétiques incitant à la maîtrise de la consommation

- 2 projets de centrales à gaz de 840 MW
- Plusieurs dizaines de MW de solaire, d'éolien et d'hydro, et plusieurs centaines en projet

- Des participations dans des réseaux de distribution



Sommaire

1. Direct Energie – Chiffres Clés
- 2. Pourquoi la concurrence?**
3. Une régulation pour favoriser la concurrence: NOME
4. La régulation économique de la capacité – prix ou volume?

Qu'attendre de la concurrence

- Investissements dans la production et les infrastructures
- Meilleure information du consommateur et évolution de la perception qu'il a de ses coûts et de son mode de consommation
- Création d'une émulation entre les fournisseurs pour développer une relation client optimisée :
 - Meilleure compréhension des préférences des consommateurs
 - Innovations en terme de tarifs (offres vertes, HC/WE...)
- Nouveaux métiers :
 - Analyse, conseil et optimisation de la demande
 - Pilotage de la demande - effacement, charge de véhicule électrique
ex: la box multiservice

Quels bénéfices pour le consommateur

1.- Un bénéfice immédiat: des baisses tarifaires (*gain de productivité*)



2.- Un bénéfice de maîtrise de la consommation

- Analyse, conseil et optimisation de la demande
- Aide à l'acquisition de matériel électrique économe



3.- Un bénéfice d'offres adaptées à son mode de consommation

- Choix de l'offre (HP/HC, effacement, énergies renouvelables...)
- Innovations en terme de tarifs (HC/WE...)



4.- Un bénéfice de maîtrise de la consommation

- Par optimisation de la puissance souscrite



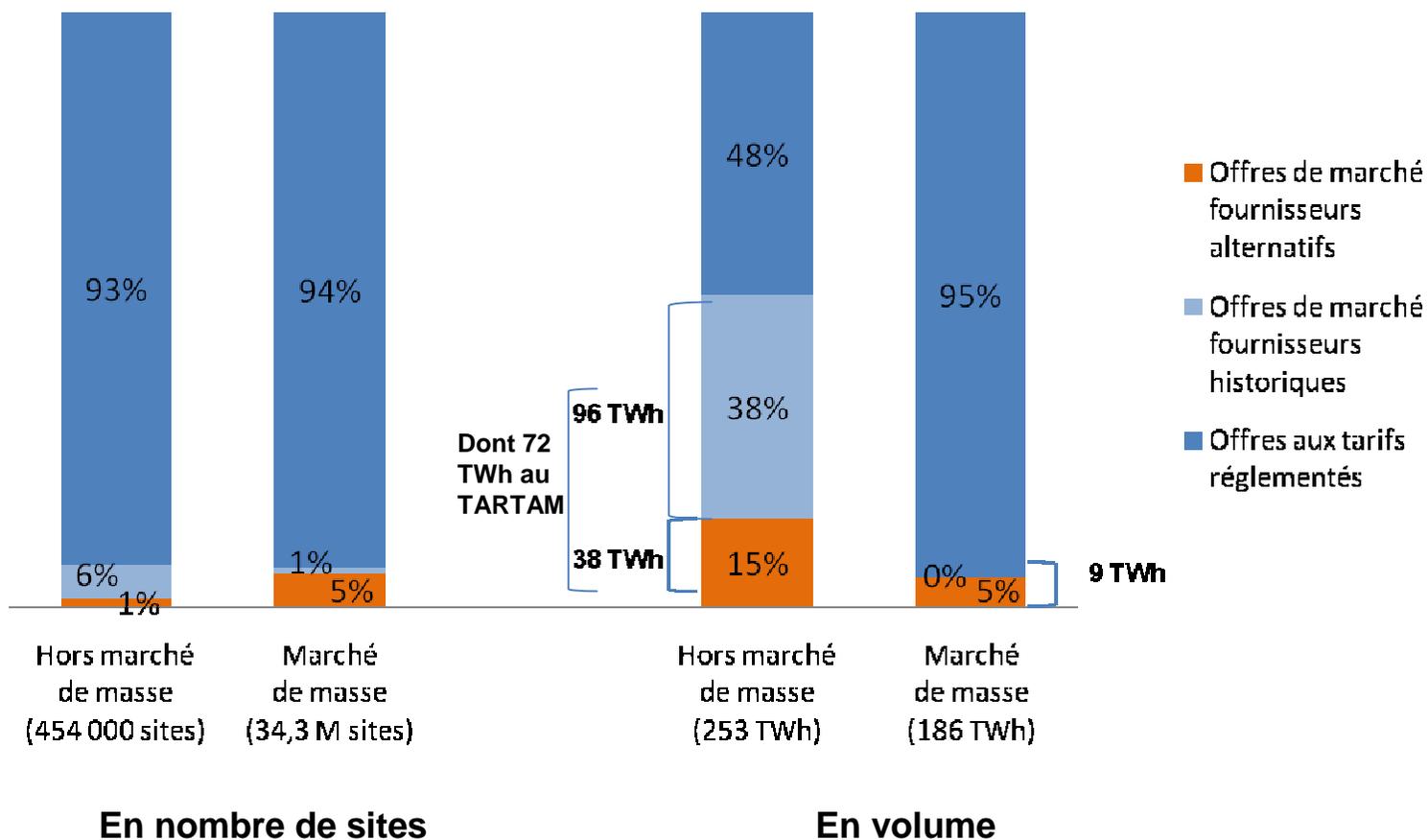
Baisse de la facture, innovations et baisse des émissions CO2

