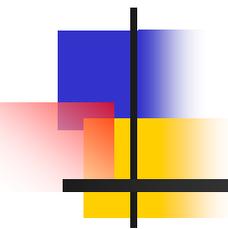


# **Le repérage du prix concurrentiel et des rentes de rareté/de monopole sur le marché de gros de l'électricité en France**



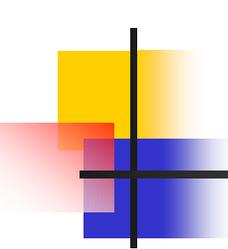
---

**Philippe Vassilopoulos**

**Printemps de la recherche**

**EDF R&D**

**16 Mai 2008**



# Introduction: La théorie des marchés spot

---

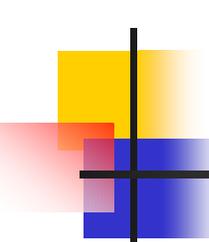
- **En théorie**, les prix spot donnent des **signaux** et des **incitations** qui mènent au mix qui satisfait la demande à moindre coût (mix optimal) sur le court et long terme

Schweppe, Caramanis, Bohn, Tabors (1982)

- Le prix spot = prix qui équilibre l'offre et la demande d'électricité
- Les prix spot sont censés mettre en évidence **l'équilibre entre l'offre et la demande**.

**Dans un équilibre de moindre coût, les revenus nets = coûts en capital**

- En cas de **déséquilibres**: les prix spot doivent inciter les investisseurs à les corriger
- Minimisation des coûts du monopole et maximisation des profits en concurrence = identique
- Avec quelques années de recul et après quelques expériences malheureuses, la Californie, l'Italie et New-York, des doutes persistent



# La capacité des prix de court terme à donner les signaux pertinents reste à établir

---

- **En pratique**, certains problèmes se posent

1) Les prix observés doivent refléter les **déséquilibres** dans le mix de production

- Mais, les caractéristiques de l'électricité: variations de la demande, non stockabilité, faible élasticité/prix ne le garantissent pas

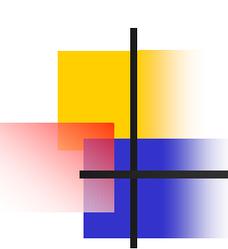
- Les observations empiriques : problème de "missing money" (PJM, NEISO)

2) L'exercice de **pouvoir de marché** peut créer une distorsion des signaux de prix

- Stratégies de « gaming » (rétentions de capacité, offres stratégiques...)

3) L'existence de **barrières à l'entrée**

- Ex: Californie, Italie...



# Des simulations basées sur des données empiriques et des simulations futures

---

## **Modélisation de l'équilibre offre – demande et des prix**

- Un modèle de “dispatching” qui simule la formation des prix spot
- Prix uniforme déterminé par l'offre de l'unité marginale : en CPP le coût marginal
- Prise en compte: interconnexions, valeurs de l'eau (valeurs de Bellman), indisponibilités

### **1) les prix spot observés sont-ils de nature à donner des signaux de marché ?**

- Simulation des prix spot compétitifs 2003-2005 en France avec données empiriques

### **2) Les prix peuvent-ils donner les incitations adéquates aux investisseurs décentralisés sur le moyen-long terme ?**

- Simulation des espérances de prix futurs en France sur la période 2010-2020
  - a) Libre entrée
  - b) Barrières à l'entrée
  - c) Barrières à l'entrée + concentration

# Un modèle de dispatching qui mime la formation des prix spot

## • Paramètres

- Apports hydro  
- valeurs de l'eau  
- Niveau initial reservoir

Couts variables

Indispo.

Offre

Offres hydro

Offres thermiques

Demande

Températures

Demande horaire

- Données empiriques sur 2003, 2004, 2005

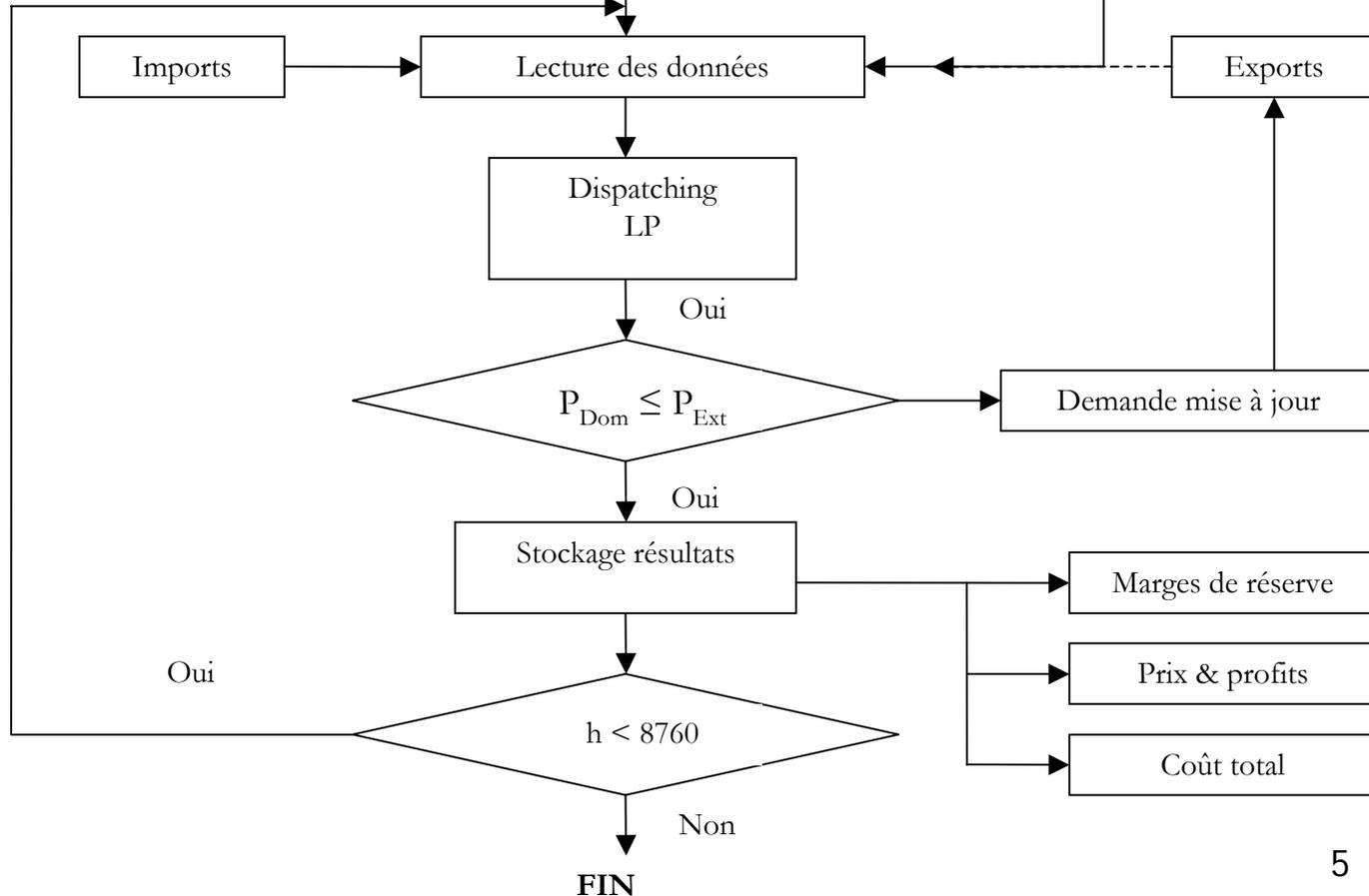
- Données simulées sur 2010-2020

• Prix uniforme déterminé par le coût marginal de l'unité marginale

• Procédure de redispatching prend en compte les exports

## • Résultats:

- Prix  
+ indicateurs



# Objectif: caractériser le signal des prix observés sur 2003-2005

Deux "expériences":

## 1) Comparer les prix compétitifs avec le mix optimal et avec le parc actuel pour:

- Déterminer l'impact des **déséquilibres** du mix sur les prix
- Vérifier qu'avec un mix optimal, quand les paramètres de la défaillance sont établis correctement, les prix spot envoient un signal optimal

## 2) Comparer les prix compétitifs avec le parc actuel et les prix observés pour:

- Déterminer des écarts éventuels

⇒ "Surplus de capacité" ou "missing money" ?

⇒ "Insuffisance de capacité" ou "pouvoir de marché" ?

- Essayer d'expliquer l'origine des écarts et leur impact sur le signal prix

# Les paramètres du modèle sur 2003 – 2005

- Simulations basées sur des données historiques:

- **Consommation** (RTE)

- **NTC**: RTE, Elia, NGC, RWE Netz, REE, GRTN et E-Trans

- **Prix étrangers**: EEX, APX, Omel, Leba, IPEX

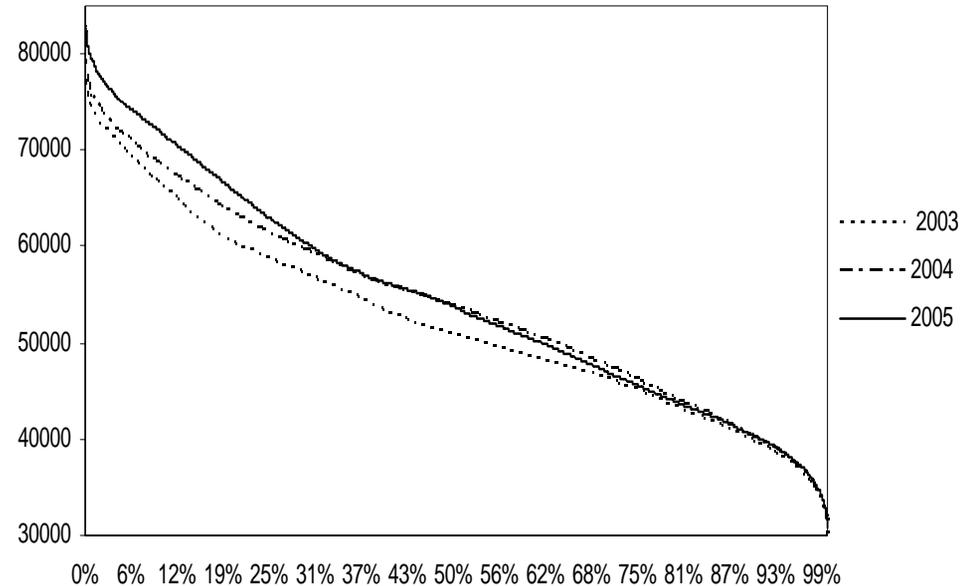
- **Prix combustibles**: NBP (gaz) et Newcastle (charbon), Brent (pétrole)

- **Prix du CO2** (2005): Powernext Carbon

- **Indisponibilités**: maintenance (ASN) + fortuites (NERC GADS)

