

# **Les réponses technologiques d'offre d'énergies non carbonées: quelles politiques d'incitation?**

Mastere ENGREF,

Séminaire Développement durable , 21 novembre 2006

**Dominique FINON**

**Directeur de recherche CNRS**

**CIREN (CNRS et EHESS)**

- **Partie I. Enjeux et contraintes du recours aux techniques non carbonées**
- **1. Enjeux du recours aux technologies non carbonées vis-à-vis de l'objectif climatique**
- **2. Les contraintes de compétitivité des techniques non carbonées**
  
- **Partie II . Les instruments et les politiques d'orientation vers technologies non carbonées**
- **1. Faut il des politiques particulières centrées sur les technologies non carbonées?**
- **2. Les instruments de relance du nucléaire**
- **3. Les instrumensnt de promotion de renouvelables en production électrique**

# Introduction

- **Il y aurait nécessité de relance du nucléaire et de décollage des ENR car deux contraintes majeures:**
  - **Durcissement des politiques climatiques**
    - Contrainte carbone sous forme de quotas ou de taxes
  - **Tension progressive sur les ressources de pétrole et de gaz:**
    - « Peak oil »
    - Orientation des prix des combustibles à la hausse
- **Nécessité certes mais problème de compétitivité, de risque économique et d'acceptabilité**
- **Les décisions ne sont pas seulement entre les mains des gouvernements , mais des managers, des financiers et des investisseurs**
  - Rôle majeur de la réalité sociale et institutionnelle derrière la technologie (symbolique et acceptabilité du nucléaire)
  - Réalité économique des marchés électriques à prendre en compte (irréversibilité de la libéralisation)
  - Interférence de ces deux réalités

- **Inconnues sur le redécollage du nucléaire et sur la concrétisation des espoirs sur les ENR**
- **Rhétorique de relance du nucléaire (Bush, Blair, etc) + quelques décisions**
- **On lance des politique ENR ; exemple des deux directives (2001; 2003)**
  - **8% du bilan électrique avec les « petites » ENR en 2010**
  - **5,75% de la part biocarburants**
  - **Les organisations internationales (ONU, Banque Mondiale, G8) : plans de décollage de ces énergies dans les pays en développement avec un objectif de lutte contre la pauvreté.**
- **1. Faut il définir des politiques spécifiques sur ces technologies s'il y a par ailleurs un enchérissement des technologies émettrices par politiques climatiques?**
- **2. Comment prendre en compte l'environnement institutionnel des domaines concernés? (Libéralisation des marchés électriques)**

- **Partie I. Enjeux et contraintes du recours aux techniques non carbonées**
  - **1. Enjeux du recours aux technologies non carbonées vis-à-vis de l'objectif climatique**
  - **2. Les contraintes de compétitivité des techniques non carbonées**

# 1. Les enjeux du recours aux technologies non carbonées vis-à-vis de l'objectif climatique

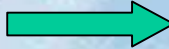
- **Sortir de tendances et des inerties** : Que disent les prospectives tendancielle à 2030 ? International Energy Agency (WEO 2004, 2006); US DoE; European Commission
- **Pas de vraie relance du nucléaire d'ici 2030**
  - Augmentation bien moins rapide d'ici 2030 (+10%) que la consommation électrique mondiale (+ 62%)
  - **Part dans le bilan électrique mondial : de 16% actuellement à 9% en 2030**
  - **Capacité nucléaire mondiale de 370 GW en 2000 à 420 GW en 2030.**
  - Peu d'effets d'un prix du pétrole élevé et d'une politique climatique plus sévère
  - En filigrane
    - Doute sur la restauration de l'acceptabilité (problème de déchets, de prolifération)
    - Questions sur la compétitivité et le risque financier du nucléaire à moyen terme dans des pays leaders (USA, Allemagne)
- **Peu de places pour nouvelles productions hydrauliques et ENR**

## Structure de la production électrique mondiale

Scénario tendanciel de l'AIE à horizon 2030 (WEO 2004)

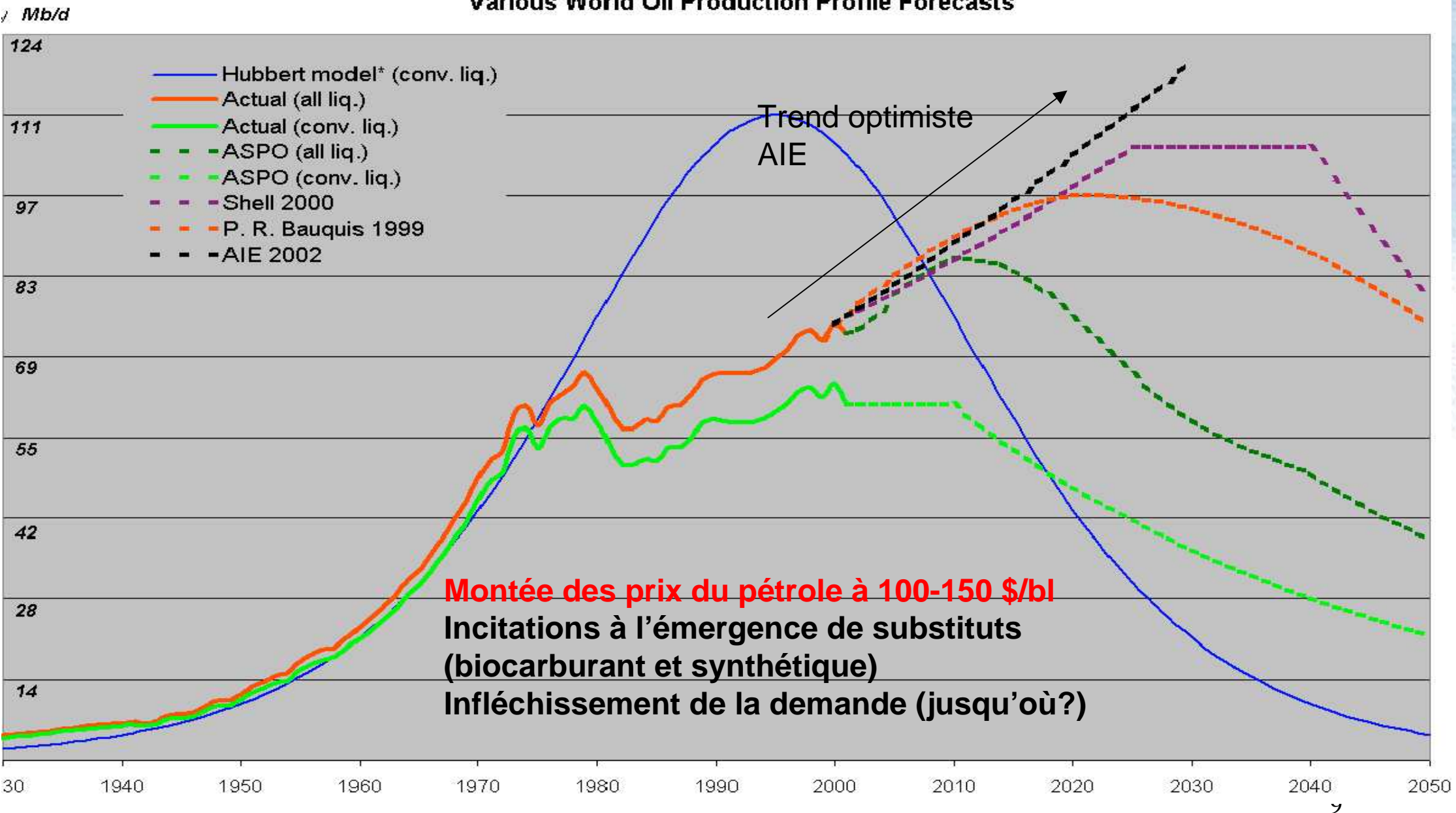
	2002	2030
Coal	40 %	39 %
Gas and oil	26 %	33 %
Nuclear	16 %	9 %
Hydro	16 %	13 %
Other renewables	2 %	6 %