Sommaire

1. Direct Energie – Chiffres Clés
2. Pourquoi la concurrence?
- 3. Une régulation pour favoriser la concurrence: NOME**
4. La régulation économique de la capacité – prix ou volume?

10 ans aprèsL'absence de concurrence sur le marché de masse

Parts de marché sur le marché de détail de l'Electricité – source CRE



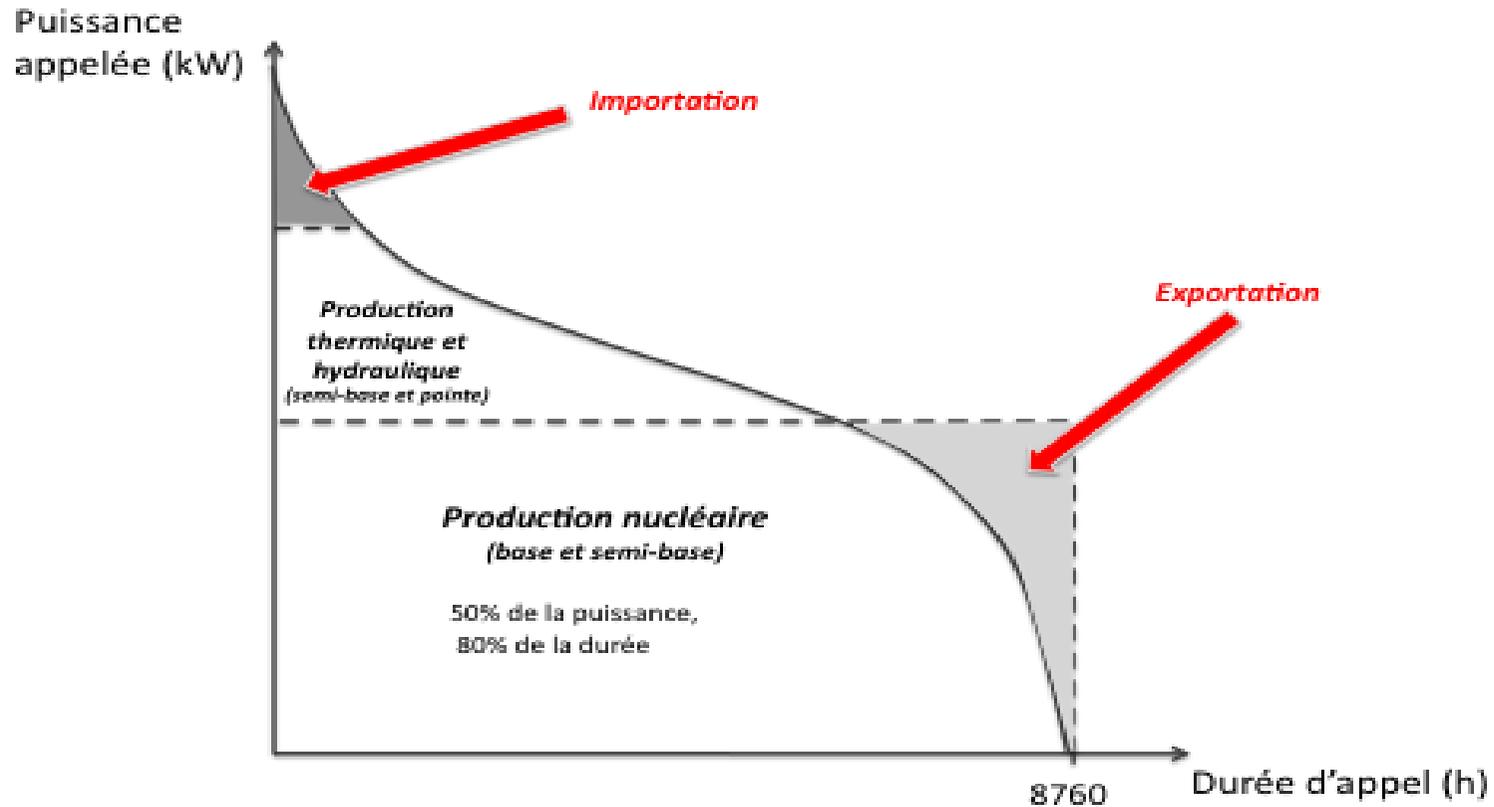
NOME: La régulation d'un avantage historique