- Incertitudes sur la flexibilité des contrats d'export de LT

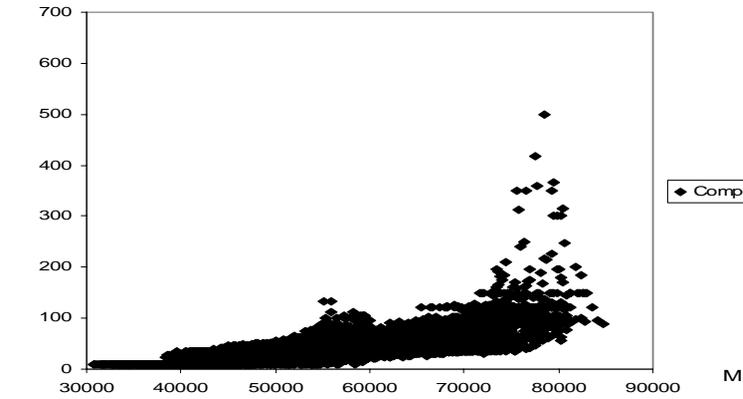
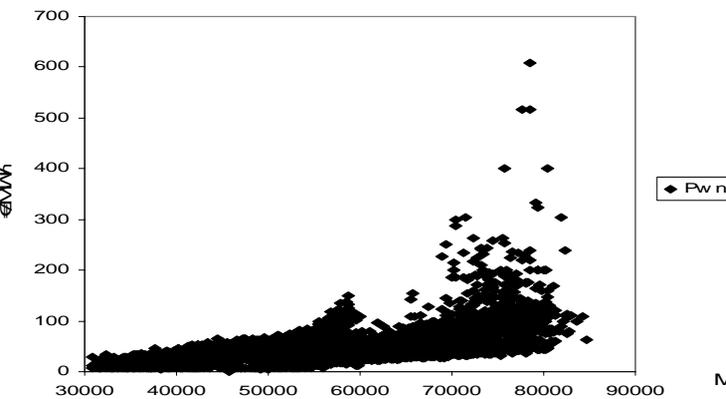
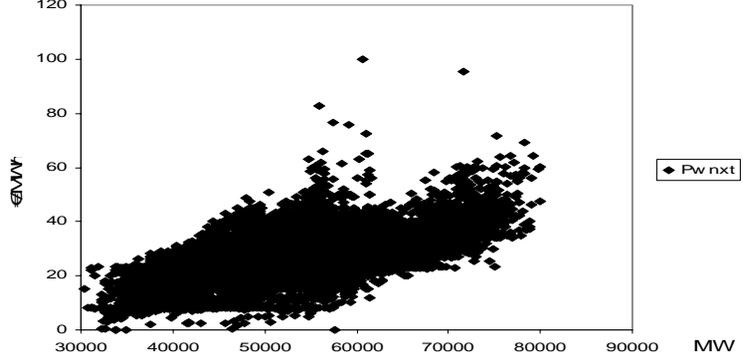
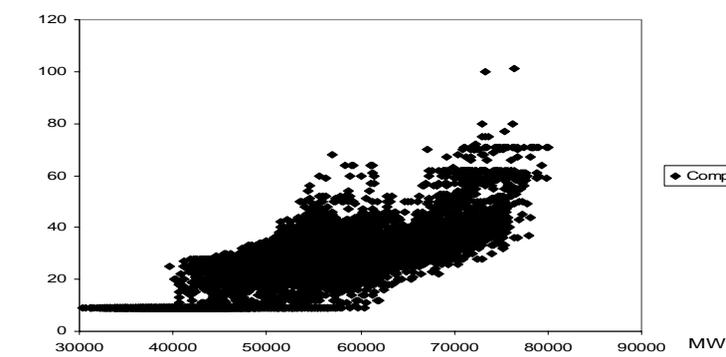
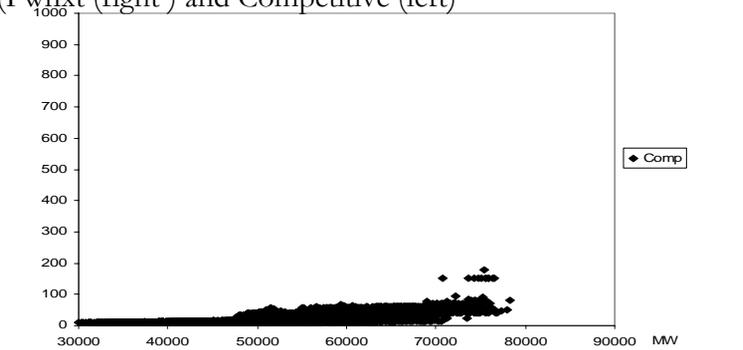
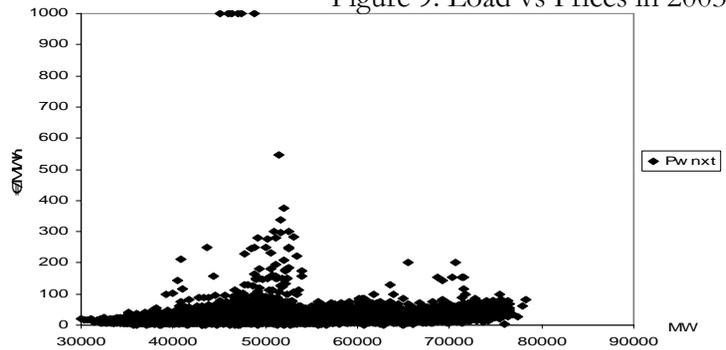
Monotones de puissance en France de 2003 à 2005 (MW)



Source : RTE

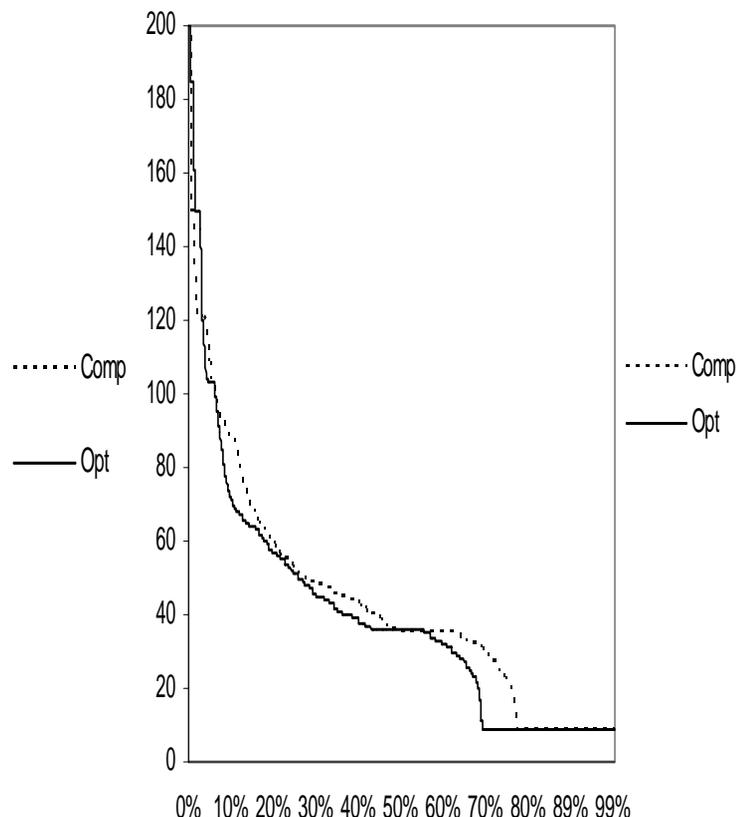
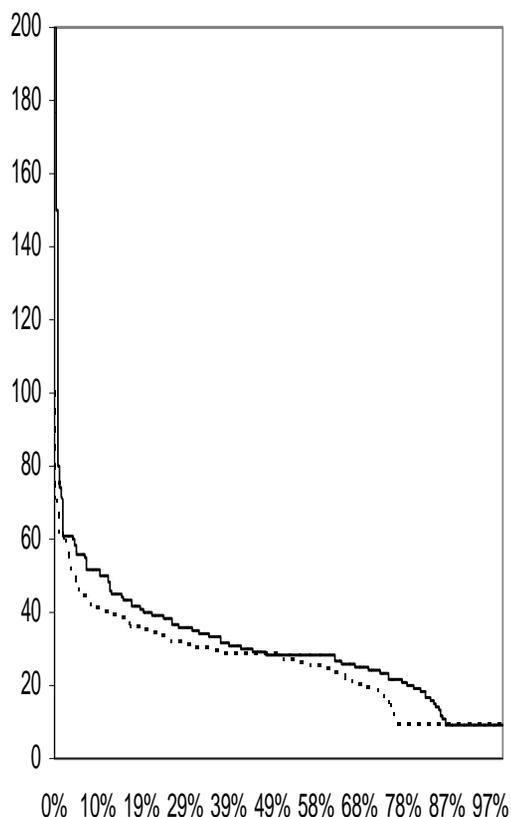
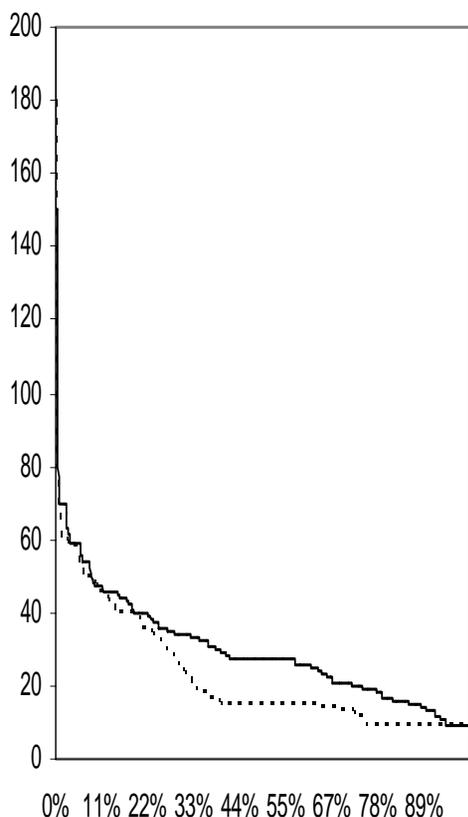
# Consommation Vs. Prix

Figure 9: Load vs Prices in 2003 and 2004 (P<sub>w</sub>nxt (right) and Competitive (left))



# Les déséquilibres du mix ont un impact sur les prix

Monotones des prix compétitifs simulés  
en €/MWh avec et sans le mix optimal pour 2003, 2004 et 2005