## Leçons des Prospectives normatives à 2050 pour 2010-2030

- Repousser l'horizon de la prospective à 2050  Reposer les questions du moyen terme d'ici 2030
  - Besoin d'infléchissement des trajectoires pour faire face aux contraintes du long terme:
    - Contrainte CO2
    - Peak oil en 2020, puis peak gas avec prix plus élevé (100 \$/bl et plus)
- Exemple d'un Scénario Electricité « basses émissions de carbone » LECS (Bouttes, Trochet, Leban, 2005)
  - Faire participer massivement la production électrique à la limitation des émissions de CO2
  - Secteur électrique mondial responsable de 40 % des émissions de CO2
- Optique de stabilisation des concentrations de CO2 en 2050
  - En 2050 réduction des émissions totales du secteur électrique mondial
    - de 60% par rapport à 1990
    - de 100% par rapport à 2002 (facteur 4 pour industrie électrique dans OCDE)



# Various World Oil Production Profile Forecasts



## Structure de la production électrique mondiale dans scénario à basses émissions LCES

Technology	2002 *	2030	2050
Coal **	39%	30%	23%
oil	7%	3%	0%
Gas **	19%	19%	11%
Nuclear	16%	20%	31%
Hydro	16%	17%	24%
Renewable (other)	2%	10%	11%
Total	100%	100%	100%

**Nucléaire  
10 % en  
2030**

**WEO  
2006**

**ENR  
7%**

\*\*charbon et gaz avec capture en 2050

## Développement des capacités nucléaires dans scénario Basses Emissions

	<b>2002</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
<b>Scénario IAE 2030</b>	<b>370 GW</b>	<b>420</b>	<b>(Trend vers 700 GW)</b>
<b>Scénario Basses Emissions 2050</b>	<b>370 GW</b>	<b>720</b>	<b>1440</b>

## Comparaison de scénarios de développement de la production électrique de long terme (TWh)

	2002	2030	2030	2050
		IEA reference Tendanciel WEO 2004	LCES	LCES
Charbon	6240 (39%)	<b>12090 (38%)</b>	<b>8100 (30%)</b>	7400 (23%)
Fuel	1180 (7%)	1180 (4%)	<b>900 (3%)</b>	0
Gaz	3070 (19%)	<b>9330 (29%)</b>	<b>5100 (19%)</b>	3400 (11%)
<b>Nucléaire</b>	<b>2650 (16%)</b>	<b>2930 (9%)</b>	<b>5300 (20%)</b>	<b>10000 (31%)</b>
<b>Hydraulique</b>	2610 (16%)	<b>4250 (13%)</b>	<b>4600 (17%)</b>	7600 (24%)
<b>Autres (ENR)</b>	320 (2%)	<b>1880 (6%)</b>	<b>2600 (10%)</b>	3600 (11%)
<b>Total</b>	<b>16070</b>	<b>31660</b>	<b>26600</b>	<b>32000</b>

## **2. Les contraintes de compétitivité des technologies non carbonées**

- **2.1. La situation économique contradictoire de la technologie nucléaire**
- **2.2. Les barrières à l'entrée et contraintes de déploiement des ENR**

## 3.1. Situation de compétitivité de la technologie nucléaire

a. La position économique du nucléaire bénéficiera de la hausse des prix du pétrole et du gaz

**kWh Gaz CCGT pénalisé:**

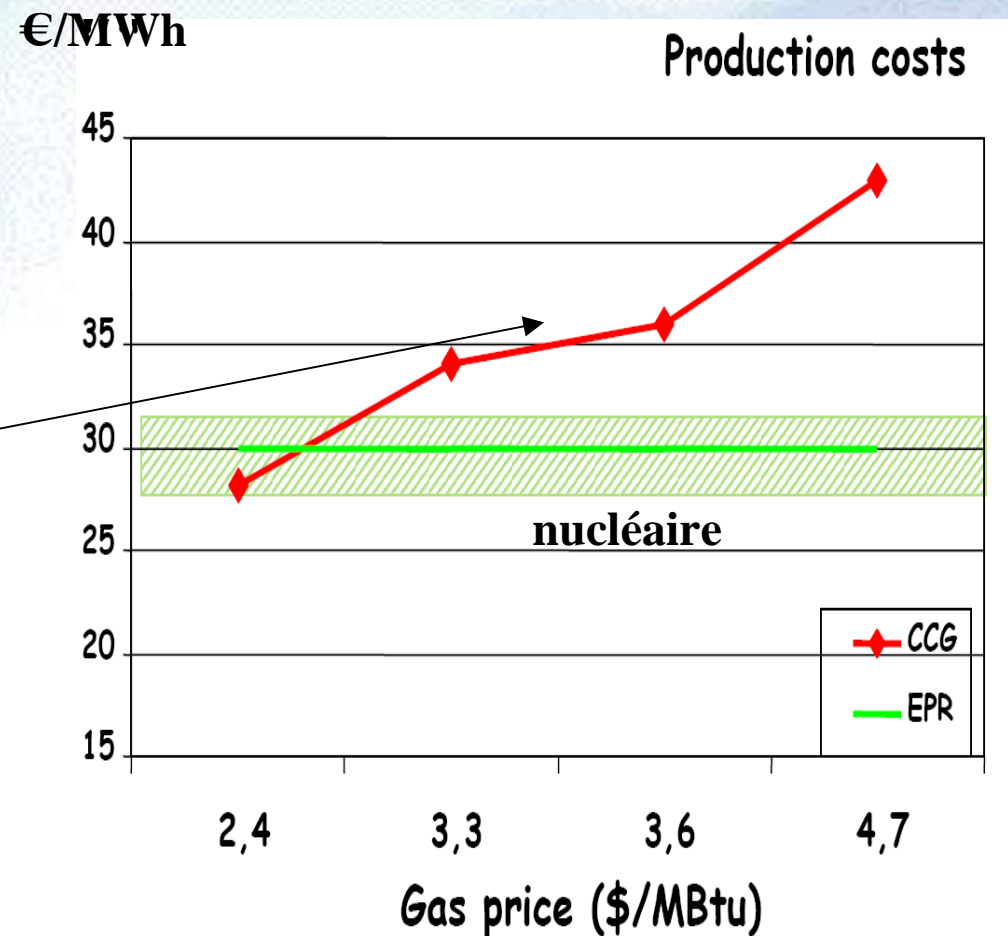
Prix actuel du gaz de 5-6 \$/Mbtu au lieu de 3,3 \$/Mbtu :