- Un parc nucléaire compétitif et incontournable
 - dont le coût n'est pas reflété dans les prix du marché européen par absence de politique énergétique commune
 - dont ne peuvent bénéficier les clients sortant des tarifs réglementés
 - Qui représente 80% de l'énergie produite et 50% du parc de production adapté
- Une volonté politique de:
 - Conserver des tarifs de détail de l'électricité compétitifs
 - Favoriser l'innovation pour répondre aux enjeux de MDE
 - Favoriser l'investissement dans des moyens de production/d'effacement de pointe
- Dans ce contexte, la loi NOME
 - Crée une offre de gros d'accès régulé à l'ENH
 - Met en cohérence les tarifs réglementés
 - Organise un rééquilibrage économique (MMP) par une obligation de capacité

Sommaire

1. Direct Energie – Chiffres Clés
2. Pourquoi la concurrence?
3. Une régulation pour favoriser la concurrence: NOME
- 4. La régulation économique de la capacité – prix ou volume?**

La production électrique française en puissance et en énergie



Courbe monotone de charge schématisée (source : d'après CRE)

Rappel sur le "Missing money"

- Un marché « energy only » à concurrence parfaite (prix = cout marginal) ne rémunère pas correctement les producteurs (= « missing money »)
- Le manque théorique correspond à la valorisation de la défaillance au prix de l'END (environ 15.000 €/MWh) soit :

$$90.000 \text{ MW} * 3\text{h} * 15.000 \text{ €/MWh} = 4 \text{ Md € !}$$

- En pratique, cette organisation de marché crée des pics de prix qui :
 - Ne suffisent pas à rentabiliser les moyens d'extrême pointe (et encore moins à les financer)
 - Augmentent les prix des autres heures de l'année (via notamment les « valeurs d'usage »)
 - Envoie donc des mauvais signaux d'investissement en niveau et surtout en structure

Le (dys)fonctionnement aujourd'hui

- Couverture dans les TRV :

- Bonne en niveau, cf. déclaration du président d'EDF le 17 janvier 2006 à l'AN :

*« il est vrai que les tarifs sont supérieurs aux coûts,
sans quoi l'entreprise perdrait de l'argent »*

- « Normalement » bonne en structure (avant 2009)

- Dans le marché :

- Aléatoire en niveau : dépend de nombreux facteurs exogènes

- Très mauvaise en structure :

- *Sous rémunération de la pointe*
- *Sur rémunération de la base (indépendamment de la rente de rareté)*

=> d'où un risque pour la sécurité d'approvisionnement électrique (SAE)

Les objectifs d'un mécanisme de financement de la SAE

- Retrouver la bonne répartition de la rémunération
 - Rétablir les correctes rémunérations de la base (baisse) et de la pointe (hausse)
 - Valoriser à leur juste niveau les effacements de consommateurs
 - Encadrer le marché à l'extrême pointe pour être cohérent avec :
 - *Le système de rémunération des producteurs*
 - *Le niveau de sécurité d'approvisionnement*
 - *Et éviter l'exercice abusif des pouvoirs de marché*
- ...sans déstabiliser les équilibres d'aujourd'hui :
 - Ne pas provoquer de surcoûts chez les consommateurs
 - Ne pas imposer aux fournisseurs des obligations nouvelles coûteuses
- Et en limitant « l'impact aux frontières » :
 - Eviter les « fuites » de marges
 - Ne pas grever la compétitivité des centrales françaises