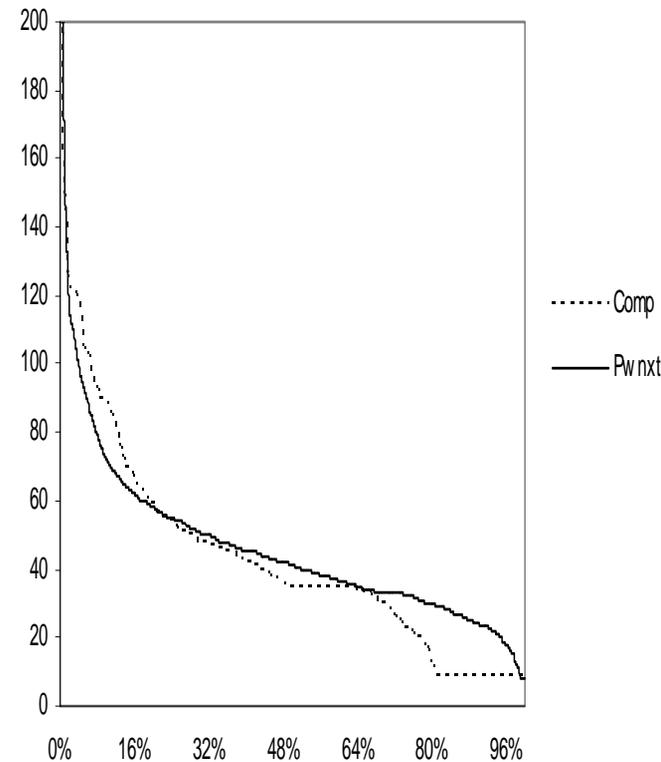
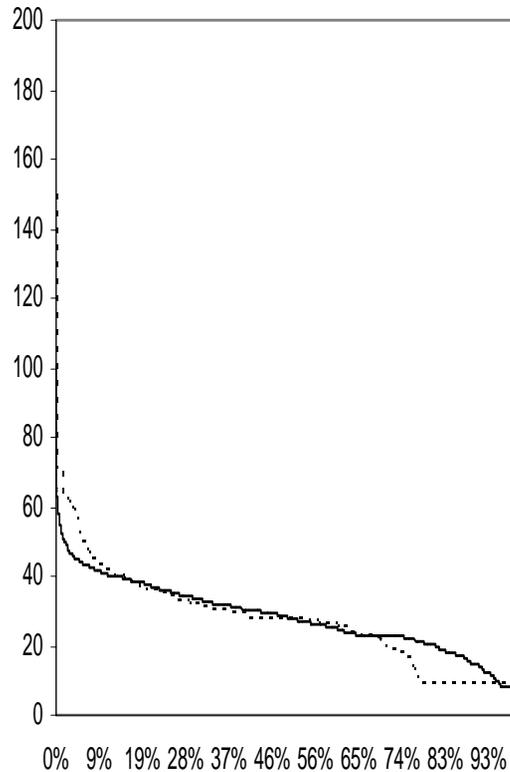
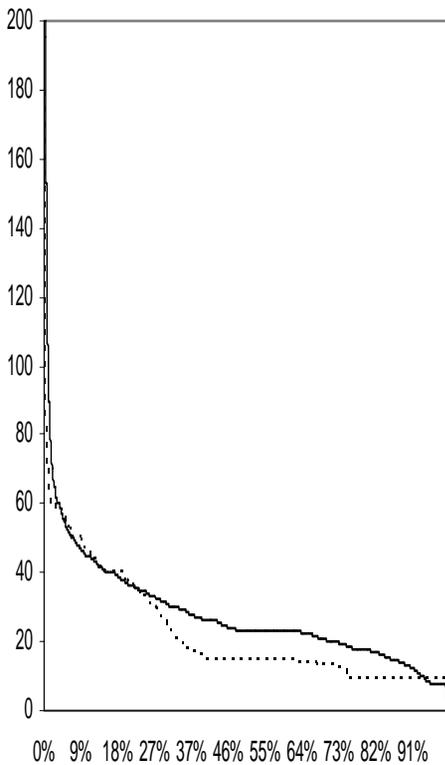


Les prix simulés avec le parc actuel reflètent des différences avec le mix:

- En 2003 et 2004 il y a trop de nucléaire et pas assez de CCGT
- A partir de 2005: il manque 7GW de nucléaire

# Des écarts avec les prix Powernext observés

Monotones des prix compétitifs simulés  
avec le parc actuel et Powernext en €/MWh pour 2003, 2004 et 2005



• Les écarts peuvent s'expliquer par:

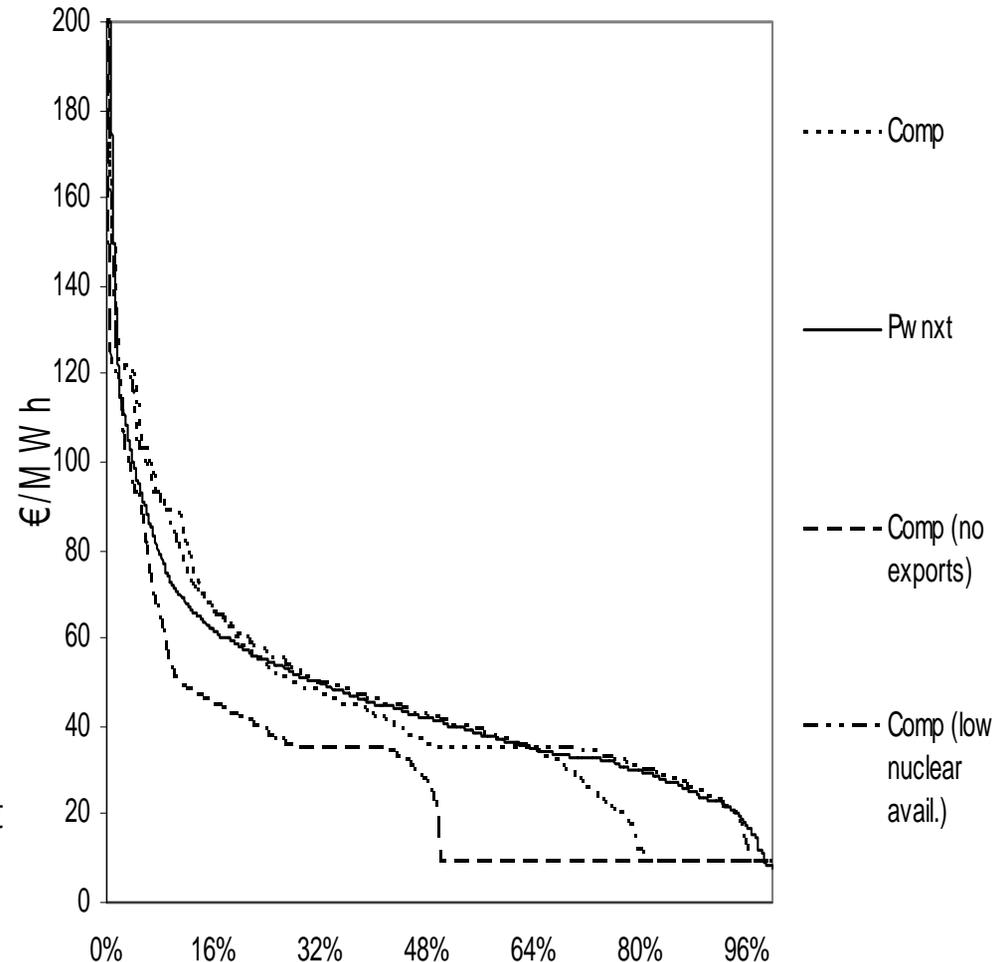
- 1) Valeurs d'usage du nucléaire: manque de concurrence sur la base ?
- 2) Un effet VPP qui crée une distorsion entre physique et financier

Source: Powernext et simulations

# a) Effet des exports et de l'usage du nucléaire sur la base

- Les exports augmentent les prix et diminuent la durée de marginalité du nucléaire
- Sans les exports, le nucléaire est marginal presque 50% du temps
- Avec les exports, le prix est déterminé par le voisin au plus faible prix (Allemagne) plus de 50% du temps
- Transferts de revenus des consommateurs en France vers les producteurs
- On peut intégrer de manière simplifiée l'effet des valeurs d'usage du nucléaire par une plus faible disponibilité en été
- La marginalité du nucléaire disparaît

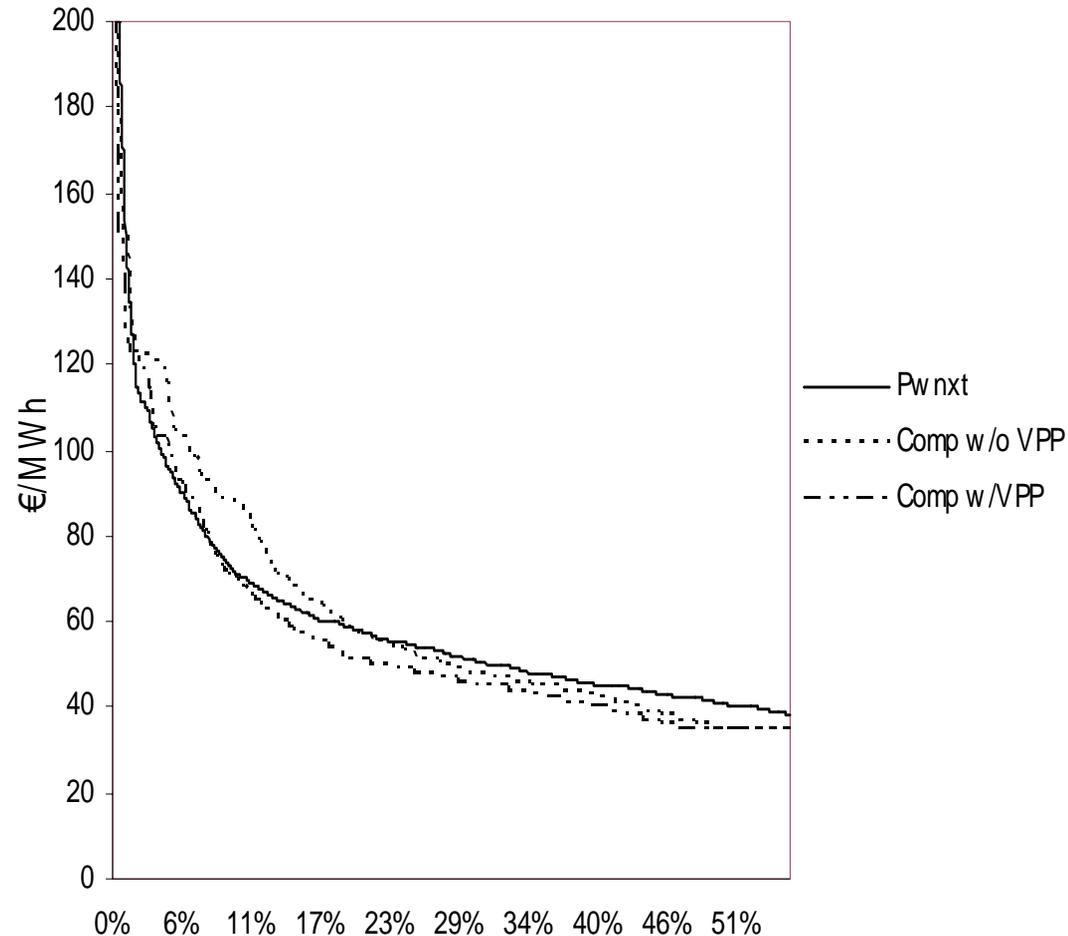
Prix Pwnxt et prix simulés 2005



Source: Powernext et simulations

## b) Effet des VPP pointe sur les prix

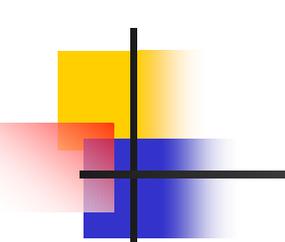
Prix Pw nxt et prix simules avec et sans contrats VPP (5000h)



Source: Powernext et simulations

- VPP: option d'achat d'énergie en pointe (panier comprenant du charbon du fioul et du gaz)
- L'option d'achat exercée lorsqu'elle se trouve « dans la monnaie »
- Prix d'exercice fixés à chaque enchère (une tous les trois mois)
- Produits ayant des maturités de 3 à 36 mois
- VPP Pointe : capacités de production appelées non pas en fonction de leurs coûts variables mais du prix d'exercice...

- Quand les coûts variables > prix d'exercice, les prix observés sont trop bas
- Quand les coûts variables < prix d'exercice les prix observés sont trop hauts



# Conclusion: Un signal encore imparfait

---

- **Un signal distordu**

- Une réelle concurrence en base est encore illusoire
- Les prix de l'énergie ne procurent des revenus suffisants pour la pointe: « Prix fictif » pour les défaillances à un niveau suffisamment élevé (3000€/MWh sur Powernext)
- Les tensions au cours des dernières années < risques de tensions dans l'avenir
- Si le marché ne génère pas des revenus suffisants: les marchés de capacité sont indispensables...