**+60% sur prix de revient kWh CCGT**

**kWh charbon moins pénalisé:**

hausse 20\$/t à 35\$/t de charbon:

**+ 20% du coût du kWh**



## b. Effet de la contrainte CO<sub>2</sub> sur compétitivité du nucléaire

- Dégradation de la compétitivité kwh charbon et gaz avec la contrainte CO<sub>2</sub>:
  - prix du permis à 30€/t CO<sub>2</sub>
    - Hausse forte pour le kWh charbon, +22 €/MWh
    - Deux fois moins forte pour le kWh gaz: +10 €/MWh
- Remarque: Démarche d'intégration des coûts environnementaux dans le calcul:
  - Noter que les externalités du nucléaire (risque accident, faibles doses, déchets, etc.) sont déjà internalisées:
    - Sévérisation continue des réglementations de sûreté

# Compétitivité du nucléaire en 2030-2050

(c€/kWh)

source: IEA-NEA/OCDE, 2005

<b>Nucléaire Generation III</b>	<b>Cycle combiné Gaz</b> <hr/> <b>prix CO2 à 30€/t et prix gaz à 6\$</b>	<b>Charbon en IGCC en 2030</b> <hr/> <b>prix CO2 à 30€/t</b>	<b>Charbon IGCC en 2050 avec séquestration</b>
<b>35-45</b>	<b>55-65</b>	<b>60-70</b>	<b>55-65</b>
<b>35-45</b>	<b>45-55 sans CO2</b>	<b>38-48 sans CO2</b>	



## **Mais Diversité dans la maîtrise des coûts et des risques entre pays** **Reflet de l'organisation industrielle et l'acceptabilité de la technologie**

- **Relation déterminante entre organisation industrielle et institutionnelle et la maîtrise des coûts:**
- **« Réussite » française *versus* fiasco des constructions de réacteurs aux USA dans les 70s et 80s**
  - Monopole public de grande taille en France: commandes en série, standardisation
  - Style d'approche de la sûreté nucléaire
  - possibilité de blocage juridique
- **Différences importantes de conditions industrielles et institutionnelles de relance entre pays et de maîtrise des coûts et des risques**
  - Tirer les leçons de l'enlisement antérieur
  - Comment sera surmonté le problème d'acceptabilité sociale (sûreté, déchets)
  - **Ajout du risque de terrorisme (effet « Sept 11 »)**

## Coûts dans l'exercice MIT et l'exercice DGEMP-Ministère de l'Economie

	MIT (2003) \$	DGEMP (2003) euros	T
<b>Capital cost per kW</b>			
Nuclear	2000	1413	
Gas	500	523	
Coal	1300	1281	
<b>Construction period - years</b>			
Nuclear	5	5	
Gas	2	2	
Coal	4	3	
<b>Cost of capital or D rate %</b>			
Nuclear	11.5	8	
Gas	9.6	8	
Coal	9.6	8	
<b>Gas price</b>	3.50/MBTU	3.30/MBTU	
<b>Electricity price per MWh</b>			
Nuclear	67	28	
Gas	38	35	
Coal	42	34	

# **Effets de la libéralisation des industries électriques: contraintes accrues de l'investissement nucléaire**

## **Emergence du risque éco. et affirmation de la rationalité financière**

### **Immobilisation improductive de capitaux pendant durée de construction**

- six ou sept ans pour réacteur
- trois ans pour une centrale à gaz,

### **Equipements nucléaires plus lourds en coût de capital:**

- 1500 à 2000 €/kW pour un futur EPR commercial
- 600 à 700 €/kW pour un cycle combiné à gaz
- 1200 €/kW pour une centrale charbon moderne).

### **Indivisibilités du nucléaire et taille des compagnies**

- deux à trois milliards pour réacteurs de 1000 à 1500 MW
- 300 millions CCGT 450 MW
- 900 millions pour une centrale charbon de 700 MW

**Ils nécessitent de longs temps de retour de 12 à 15 ans : peu acceptable par les banquiers**

- **Risque de marché :**
  - Volatilité des prix de marché
  - Difficulté à trouver des contrats de long terme avec gros acheteurs
- **Risque financier spécifique**
  - Perception du **risque politique** par la communauté financière:
    - perception de l'enjeu de l'acceptation de solution de gestion des déchets (débat en GB, USA)
  - **risque réglementaire**
    - (histoire de l' « échec » de la première commercialisation aux USA et en Europe)
  - **risque sur le « coût de fin de vie »: démantèlement déchet**

**Effet de la hausse du taux de rentabilité du capital**  
**sur les coûts des différents moyens de production d' électricité**  
**(En €/MWh)**

<b>Taux moyen de rendement du capital</b>	<b>Nucléaire EPR</b>	<b>Cycle combiné gaz</b>	<b>Centrale Charbon</b>
<b>5%</b>	<b>21,7</b>	<b>33,4</b>	<b>28,1</b>
<b>8%</b>	<b>28,4</b>	<b>35,0</b>	<b>32,0</b>
<b>11%</b>	<b>37,0</b>	<b>36,9</b>	<b>36,4</b>

Hypothèse basse de prix du Gaz à 3,3 \$/MBtu

Source : DGEMP, Coûts de référence de la production électrique, Décembre 2003

## 2.2 . Les barrières et contraintes de compétitivité des ENR

### Contraintes communes malgré grande diversité:

#### – Energies diffuses et peu denses: exception Grand hydraulique

- Exploitation difficile des économies d'échelle

- Exemple:

» 40000 ha pour centrale à bois de 40MW

» 1t de bois 2 fois moins dense qu'1 t. de pétrole

#### – Contraintes sur des ENR-électriques (éolien, mini-hydraulique, solaire PV)

- Intermittence des apports: problème d'intégration dans le réseau et de valorisation dans marchés électriques
- problème d'autonomie: besoin de stockage et besoin de connexion réseau centralisé (PV)