L'obligation de capacité – signal volume

Une mise en œuvre sous 3 ans après déclinaison réglementaire

Les craintes d'un tel mécanisme:

- les délais
- le contingentement
- les surcoûts (recréation du ciseau tarifaire)

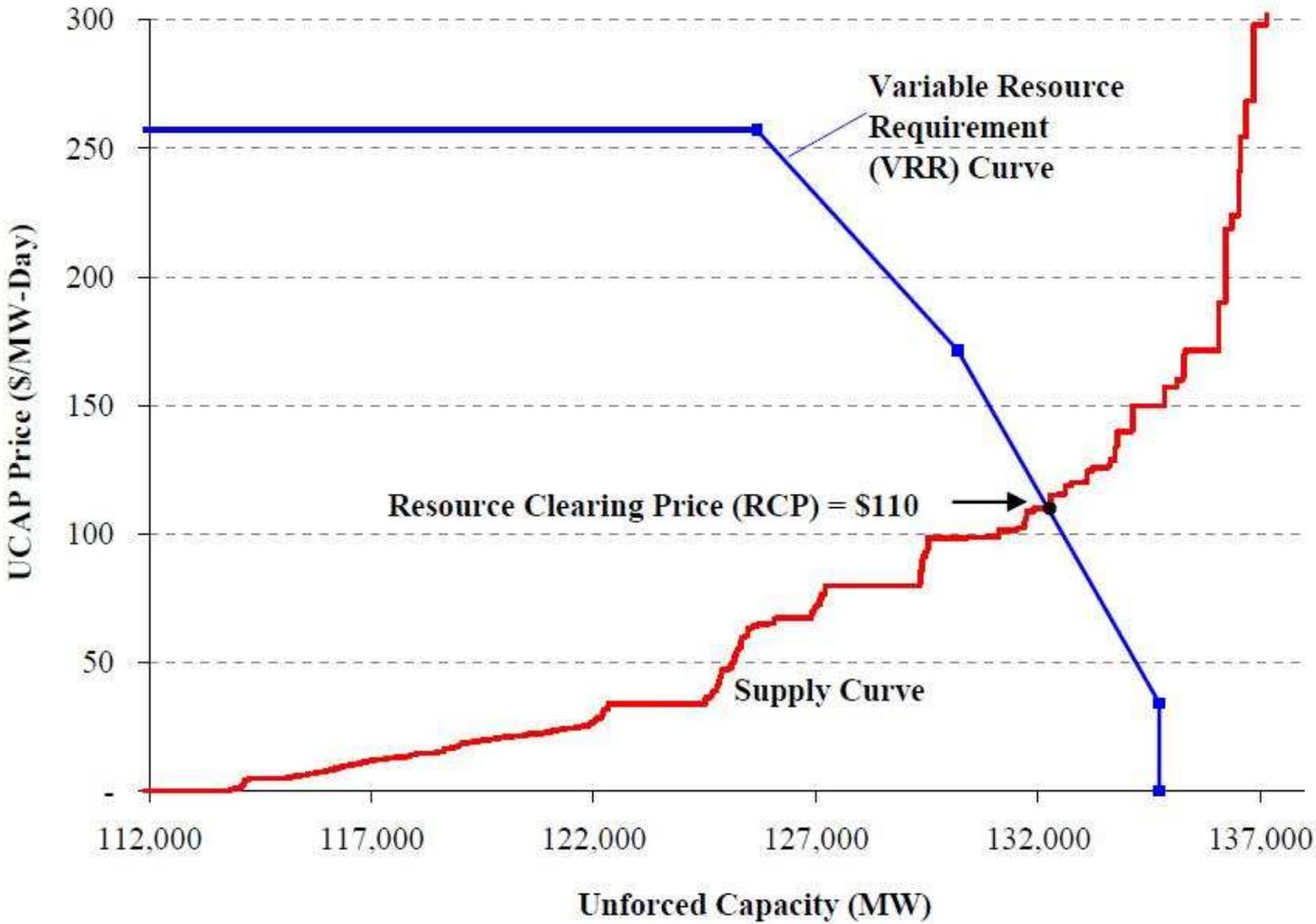
=> Pérennise le pouvoir de marché d'EDF alors que la loi NOME visait à le réduire!