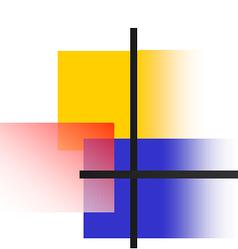
- **Des incitations à investir imparfaites si des barrières à l'entrée sont présentes**

- Les prix futurs peuvent refléter des rentes de:

- (1) rareté
- (2) monopole

permanentes... qui peuvent être réduites par une déconcentration du parc

- Le tarif régulé peut limiter des rentes déraisonnables mais aussi les incitations à investir et à répondre aux prix
- Les autorités publiques doivent s'engager à l'augmenter s'il ne couvre pas les coûts des nouveaux investissements



---

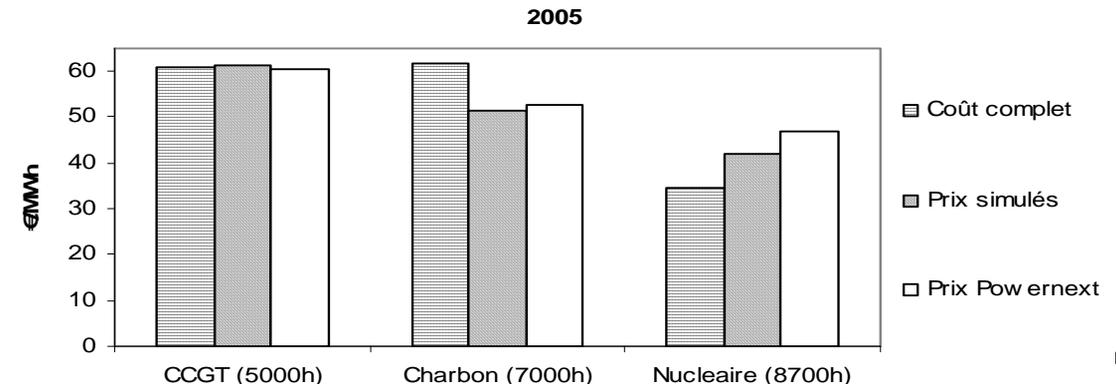
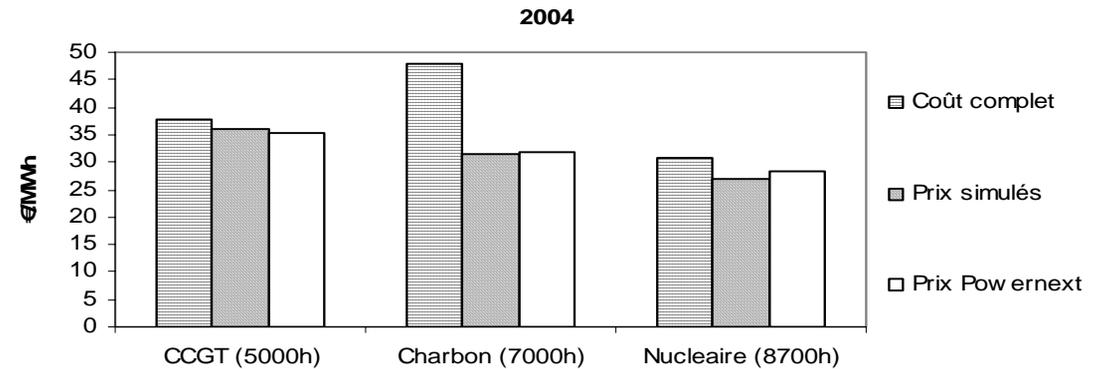
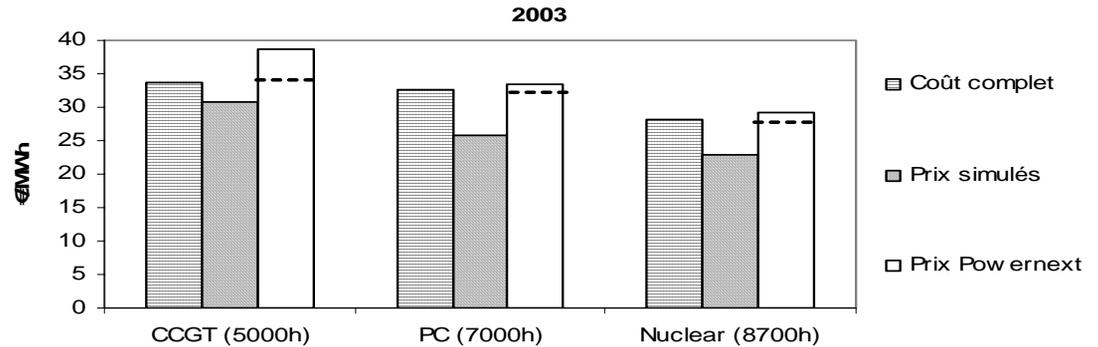
**Merci pour votre  
attention !**



# ANNEXES

# Annexe 1: Un signal d'investissement trop fort en base et trop faible en pointe (1)

Coût complets et prix moyens (Pwnxt et simules) 2003,4,5



- En 2003 (sans la canicule) et 2004:

les prix Pwnxt et le benchmark donnent les mêmes signaux:

- Il y a encore trop de capacité: fonctionnement normal des marchés

- En 2005:

- Pour la base: une rente de rareté apparaît: fonctionnement normal des marchés

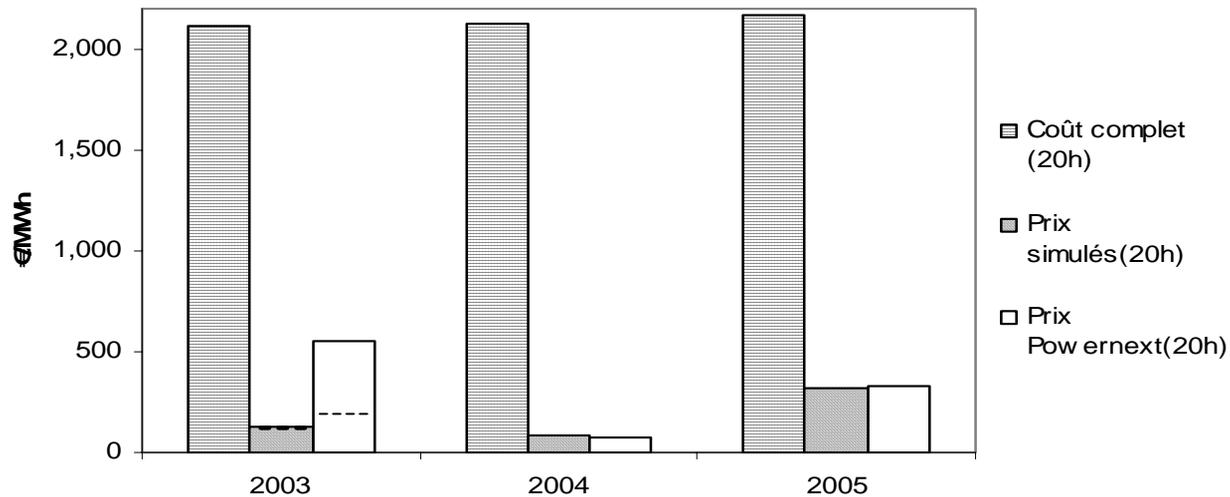
- Pour la semi-base: une forte contestabilité mais l'effet VPP rend le signal trop faible

- Le tarif réglementé élimine le signal prix

# Annexe 1: Un signal d'investissement trop fort en base et trop faible en pointe (2)

- Pour la pointe, on est encore loin des coûts fixes

Coût complet d'une TAC et prix moyens (prix Powernext et prix simulés pour (20h))



- En 2003, 7 heures à 1000 €/MWh sur Powernext pendant la canicule

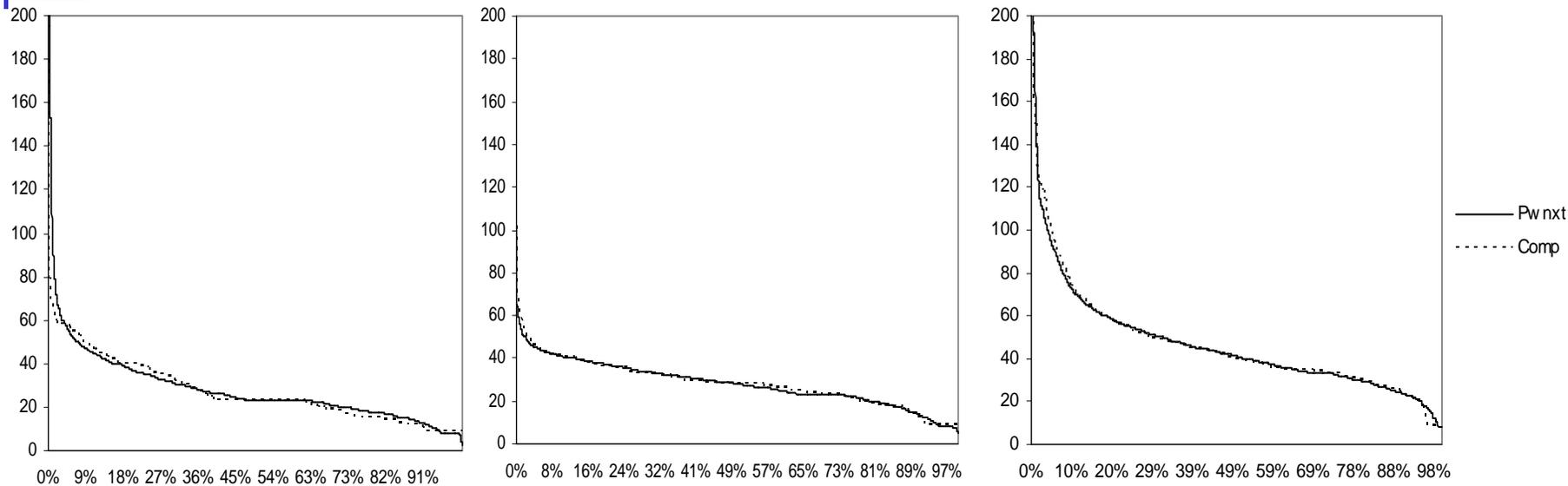
- En 2004 et 2005, il y a encore trop de capacité de pointe: fonctionnement normal des marchés

➤ Le critère de défaillance n'est pas encore atteint

➤ L'effet VPP n'a pas d'impact sur l'extrême pointe

# Annexe 1: Analyse de sensibilité

Pwnxt et simulations avec VPP et faible disponibilité en 2003, 2004 and 2005



Regression Pwnxt sur le benchmark (t-statistiques entre parenthèses)

	Competitive benchmark		LTX contracts		High avail. peakload		VPP contracts		Low avail. baseload		Availability + VPP contracts	
	c	slope	c	Slope	c	slope	c	slope	c	slope	c	slope
2003	20.8 (0.641)	0.37 (0.023)	19.42 (0.671)	0.45 (0.03)	20.99 (0.643)	0.38 (0.023)	9.21 (0.680)	0.69 (0.020)	9.21 (0.680)	0.70 (0.020)	3.16 (0.713)	0.96 (0.023)
R <sup>2</sup>	0.03		0.03		0.03		0.12		0.12		0.17	
2004	12.19 (0.153)	0.59 (0.005)	12.44 (0.152)	0.60 (0.005)	11.88 (0.152)	0.63 (0.005)	10.62 (0.156)	0.67 (0.005)	5.67 (0.127)	0.81 (0.004)	0.98 (0.035)	0.97 (0.001)
R <sup>2</sup>	0.61		0.61		0.62		0.64		0.81		0.98	
2005	14.50 (0.288)	0.76 (0.006)	14.55 (0.300)	0.77 (0.006)	14.36 (0.288)	0.77 (0.006)	14.44 (0.283)	0.79 (0.006)	6.017 (0.302)	0.84 (0.005)	-0.48 (0.077)	1.01 (0.001)
R <sup>2</sup>	0.69		0.67		0.69		0.70		0.74		0.98	