## **Filières ENR électriques:**

Hors le grand hydraulique (2200 TWh en 2000), aucune n'est compétitive en termes de coût privé

- **Grand hydraulique :**
  - **Encore des ressources non équipées ( jusqu'à 7600 TWh en 2050)**
  - **Compétitivité dans les Pays en développement, mais :**
  - Contraintes de mobilisation de capitaux
    - problème avec privatisation et libéralisation
    - Objectif scénario LCES difficile à atteindre (doublement de l'hydraulique d'ici 2030)
  - Contraintes d'environnement (effet CO2) et de déplacement des populations (exemple barrage des Trois Gorges)

**Autres ENR-elec: Contraintes classiques à la pénétration d'innovation dans un système technique existant**

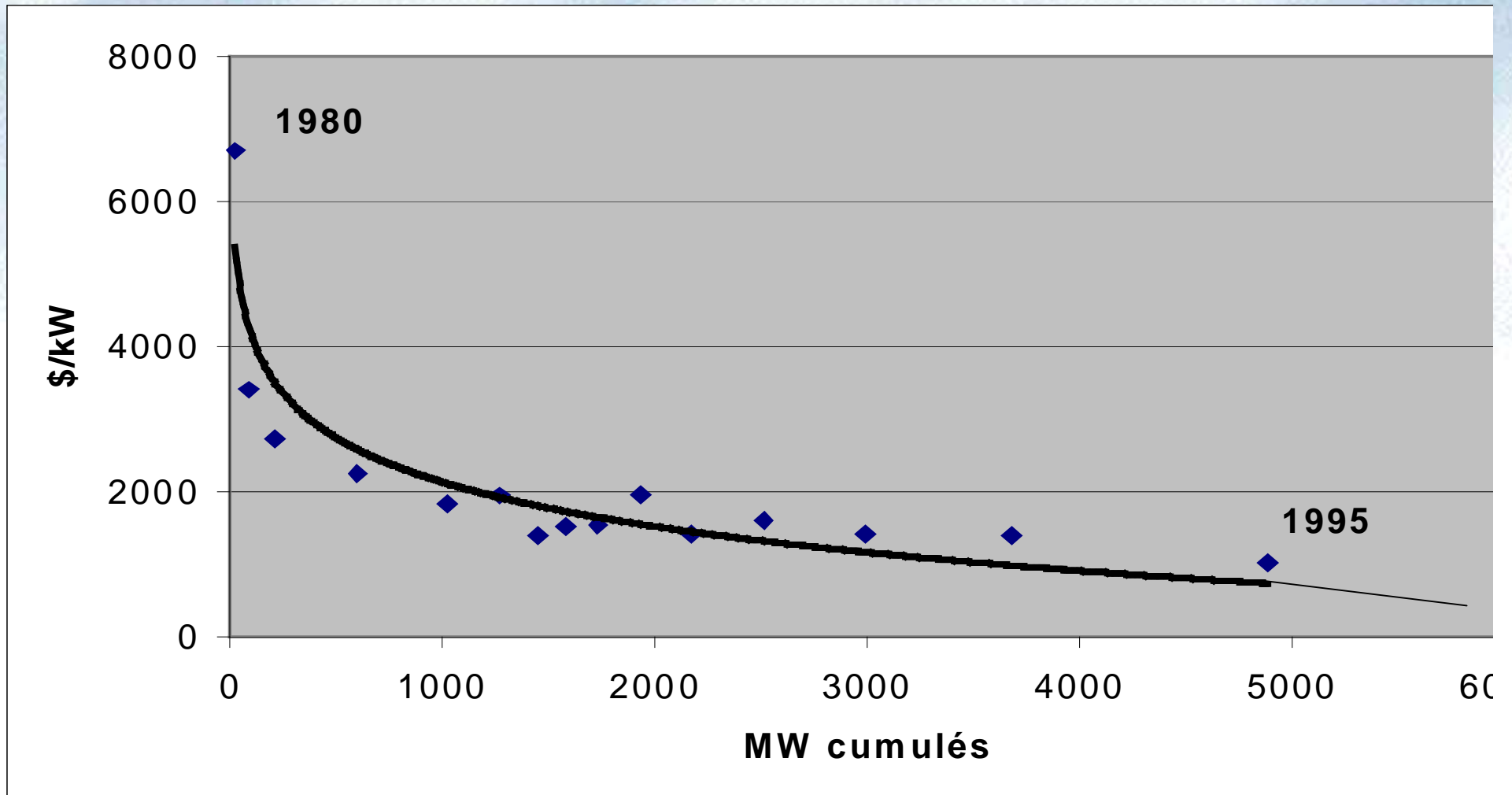
- **Énergies classiques sont centralisées avec larges économies d'échelle**
- **Institutions, culture technique et organisation industrielle en place:**
  - **Culture des institutions en place longtemps opposée aux ENR (exemple sur les petites unités ENR électriques)**
- **Facilité d'emploi des énergies en place**
  - **Électricité : système électrique centralisé existant est efficace**



# Apprentissage et baisse du coût du kW en cours

## Exemple de l'éolien

Reference du kW nucléaire: 1500 -2000 €/kW avec durée de fonctionnement 7000h  
reference du kW éolien : 1500 €/kW avec durée de 2500h)



## 2.2 suite . Les barrières et contraintes de compétitivité des ENR

### Exemple de filières non électriques : biomasse-biocarburants

- Mauvais rendement énergétique d'ensemble (1t/ha max)
  - Filière éthanol meilleure que les filières oléagineux-diester
    - (pourtant en France c'est cette filière qui devrait prédominé avec motorisation)
  - Bilan énergétique positif
  
- Bilan positif d'émissions CO2 contesté
  
- Instrument: Importance et pérennité des subventions fiscales par détaxation carburants
  - politique volontariste visant 5,7%, puis 11% dans UE sera coûteuse
  - 1,2 milliards € en France pour 2,2 millions de t(objectif 2010)
  
- Concurrence potentielle dans l'usage des sols
  - (14 mt en France équivaldrait à 1/4 des surfaces cultivables)
  - Problème à poser au niveau mondial (effet « tortilla »: pression sur le prix du maïs sous l'effet de la politique US)

## Comparaison filières éthanol-filières EHMV diester

### Rendement énergétique et coût de production (source : Ecobilan)

	Rendement énergétique	T. de biocarburants/ t. carbonées avec émissions (Source: INRA)	COÛT
<b>Ethanol betterave</b>	<b>2,05 t/tep input</b>	<b>1,2 à 1,6</b>	<b>Deux fois le coût de production du diesel 0,38 €/l (Europe)</b>
<b>Ethanol maïs (USA) Ethanol Cannes (Brésil)</b>			<b>0,30€/l USA 0, 2 €/l Brésil</b>
<b>ETBE (ethanol)</b>	<b>1,4</b>		
<b>EMVH Tournesol</b>	<b>3,16</b>	<b>2,3</b>	<b>Deux fois le coût de production du diesel</b>
<b>EMHV colza</b>	<b>2, 99</b>	<b>2,3</b>	<b>Deux fois le coût de production du diesel</b>