Objectif à poursuivre: des obligations de capacité positionnées dans un cadre non-discriminatoire, ne laissant pas un avantage certain à l'opérateur historique

Description de PJM – ex de marché de capacité

- PJM est un ancien pool de dispatch des unités de génération
- Il possède un marché de capacité dont les caractéristiques principales sont:
 - Un marché forward (pour 1 an, 3 ans en avance), avec marchés incrémentaux ultérieurs
 - Auquel participe les capacités de génération, d'effacement et même d'augmentation de capacité de transmission
 - Une courbe administrée demande/prix construite autour
 - d'une target en GW
 - du coût annuel de la capacité pour un « nouvel entrant », dont sont déduits ce que cette capacité peut gagner sur les marché d'énergie et de services auxiliaires (moyenné sur 6 dernières années)

PJM Clearing (source: Brattle - 2009)



Critiques du marché de capacité PJM

Signal Prix/Volume

- L'utilisation d'une courbe demande/prix pose la question plus large de l'utilisation d'un signal en prix ou en volume

Pouvoir de marché

- Le marché de capacité part du problème de « missing money »
- On ne peut ajouter un marché de capacité sans mettre en cohérence la rente sur les marchés d'énergie.
 - PJM déduit la rente de sa courbe offre demande, mais avec 6 ans de retard
 - ISO NE déduit mensuellement la rente perçue sur le marché
- L'introduction de la notion d'option (Arriaga 2001) permet de limiter le pouvoir de marché, tout en définissant un produit standard sur lequel les moyens de production/effacement différents peuvent bidder

Participation de l'effacement

- PJM ne prévoit pas la participation des tarifs à effacement, ce qui limite la capacité des fournisseurs à récupérer la valeur associée

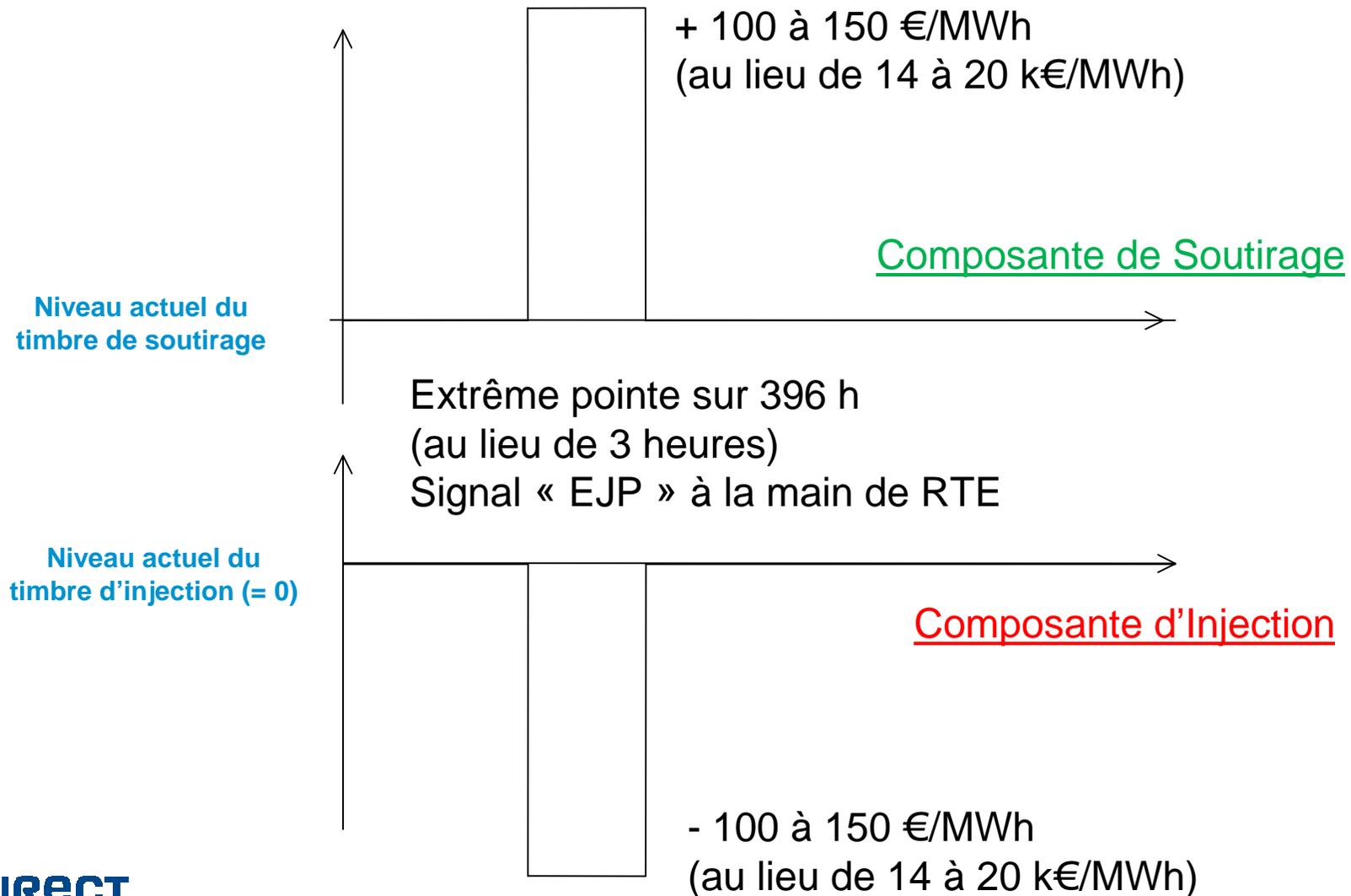
Les fondamentaux de la valorisation de l'effacement