# Annexe 2: Revenus nets/filière avec les prix compétitifs en 2003,4,5

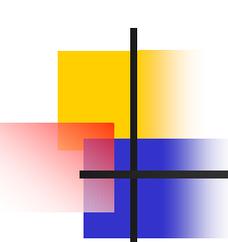
Revenus nets/filière en Millions € avec les prix compétitifs en 2003,4,5

Millions €		Nucleaire 1,500 MW	Charbon 800 MW	CCGT 800 MW	OCGT 300 MW	Prix moyen €/MWh
Coûts fixes		274.88	99.38	42.74	12.60	-
2003	Comp	184.00	49.71	12.29	1.65	22.84
	Optimal	306.12	100.98	43.78	12.99	34.66
2004	Comp	198.69	32.96	32.86	1.53	27.09
	Optimal	305.39	-	52.11	12.90	35.96
2005	Comp	376.71	82.40	44.71	5.71	42.03
	Optimal	304.80	-	58.31	14.99	40.22

# Annexe 3: Revenus nets annuels ,coûts et prix 2003, 2004 et 2005 avec un tarif régulé (tariff à 30 €/MWh)

<i>Million €</i>		2003			2004			2005		
		Tariff	Market	Mixed	Tariff	Market	Mixed	Tariff	Market	Mixed
Nuclear	tariff	8,651	0	5,743	8,898	0	5,938	8,972	0	6,012
	market	0	7,254	2,369	0	7,920	2,246	0	15,000	3,813
Total nuclear		8,651	7,254	8,111	8,898	7,920	8,184	8,972	15,000	9,825
River-flow hydro + Cogeneration		1,704	1,489	1,489	2,097	1,893	1,893	2,097	2,997	2,997
Coal		180	307	307	31	263.7	263.7	-194	444	444
CCGT		0	0	0	0	0	0	-46.3	44.7	44.7
Hydro res.		565	698	698	552	699	699	590.9	1,362	1,362
TAC		-13	7	7	-9.79	3.87	3.87	-17.1	13.6	13.6
Oil		-36	16	16	-15.7	1.4	1.4	-146	60.4	60.4
Diesel		-0.66	0.18	0.18	-0.17	0.02	0.02	-9.2	5.6	5.6
Imports		36	172	172	54.8	189	189	-584	389	389
Interruptible load		-1.6	0.6	0.6	0	0	0	-18.4	8.7	8.7
Total net revenues		11,084	9,945	10,802	11,607	10,970	11,234	10,645	20,325	15,150
Total cost		5,823			6,029			7,079		
Tariff (€/MWh)		30			30			30		
Average Comp (€/MWh)		22.84			27.09			42.0		
Average Pnxt price (€/MWh)		29.30			28.22			46.8		

- Le cas mixte est censé représenter la situation en France avec 175 TWh sur le marché



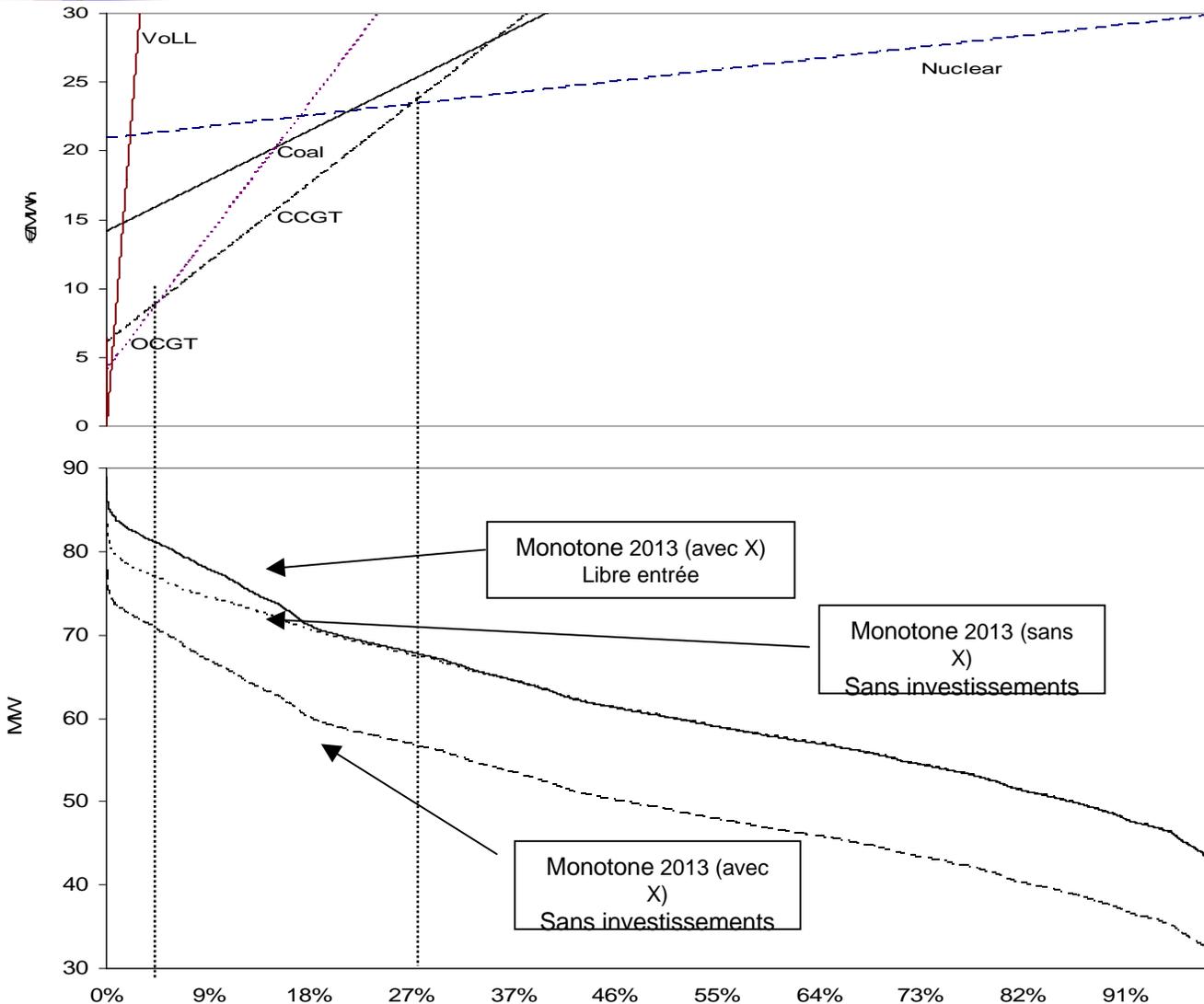
# Annexe 4: Un certain nombre de situations de marché sont identifiées

---

## Hypothèses principales

- Le prix uniforme est déterminé par le coût marginal de l'unité marginale
- Impact des frontières: le prix prend en compte les exports/imports
- Pas d'élasticité de la demande sur le long terme
- Décision annuelle d'investir basée sur l'anticipation des prix futurs en fonction des délais de construction de chaque filière
- Quatre situations sont identifiées en fonction de l'existence de barrières à l'entrée et de concentration:
  - 1) Barrières à l'entrée
  - 2) Libre entrée
  - 3) Barrières à l'entrée en base et firme dominante
  - 4) Pentopole

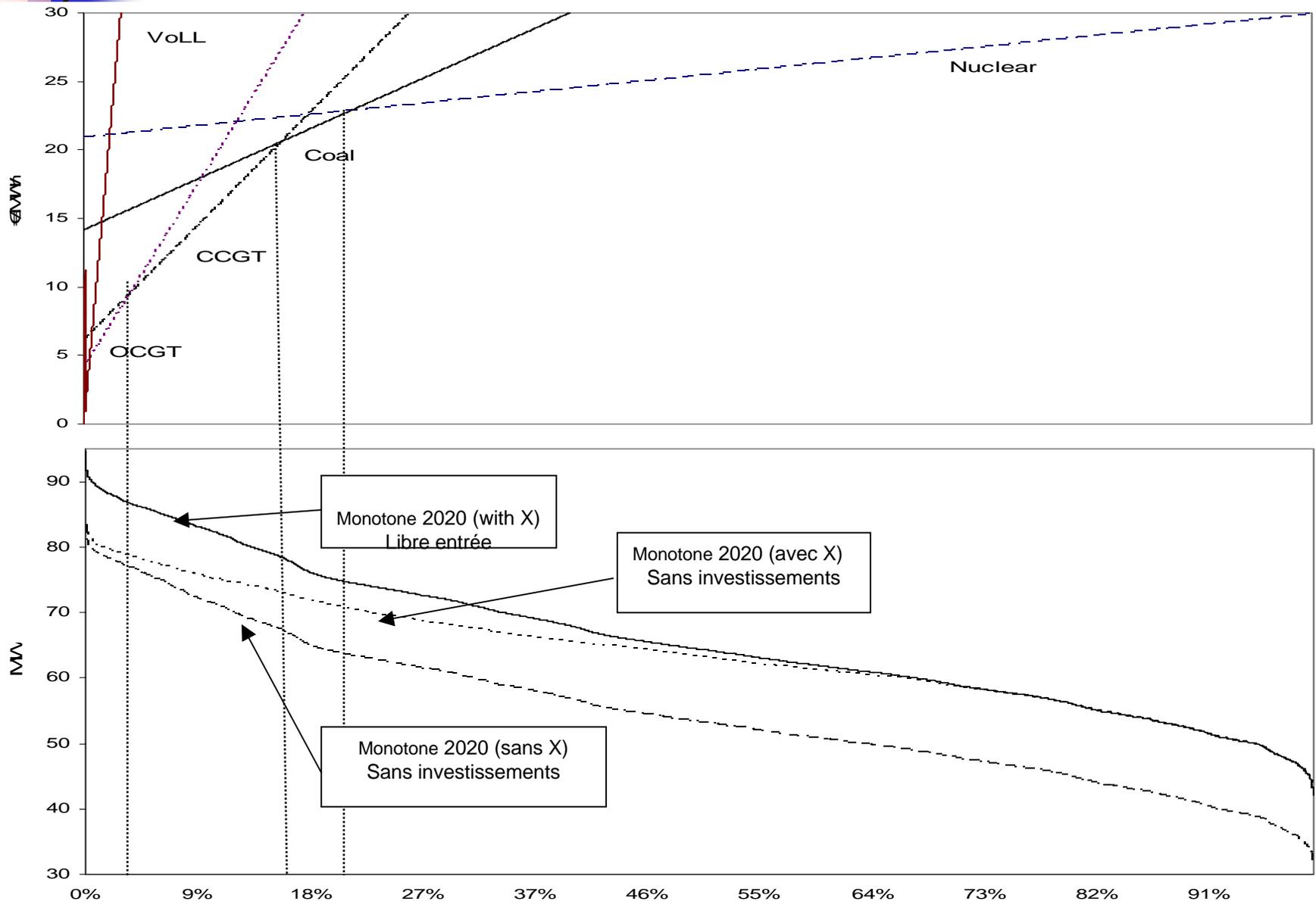
# Annexe 5: "Screening" et monotone des puissances en 2013