## Mesures politiques et problème de compétitivité

- **Environnement de forte volatilité du prix du pétrole: ne permet pas de tabler sur un prix toujours élevé pour supprimer subventions**
- **Défiscalisation partielle des carburants :**
  - **Niveau différent entre ethanol/ETBE et diester:**
    - **En France 38 c€/l contre 33 c€/l**
    - **Niveau plus élevé en Allemagne 65 et 47 c€/l**
  - **Coût élevé : environ 1,3 milliards en 2010 pour 2,2mt en 2010**
- **Lancement appel d'offres pour usine de production à un prix fixé**
- **Contrainte de « lock-in » par dépendance de la structure du marché automobile et des carburants:**
  - **Répartition entre essence et diesel**
    - **EU : essence 40%, diesel 60%**
    - **USA : essence 95%, diesel 5%**
  - **D'où le conflit d'intérêts en 2004 en France :**
    - (céréaliers/bettraviers en conflit avec raffineurs –constructeurs auto favorables à orientation unique sur le diester moins performant en CO2

## Solution pour baisser les coûts et minimiser la concurrence dans usage des sols:

- Besoin d'une filière biofuels à partir d'une matière première universelle et avec haut rendement
  - Meilleur candidat pour biocarburants de 2<sup>o</sup> génération
    - Lignocellulose depuis l'agriculture, les taillis, la forêt, et déchets urbains
    - 15 tonnes sèches par hectare : vers 3 tonnes de carburants par ha
- Avantage: se dégager de l'influence des marchés agricoles
- Mais nécessité de se baser sur filière alcool:
  - Potentiel d'amélioration du rendement à l'ha
  - Potentiel aussi sur performances des procédés de transformation
  - Meilleure performance en termes d'émissions
  - Conflit technologique avec lock-in progressif du parc automobile sur motorisation diesel en France et Europe
- Adoption très peu probable en Europe dans les 20 prochaines années (?)

## Partie II

# Les instruments et les politiques d'orientation vers technologies non carbonées

- 1. Faut-il des politiques particulières centrées sur les technologies non carbonées?
- 2. Les instruments de relance du nucléaire
- 3. Les instruments de promotion de renouvelables en production électrique

- Faut il des politiques particulières centrées sur les technologies non carbonées?
- **Prix du CO2 modifie la position concurrentielle des moyens de production**
  - Dispositif des quotas CO2 sur les « sept industries » inclut l'industrie électrique
  - Même avec allocation gratuite des quotas, prise en compte du coût du CO2 lors du choix de techniques d'équipements électriques
- **Restauration de la compétitivité du nucléaire par le prix CO2**
  - problème des conditions politiques et sociales assurant l'acceptabilité sociale vis-à-vis du risque réglementaire
- **Les ENR électriques trouveraient aussi une impulsion économique:**
  - **Critique: Un instrument de soutien ferait double emploi avec la taxe ou le quota**
  - Effet sur développement de techno. non carbonées : attention à contre-effet
    - entraîne baisse de demande de permis CO2 et donc baisse de son prix

## 1.1. Réponse: Justifications théoriques de l'usage d'un instrument spécifique

### 1. Justification classique par les imperfections de marché

- Sous optimum d'investissement dans les nouvelles techniques car pas de possibilité d'appropriation de tous les bénéfices par l'innovateur
  - Justification de la subvention à la RD, voire de la RD des labo publique
- Pas d'internalisation suffisante des externalités des filières électriques classiques:
  - Prix du CO2 reflète les coûts marginaux des moyens de réduction des émissions, et non pas la valeur sociale du dommage (incertitude)
- Existence d'autres externalités positives:
  - moindre dépendance de combustibles importées (difficile à chiffrer)
  - effets industrialisants de politique ENR ou nucléaire
- Mais précautions pour décider d'un instrument en prenant en compte autres effets externes
  - Principe « un objectif, un instrument »: risque d'interférence
  - Ne pas oublier aussi les externalités négatives des technologies de substitution à promouvoir (éolien et impacts paysagers, coûts énergétiques et environnementaux indirects des biocarburants, etc.)