- Le traitement de la valorisation de l'effacement doit être symétrique à celui de la rémunération de la capacité de production
 - Assure l'équité de traitement des parties dans le marché
 - Permet un développement cohérent des solutions avals et amonts
 - Mais n'implique pas forcément que l'effacement (la demande) et la production (l'offre) doivent participer au même mécanisme
- La représentation de cette valeur nécessite
 - Un mécanisme adéquat de « transfert »
 - Une implication **incontournable** des pouvoirs publics pour fixer le niveau de sécurité d'appro. recherché, et par suite le paramètre économique de ce mécanisme assurant le transfert du signal aux acteurs (amont et aval)
 - Des règles de fonctionnement des marchés en cas de défaillances cohérentes avec la décision politique

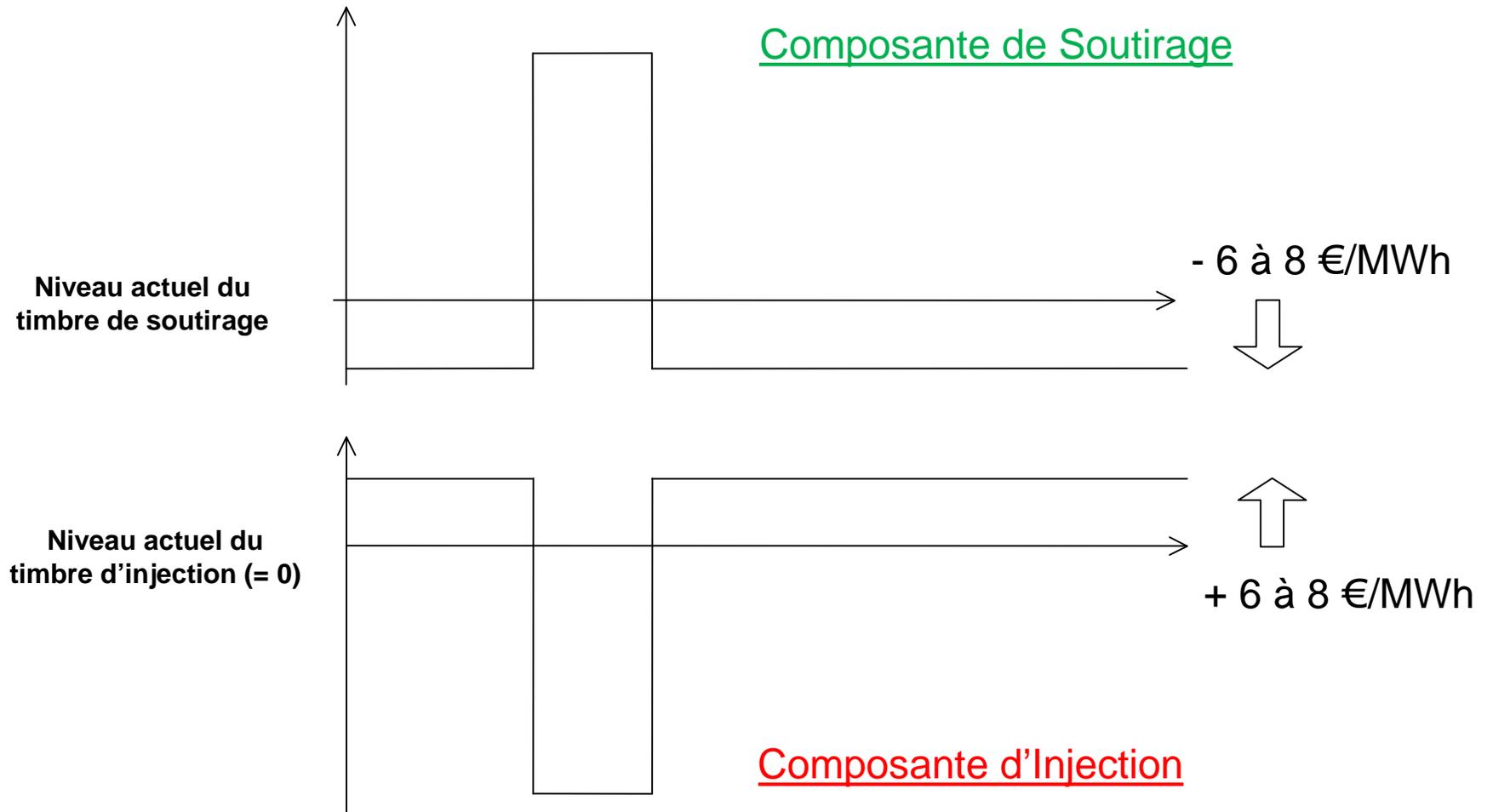
Mise en oeuvre d'un signal Prix

- Permet une cohérence naturelle effacement / production
- Place les acteurs sur un même pied d'égalité (pas de pouvoir de marché)
- Garantit la rémunération de la capacité

Le signal prix: Principes « théoriques » (1/4)