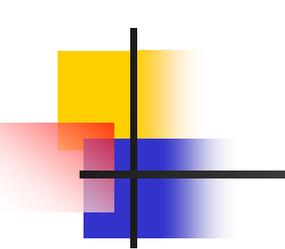


- Sans investissements les X diminuent

- Les investissements dans le scénario avec libre entrée maximisent les exports

# Annexe 5: "Screening" et monotone des puissances en 2020





# Annexe 6: caractériser les incitations à investir issues des prix futurs sur 2010-2020

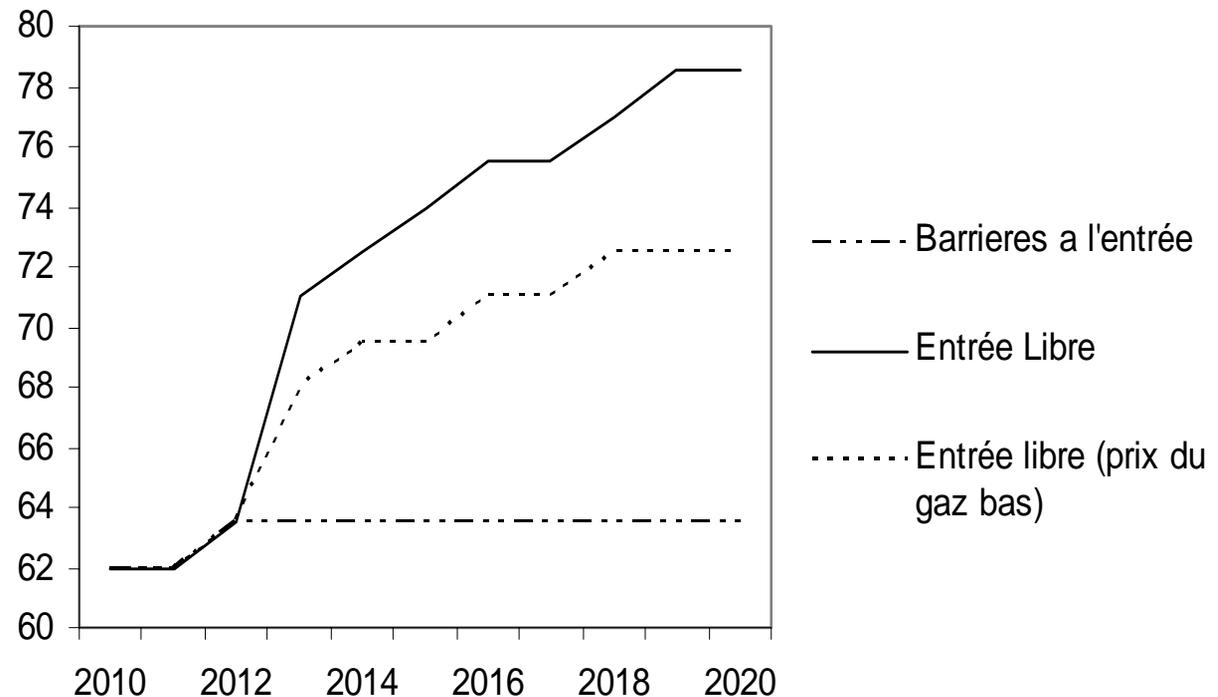
---

- Les investissements futurs sont déterminés par les espérances des prix futurs
- Nous projetons le modèle sur la période 2010-2020.
  - A suffisamment long terme pour permettre l'entrée mais à suffisamment court terme pour permettre une continuité dans les hypothèses
    - L'objectif est de déterminer:
      - 1) Dans quelles conditions le parc converge vers le mix optimal
      - 2) Dans quelle mesure, des stratégies d'acteurs peuvent avoir un impact sur les prix/investissements quand:
        - L'entrée est libre
        - Quand des barrières à l'entrée sont présentes et/ou les marchés sont concentrés
        - Avec une déconcentration du parc nucléaire: pentopole

# Annexe 7: Des incitations à investir optimales avec une entrée libre

- Avec libre entrée: la rente de rareté disparaît et les interconnexions sont saturées à l'export

Capacité nucléaire en MW de 2010 à 2020 avec libre entrée



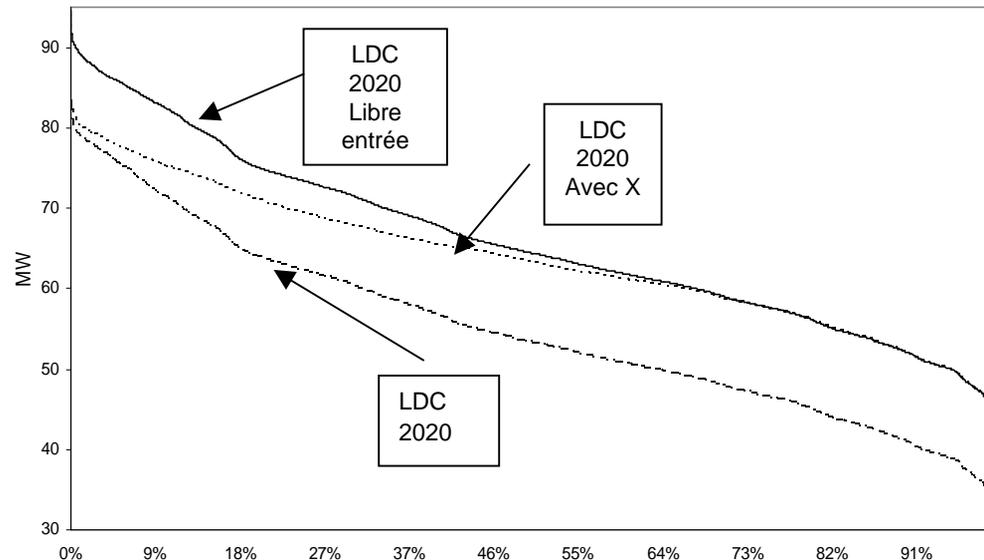
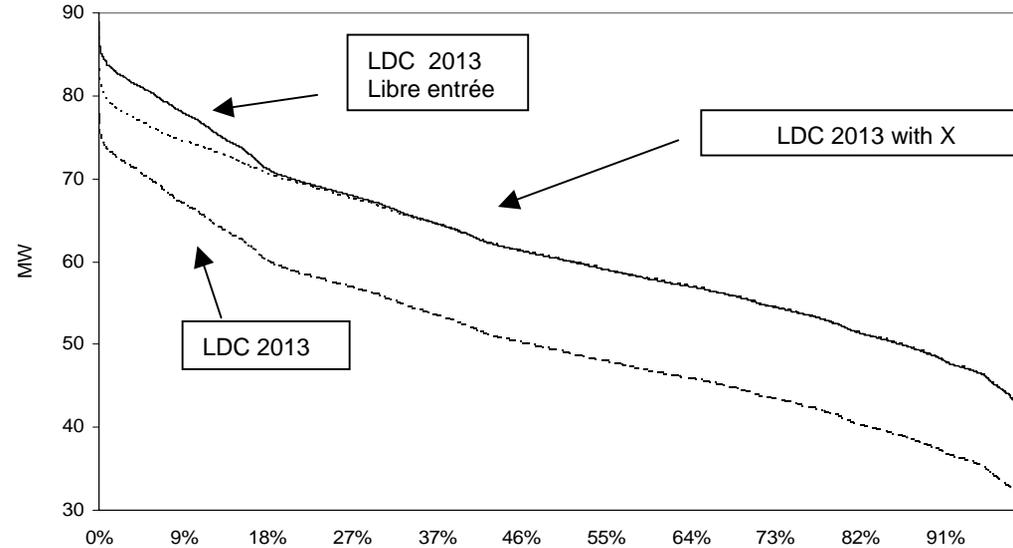
- Entrée de 15GW nucléaire sur 2013 – 2020 avec la tendance 2002-2004 des prix du gaz
- Le prix moyen reste au niveau du coût complet du nucléaire (35€/MWh)

# Annexe 7: Avec libre entrée: la rente de rareté disparaît et les interconnexions sont saturées à l'export

## Hypothèses:

- Pas de barrières à l'entrée
- Les unités sont indépendantes: IPP
  - En 2013, 5 EPR sont rentables
  - Entrée de 15GW nucléaire sur 2013 - 2020
  - Il n'y a pas d'investissements CP et CCGT
  - Les investissements dans le scénario avec libre entrée maximisent les exports (saturation des interconnexions)
  - Le prix moyen reste au niveau du coût complet du nucléaire (35€/MWh)
  - Pas de défaillances

Monotones de puissance MW en 2013 et 2020

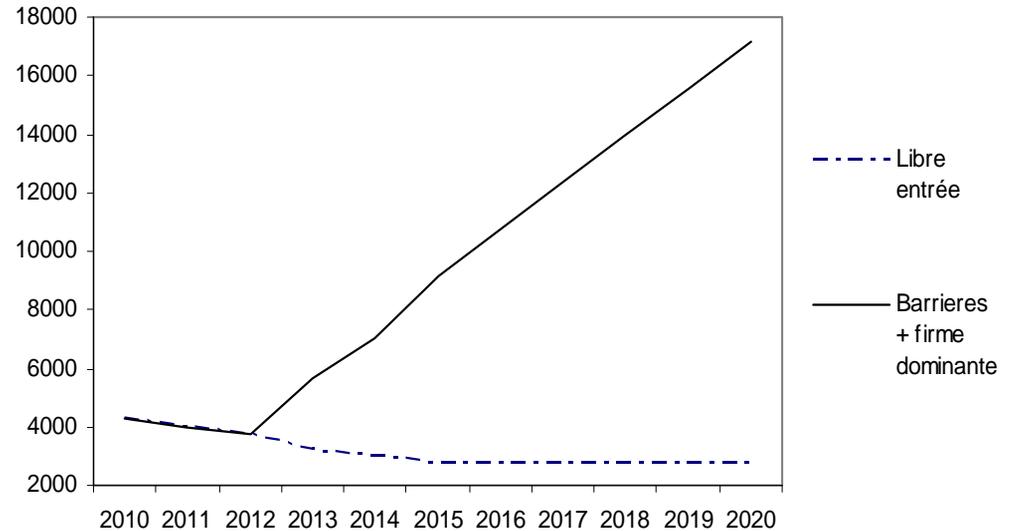


# Annexe 8: Avec barrières à l'entrée en base et une firme dominante: il n'y a pas d'incitations à investir (1)

## Hypothèses:

- Firme dominante: totalité des centrales de base/pointe
- Barrières à l'entrée en base pour nouveaux entrants: sites
- La firme dominante n'a pas intérêt à investir en base  
(Ni même pour bloquer l'entrée)

Capacité Charbon installée en MW de 2010 à 2020



- Les revenus nets de la firme dominante sans investissements > revenus nets de l'investissement
- Entrée de 14GW Charbon
- La firme dominante perd plus de 10% de sa part de marché si elle n'investit pas
- Le prix reflète les barrières à l'entrée : il reste au niveau du coût complet du charbon (60 €/MWh)
- Pas de défaillances