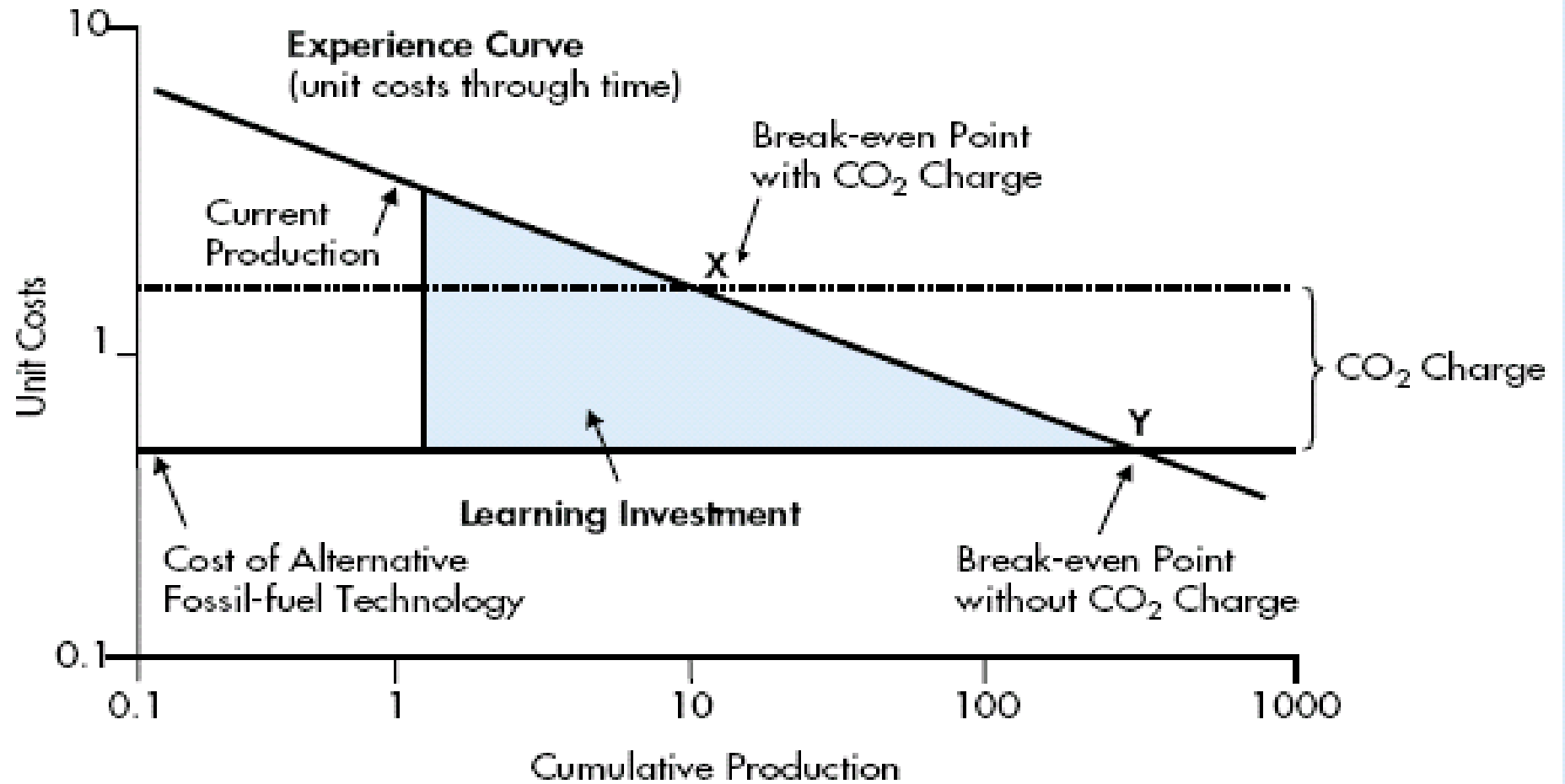


# Justifications théoriques de l'usage d'un instrument spécifique(suite)

## 2. Les barrières à l'entrée de l'innovation

- **Coût plus élevé que les technologies en place au départ**
  - **Technologie en place aussi susceptibles d'amélioration**, même avec taxe dégradant sa position
    - (exemple de la motorisation automobile, des centrales à combustibles fossiles)
  - Dynamiques d'apprentissage: **learning by doing & by using**
    - réponse par des instruments dits de création de marché pour les ENR et les techniques efficaces.
  - **Aversion au risque des entreprises**, capacité de financement moindre des agents susceptibles de développer et exploiter les technologies alternatives
- **Barrière supplémentaire contingente au contexte**
  - Le contexte institutionnel peut accroître les risques d'entrée d'une technologie (**libéralisation**)
  - **Coût du capital plus élevé**
  - coût plus élevé pour technologies lourdes à longs délais de développement (exemple : procédé de gazéification biomasse ou réacteur EPR)

# Courbe d'expérience d'une nouvelle technologie non carbonée



Source: Adapted from Figure 1.4 in IEA (2000h).

## 1.2. Critique théorique de l'usage de mesures ciblées par rapport à taxe ou quotas *C. Fischer et A. Newell (2004)*

- Discussion avec Modèle d'équilibre du secteur énergétique
  - (effet d'amélioration du surplus des producteurs et des consommateurs)
- Taxe entraîne à la fois réaction sur l'offre et réaction de la demande au prix du CO<sub>2</sub> (avec la hausse de prix)
- Donc défauts de mesures dirigistes orientés sur la **diffusion** de technologies spécifiques:
  - N'entraîne pas de réduction de demande
  - Augmente le budget public
  - Le coût pour les contribuables est très supérieur au surplus des producteurs de techniques non carbonées
  - NB. si l'action est basée sur **subvention à la RD**, encore moins d'efficacité

## Réponse à cette Critique (suite)

- **Explication de l'adoption d'un instrument spécifique à une technologie**

L'instrument C02 ne peut être généralisé, d'où nécessité de réorientation de la politique vers d'autres secteurs d'action

- Problème d'acceptabilité sociale
  - effet redistributif d'une taxe sur carburants élevé
- Problème de commerce international

- **Justification de l'adoption d'un instrument spécifique**

- Un signal prix est insuffisant pour déclencher innovation

## 1.3. Quel type d'instruments ?

### 1. Liminaire :

Inefficacité du traitement privé du bien collectif « climat » par achat volontaire des productions de technologies non émettrices de CO2

Achat volontaire d'énergie labellisée « propres » n'est pas suffisant  
situation traditionnelle de **passager clandestin** et sous investissement

- 
- **2. Justification (rappel): Instrument permettant apprentissages et baisses des coût suffisantes pour tenir la concurrence avec technologies en place affectée par les taxes**
  - **3. Base des instruments: Obligation d'achat des productions propres par des acheteurs mandatés (entreprise dominante, fournisseurs en concurrence)**
    - Faut-il agir par la commande publique?
      - Objectif-cible
      - Appel d'offres pour contrat de long terme

## Quel type d'instruments ? (suite)

### – Faut il agir par les prix?

- Subvention (taxe négative) adaptée à la technologie
- Concevoir des types de subventionnement efficace sans prise sur le budget public
- paiement de son coût par tous les consommateurs
  - (par exemple répercussion sur prix du transport d'électricité)

### – Faut il agir par les quantités? :

- obligations d'achat d' « énergies propres » et échanges sur marché de certificats

### 1.3.1. Avantage et défauts de l'instrument-prix

- Pilotage par incitations d'un signal anticipable (taxe négative)
- 1. Pour une conception efficace de l'instrument:
  - **Agir par subvention sur la production** plutôt que **sur l'investissement**
  - **Défaut de la subvention à l'inv.:**
    - recherche de subventions sans incitations à l'efficacité dans maîtrise de la technologie (adoption de techniques immatures , fermeture rapide de l'équipement,
    - Arrêt de tout l'effort d'innovation en cas de suppression de l'instrument
  - **Donc mieux vaut subvention à la production:**
    - doit couvrir la durée de recouvrement du coût du capital de l'équipement

## Avantage et défauts de l'instrument-prix (suite)

- **2. MAIS dispositif générateurs de rentes**
  - rente croissante pour nouveaux équipements car baisse des coûts
  - Limiter les rentes : Accompagner l'amélioration des coûts par réduction progressive de l'appui
  
- **3. Exposition à l'influence des agents bénéficiaires (capture du régulateur par nouveau groupe d'intérêts):**
  - prévoir un calendrier de redéfinition ou une date d'achèvement
  - Capture du régulateur: influence groupe d'intérêts dans le cas des technologies dont la diffusion répond à plusieurs objectifs:
    - Exemple: la subvention aux biocarburants et lobby agricole
  
- **4. Défaut intrinsèque:**
  - ne permet pas d'anticiper les quantités installées (incertitude de la courbe de coût marginal de long terme)