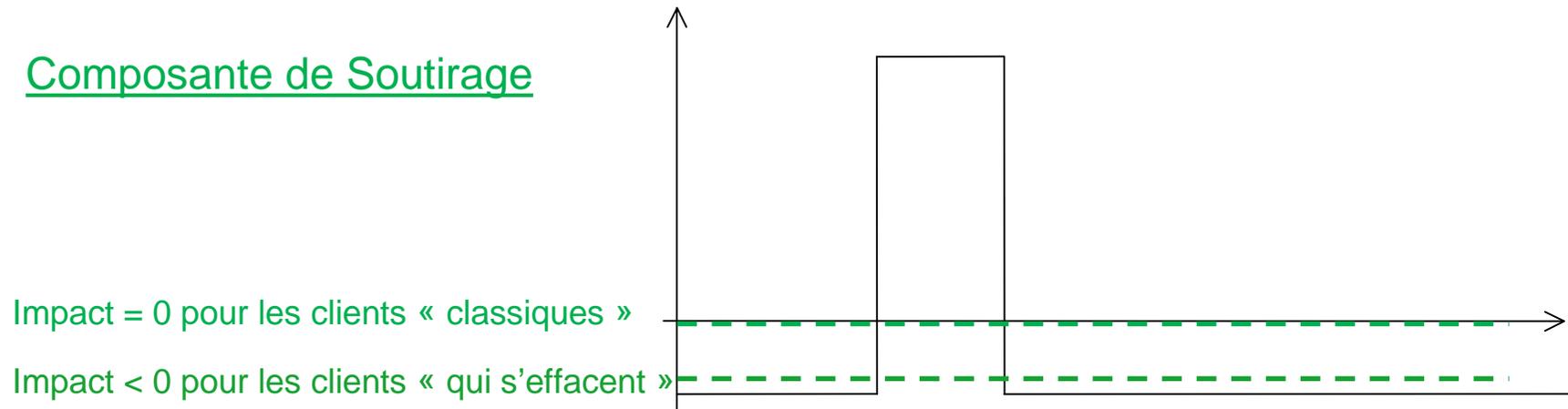


Le signal prix- Principes « théoriques »(2/4) : le rééquilibrage global



Le signal prix - Principes « théoriques » (3/4) : impact sur les consommateurs

Composante de Soutirage



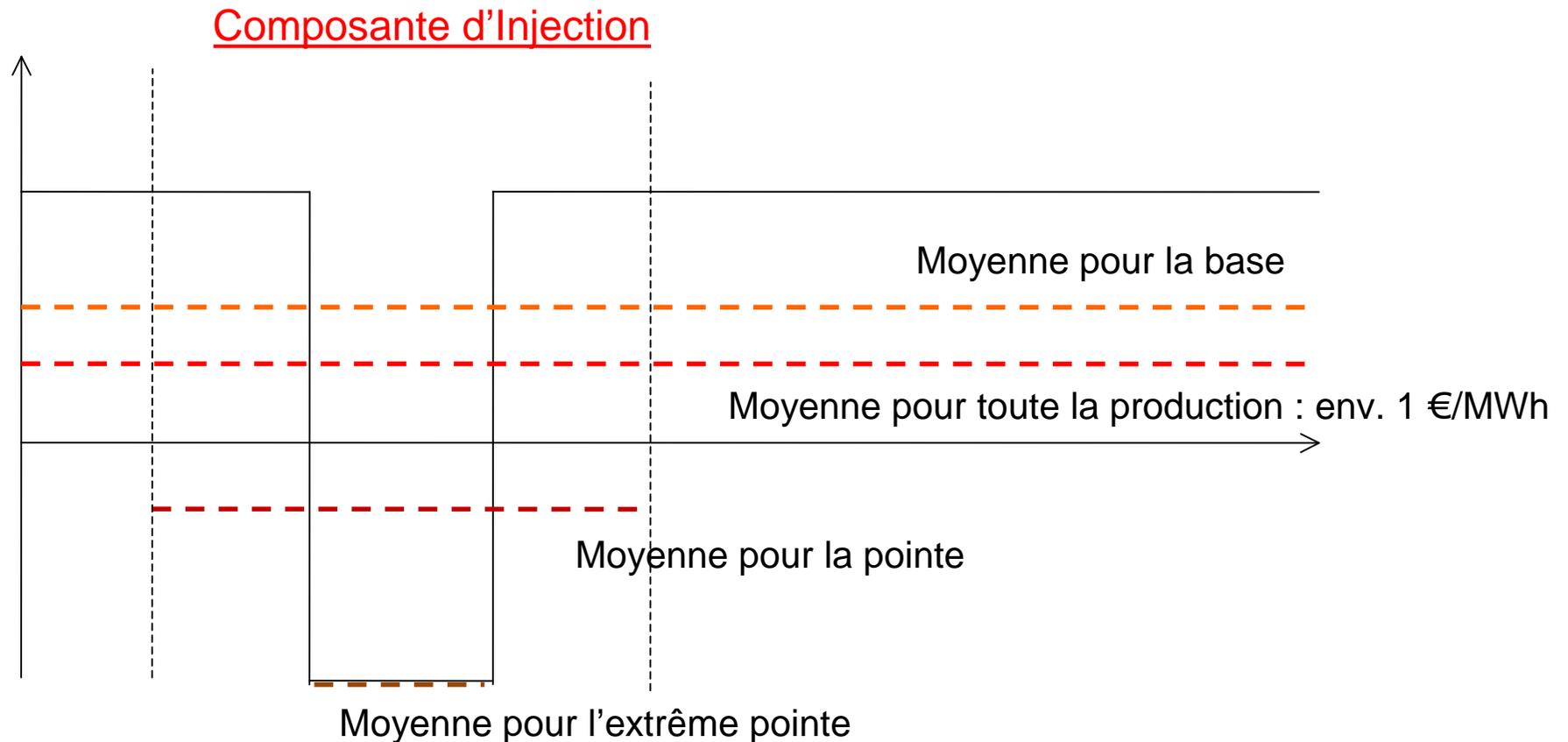
⇒ Rend une vraie valeur aux effacements clients

⇒ Bénéfices « cohérents », en construction et en niveau ,avec l'avantage économique des tarifs tempo et EJP

⇒ Facile et rapide à mettre en œuvre

NB : cette composante additionnelle pourrait être optionnelle, notamment pour les consommateurs non équipés de compteurs permettant de distinguer les périodes de consommation

Le signal prix- Principes « théoriques » (4/4) : impact – détaillé – par producteur



Conclusion

- A ce jour, la loi NOME pose les principes d'une résolution du missing money problem
- Les solutions à apporter sont spécifiques au marché français:
 - Forte consommation de pointe – à effacer?
 - Production en base au main d'un seul acteur – organiser les droits de tirage post NOME?
 - Un producteur/ fournisseur ultra-dominant - favoriser les investissements des concurrents
- Dans un contexte européen déconnecté
 - En SAE
 - En prix de marché

Merci de votre attention

anne.barbarin@direct-energie.com

FIME

28 juin 2010