# Annexe 8: Avec barrières à l'entrée en base et une firme dominante: il n'y a pas d'incitations à investir (2)

## Hypothèses:

- Si les prix du CO2 ne permettent pas l'entrée de centrales au charbon:

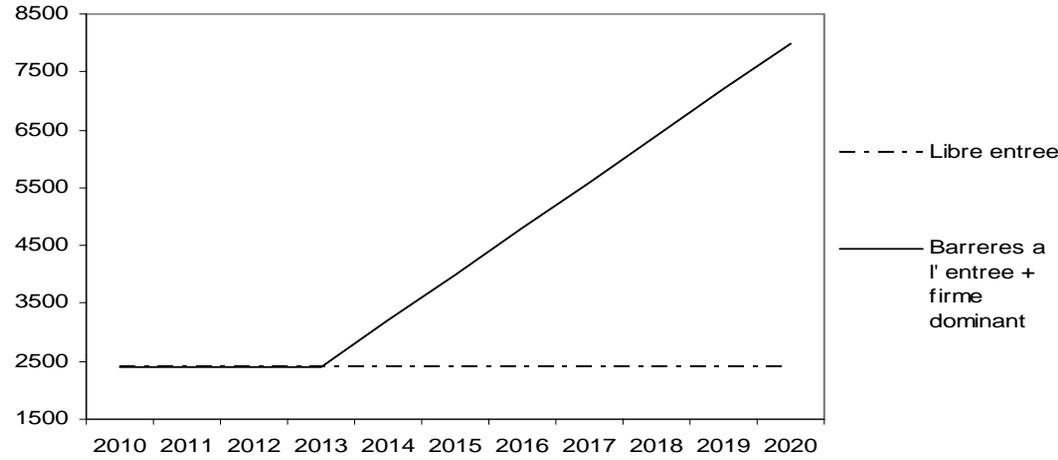
- Entrée de 6GW CCGT de 2013-20 avec 0,8GW/an

- L'entrée est plus faible que dans le cas du charbon

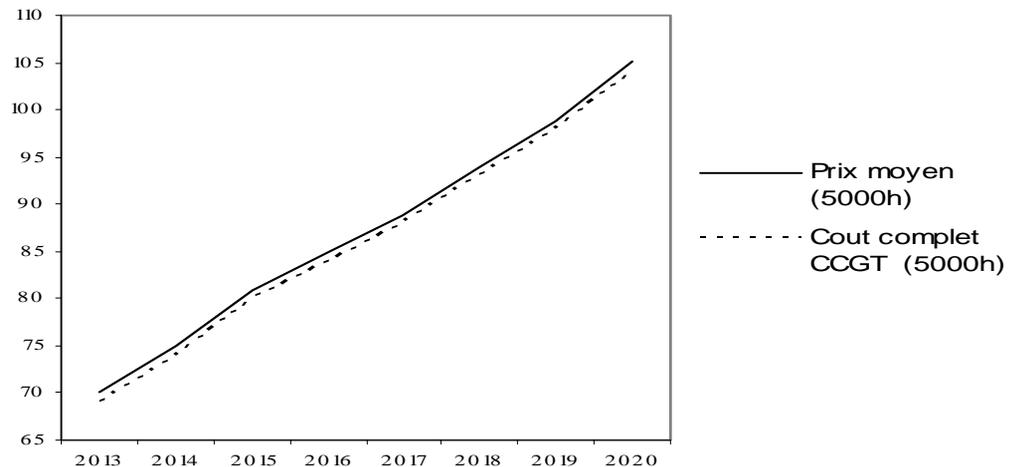
- La firme dominante perd moins de 5% de sa part de marché

- Le prix reflète les barrières à l'entrée: il reste au niveau du coût complet du CCGT: rentes pour la base

Capacité CCGT installée en MW de 2010 à 2020



Comparaison coût complet CCGT et du prix moyen (5000h)



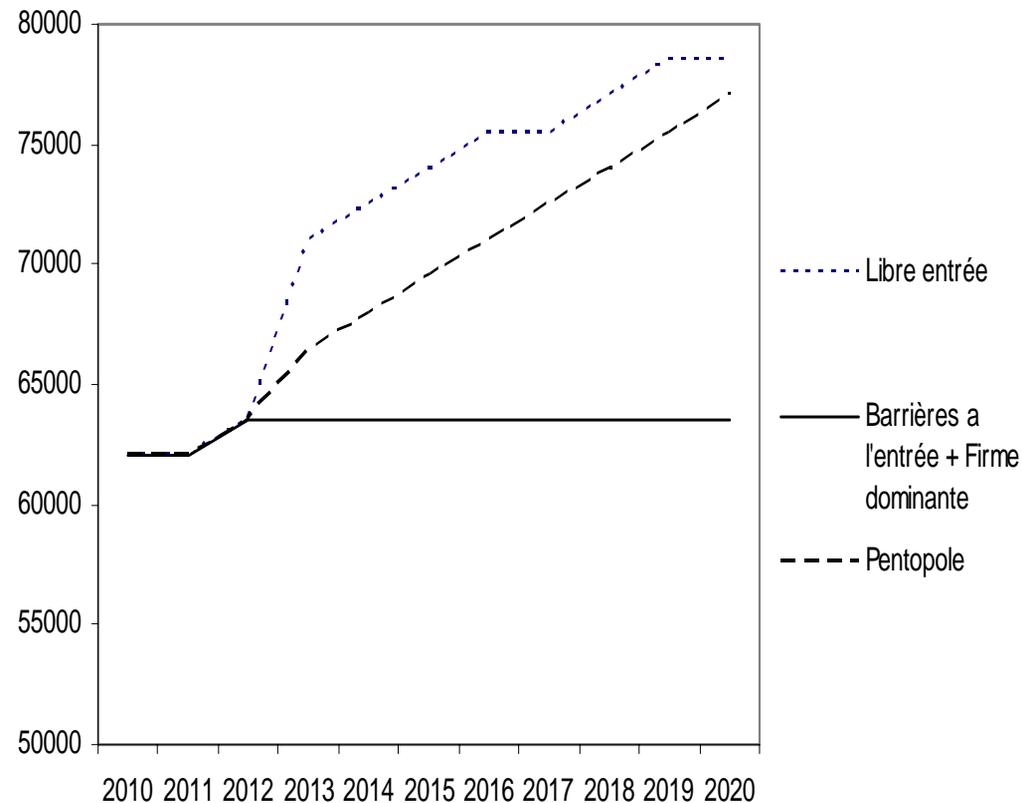
- Des défaillances apparaissent mais le critère de fiabilité est toujours < 3h

# Annexe 9: Avec un marché moins concentré les incitations à investir réapparaissent

## Hypothèses:

- Capacité nucléaire divisée en cinq
- Taille minimale (économies d'échelle) de 15 - 20GW sur un système de 100GW
- Barrières à l'entrée en base sauf pour le quintopole
- Bidding au coût marginal
- Il est plus profitable d'investir dans 1 EPR que de ne pas investir
- La menace de l'entrée est plus crédible
- Il est plus profitable d'investir dans 2 EPR que de laisser 2 CP entrer
- Entrée de 3GW de nucléaire la première année et +1,5GW par an chaque année suivante
- + 800MW CP en 2015

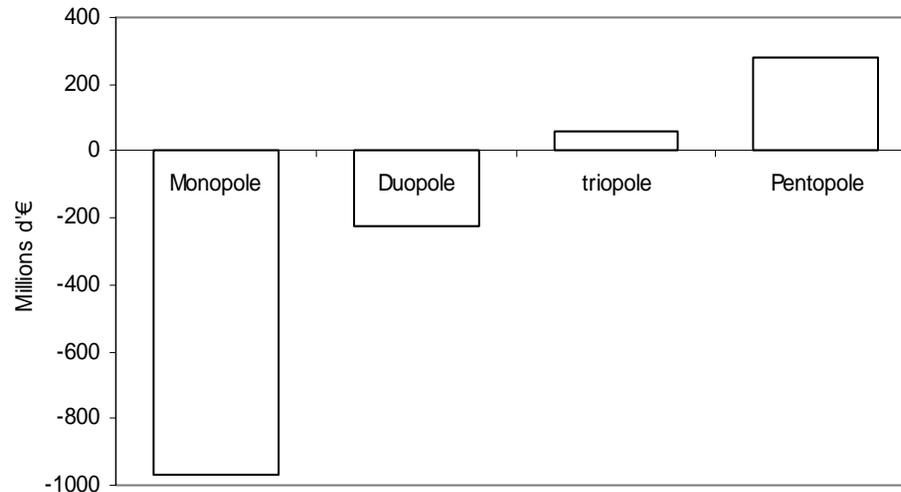
Capacité nucléaire installée en MW de 2010 à 2020



# Annexe 8: Un lien fort entre concentration et incitations à investir en présence de barrières à l'entrée en base

- Si la firme dominante a un monopole sur les sites de construction:
  - Elle n'investira pas suffisamment pour préserver les rentes de rareté du nucléaire à moins d'exercer du pouvoir de marché... l'entrée se fera par des centrales au charbon ou au gaz
  - Elle peut bloquer l'entrée avec un investissement minimal et/ou un prix limite
- Avec un marché déconcentré les incitations sont plus fortes et la menace d'entrée plus crédible

Graphique · Structure du parc de production et propension à investir

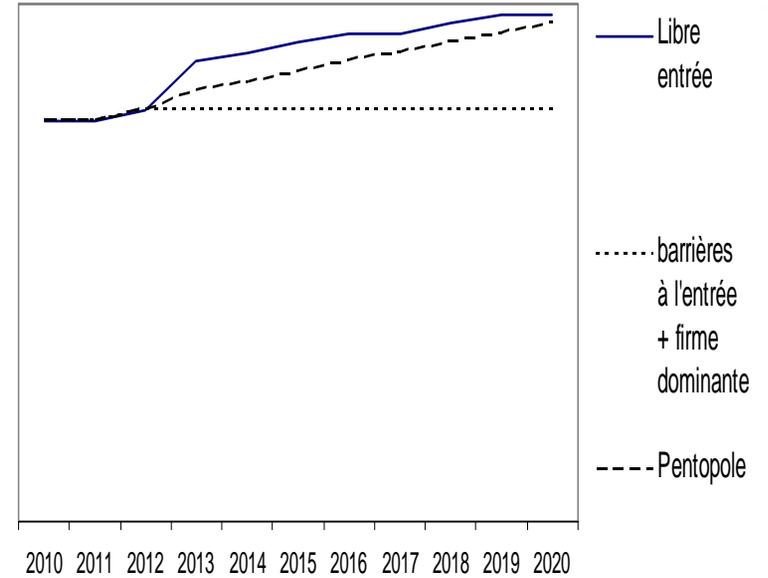
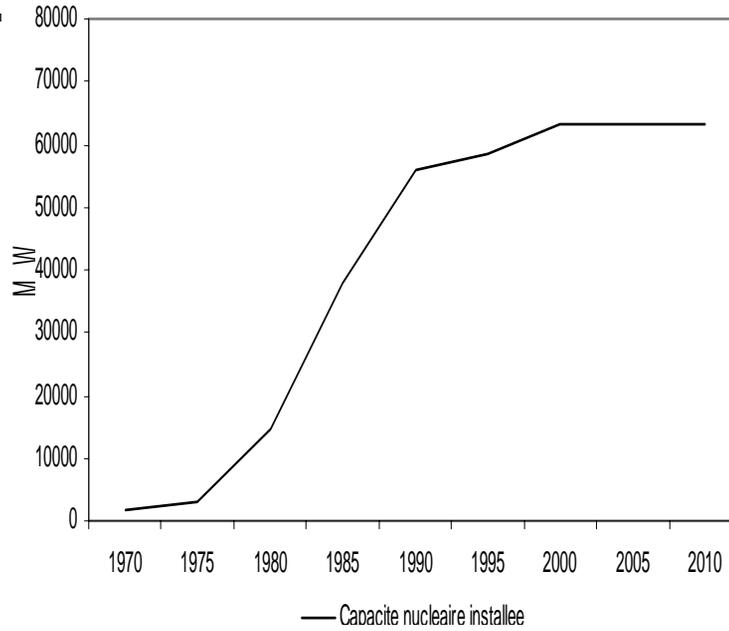