### 1.3.2. Avantage et défaut de l'instrument quantité

- On peut piloter par les obligations d'achat vers une cible quantité plus sûrement qu'avec l'instrument prix
  - Remarques:
    - Incitation complémentaire de l'obligation par une **pénalité**
    - La pénalité peut abonder un fonds dont le montant est reversé à ceux qui vont respecter l'obligation
- **Mais problème de l'incertitude sur la courbe de coût:**
  - Risque d'avoir un objectif quantité coûteux à atteindre
  - nécessité de mettre un plafond de prix : en principe plafond=pénalité

### **1.3.3. Choix entre instrument prix et instrument quantité en incertitude sur la courbe de coût**

– « Approche à la Weitzman » pour comparaison

**Si courbe de coût peu pentue**

**la perte sociale est plus importante si on se trompe de niveau de coût si on choisit l' instrument prix**

- **on risque de se suréquiper en technologies propres**
  - **dès que tarifs d'achat est trop élevé**
- **Ce n'est pas le cas avec fixation d'un objectif quantité où l'on se tromperait sur le niveau**
- **Exemple de la courbe de coût de l'éolien et de tarifs d'achat généreux en Allemagne (20 000 MW et coût de 3 milliards d'€)**

## Remarques complémentaires pour efficacité du choix et de la conception d'un instrument

- Approche théorique: On ne tient pas compte de l'incertitude et du risque que peuvent créer les instruments:
  - Ils peuvent se superposer au risque sur les marchés de l'énergie
  - Exemple des quotas CO2 dans contexte où libéralisation a créé des risques supplémentaires (prix électricité, prix des inputs combustibles, risque débouché)
- La théorie tend à simplifier la nature des réponses technologiques recherchées
  - elles sont fondamentalement basées sur l'innovation (processus cumulatif, baisse de prix par apprentissage, etc.);
  - Elles portent sur des technologies et des équipements *capital intensive* à long temps de retour
  - L'outil doit être conçu en fonction des contraintes de recouvrement des coûts (aide ou obligation sur une durée suffisamment longue).

## 2. Politiques d'appui à la relance des investissements nucléaires

### Remarque:

- Considération suivante pourrait s'appliquer **aussi** au développement des techniques électriques IGCC associées à la capture et à la séquestration du carbone:
  - IGCC : 2000\$/kW+ investissement séquestration

## 2.1. Solutions directes d'intervention

### a. Coordination publique

#### avec mise hors marché de la production nucléaire (concept de « Nuclear Obligation »)

#### Appel d'offres

#### Contrat de long terme à prix fixés sur une puissance donnée de 2 à 4 réacteurs

- Agence publique acheteuse ou broker intermédiaire
- **Obligation d'achat placée sur les fournisseurs en concurrence**
  - Répartition au prorata de leurs ventes (// avec les ENR-élec en GB)
- **Avantage:**
  - **Permet emprunt à taux réduit (projet « banquable »)**
- Inconvénients: mise hors marché du nouveau nucléaire
  - On force les investissements
  - Quid de la définition optimale des capacités qui sont mises aux enchères?
  - Risque de surcapacité

## Solutions directes d'intervention (suite)

- **b. Subvention par crédit d'impôts et garanties contre risque réglementaire**
  - Envisagée pour les premiers réacteurs
  - Justification par les externalités (parallèle avec les renouvelables)
  - Exemple des USA (loi sur l'Energie d'août 2005):
    - Appui pour les six premiers: 1,8 c\$/kWh sur 10-15 ans
    - Risque réglementaire assumé par l'Etat (jusqu'à 300 millions de \$ pour les trois premiers réacteurs )
    - Conséquence: Peut-être deux commandes avant 2010
  - Besoin de pérennité sur les réacteurs suivants?
  - Justification parallèle à soutien aux ENR et à cogénération

## 2.2. Choix d'une politique de la concurrence limitée:

### a. Encadrement par contrat de long terme

- **Contrats investisseurs – distributeurs ou gros utilisateurs**
  - Signature avant la commande du réacteur
  - Durée de 20 ans
  - Prix garanti non lié au prix du marché
  
- **« Modèle finlandais » : commande du réacteur EPR par TVO en Finlande**
  - Engagement contractuel :
    - très gros clients (papeteries) avec demande en « ruban »
  - Prix de long terme aligné sur coût complet
  - Projet rendu « banquable »: prêts de 2,5 milliards d'€ sur les 3 milliards
  - Est-ce un cas particulier?

## **b. Tolérance pour intégration verticale et concentration horizontale: gérer les contradictions avec marché libéralisé**

### **. Intégration verticale**

Maîtriser l'incertitude sur la « chaîne de valeur » entre maillons présentant des profils de risque différents

- Garantit les débouchés aval des investisseurs en production  
inversement il sécurise les fournitures de gros du vendeur intégré