- Avec un pentopole aucune firme n'est « pivot » en période de marginalité du nucléaire
- Diviser la capacité nucléaire en cinq fait disparaître la rente de rareté et la rente de monopole

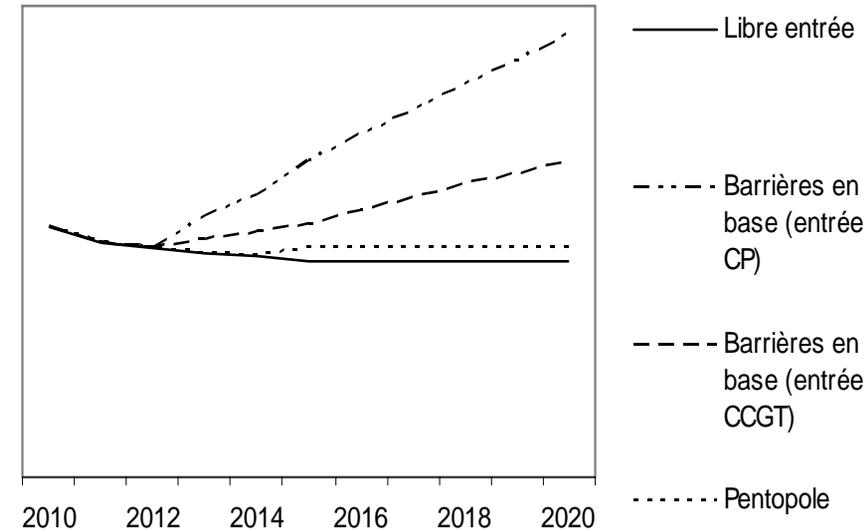
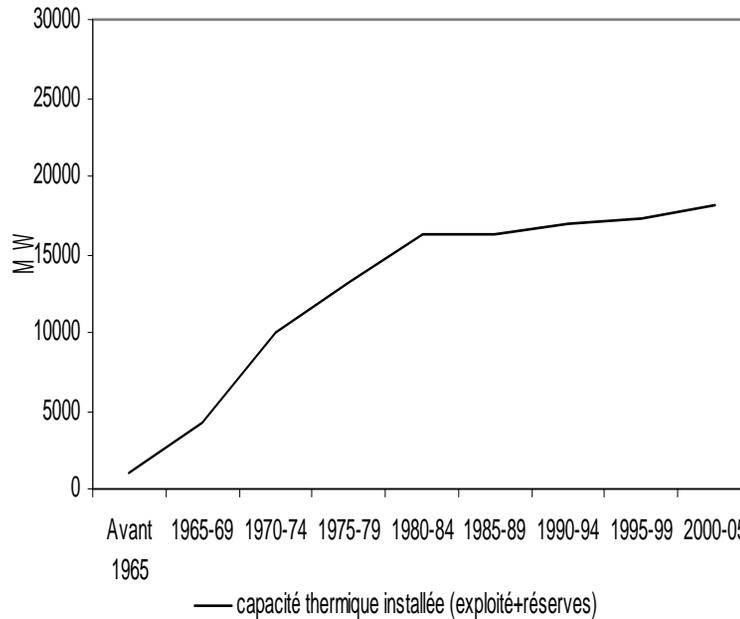
# Annexe 12: Un lien fort entre concentration et incitations à investir

Capacité installée en MW de 1970 à 2010 et de 2010 à 2020 dans les trois scénarios

- nucléaire



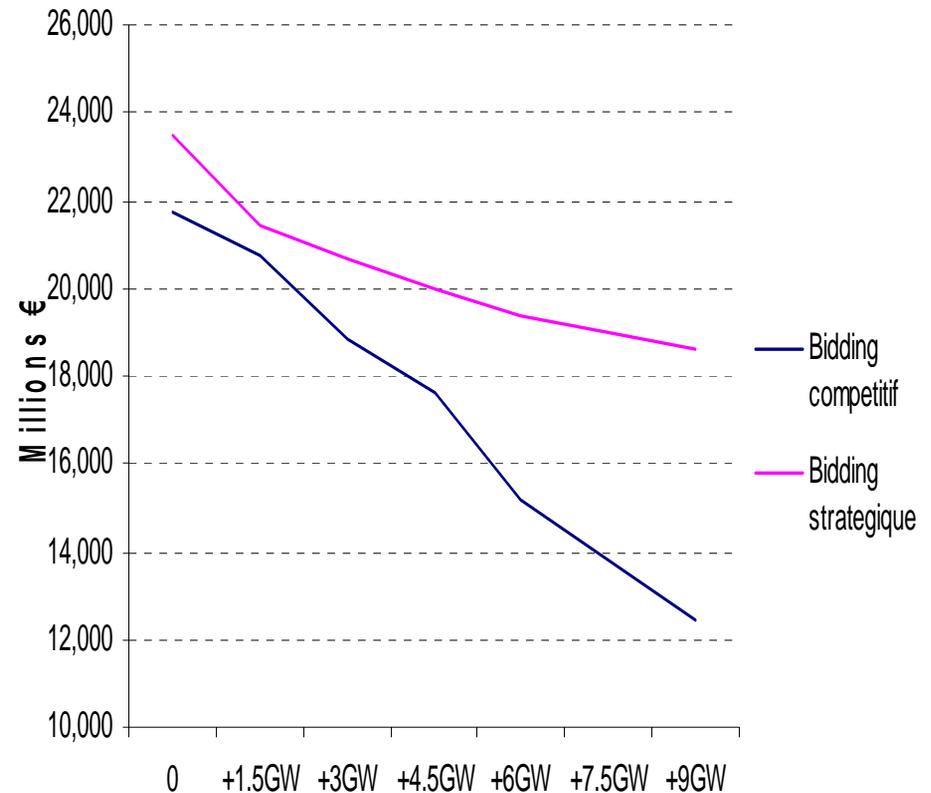
- thermique



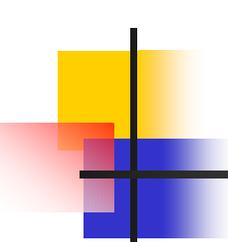
# Annexe 9: La firme dominante peut exercer du pouvoir de marché sur la base

Revenus nets pour la firme dominante en fonction de la capacité nucléaire investie avec bidding compétitif et stratégique

- Pas de concurrence sur la base
- **Bidding stratégique** du nucléaire
- Si le nucléaire est offert 1€ de moins que le CP le plus efficient
  - Le prix n'est plus jamais déterminé par le coût variable du nucléaire
  - L'ordre de mérite n'est pas affecté
  - Les nouveaux investissements peuvent être plus profitables pour la firme dominante



- Les revenus nets sont maximaux quand il n'y a pas d'investissement et du bidding stratégique !
- La firme dominante garde ses parts de marché sans diminuer ses profits



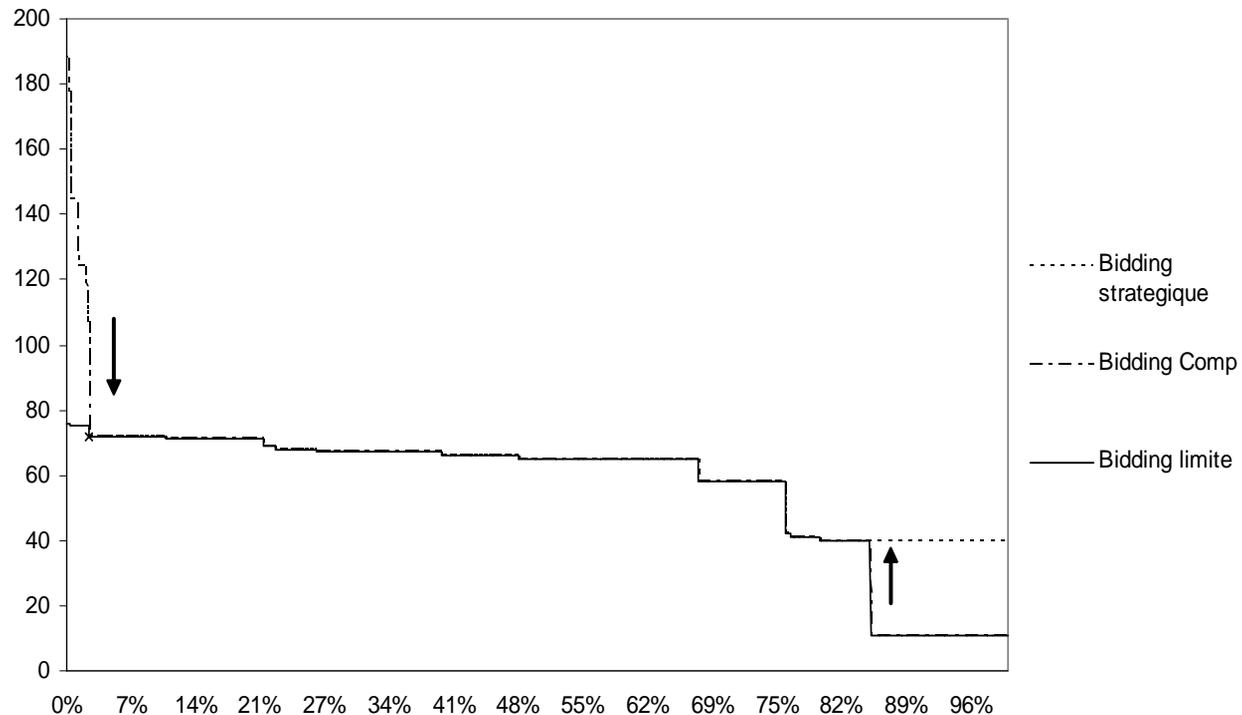
# Annexe 10: La firme dominante peut mettre en place une stratégie de prix limite

---

- La firme dominante peut offrir les fioul et les TAC à perte pour :
  - a) Limiter l'entrée (**prix limite**)
  - b) Rendre une entrée non profitable (**prix prédateur**)
  - Calcul de rentabilité de la firme en place
  - Pouvoir de contraindre un nouvel entrant: dépend du pouvoir de se contraindre soi même
- Les TAC et fioul sont offerts 1€ de plus que le moyen le moins efficient
- La décision de limiter les prix pour la firme dominante dépend moins des ventes à perte que des gains éventuels sur le nucléaire
- Le nouvel entrant doit être convaincu de la volonté de la firme dominante de réagir face à l'entrée: **la menace doit être crédible**

# Annexe 11: Une stratégie de long terme qui minimise l'entrée et maximise les profits de la firme dominante

Stratégie d'offre optimale sur le court et le long terme pour la firme dominante avec barrières à l'entrée en base en 2013 (€/MWh)



- La firme dominante limite les prix de pointe et exerce du pouvoir de marché en offrant sa capacité de base stratégiquement