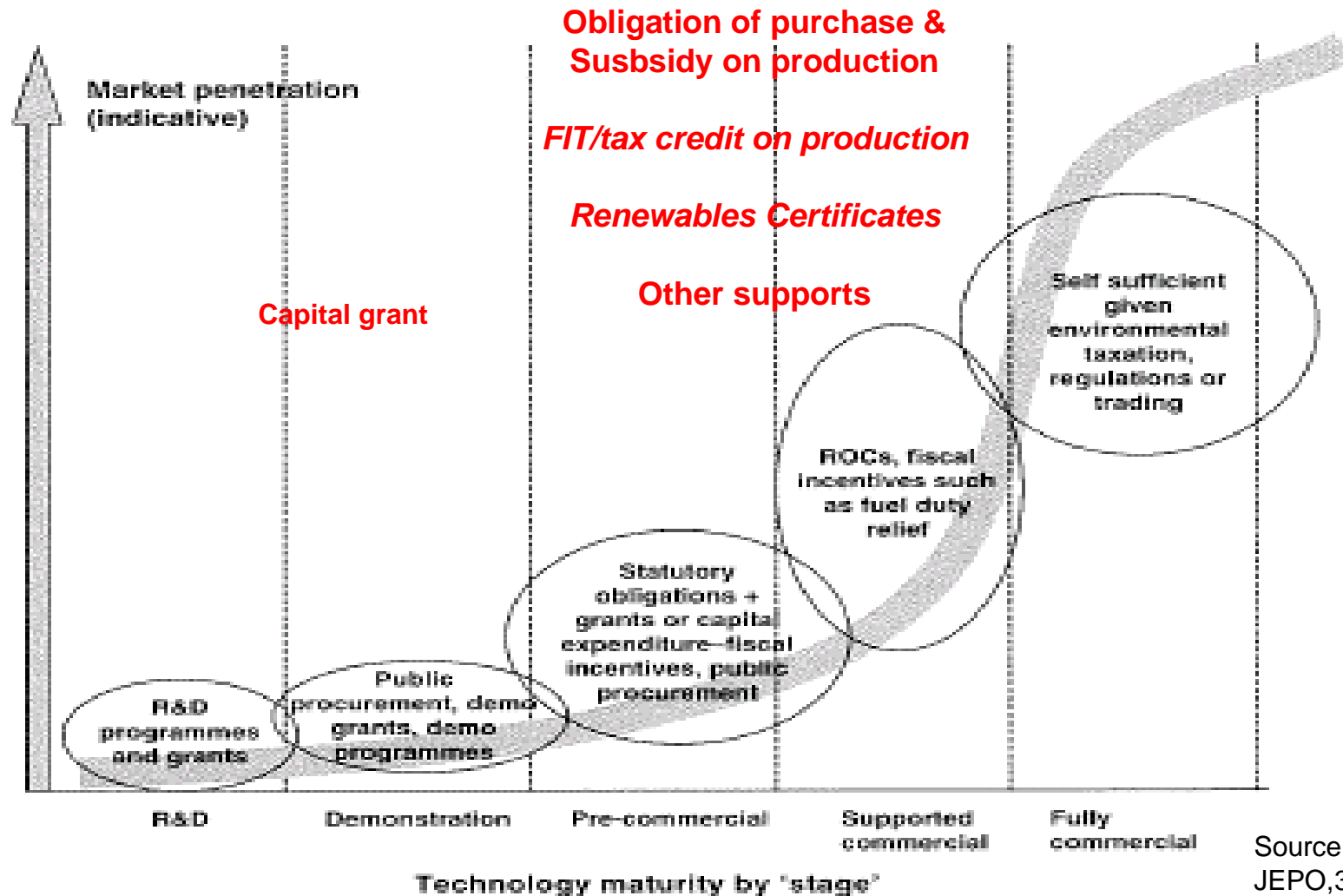
### **• Concentration horizontale**

- La grande taille comme :
  - moyen de contrôle des risques,
  - capacité d'emprunter sur bilan (**coût moins élevé de l'emprunt**)
  - capacité d'investir avec de longues immobilisations de capitaux
- La concentration comme moyen d'assagir le marché



### **3. Instruments de promotion des ENR en production électrique**

### «3.1. Policy instruments along the S-Curve of technological development of RES-E

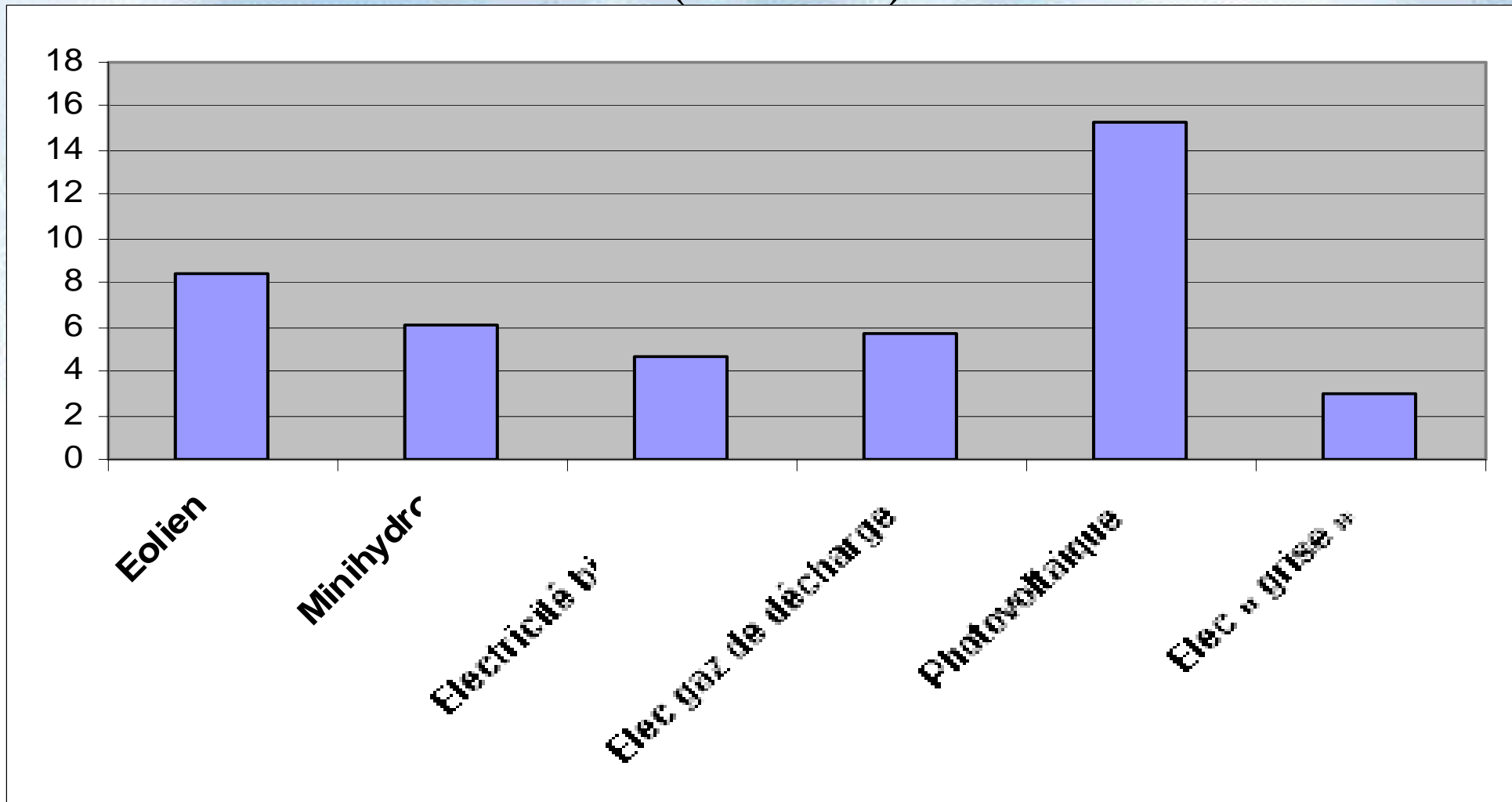


Source . Foxon et al., JEPO,32 , 2005

### **3.1. Les tarifs d'achat garantis : Allemagne, Espagne, France , Portugal, Irlande**

- **Nécessité d'un cadre stabilisé dans la durée pour permettre les investissements**
  - **C'est un instrument-prix**
  - **Obligation d'achat imposée aux fournisseurs/distributeurs locaux**
  - **Tarif imposé par pouvoirs publics ;**
  - **Différenciation par technologies (discrimination favorise les techniques les moins avancées)**
  - **garanti sur une certaine durée (15 ans)**
  - **France depuis 2001**

## Exemple: Tarifs d'achats de l'électricité ENR en France (c€/kWh)



## 3.2. Les quotas échangeables de certificats verts sur fournisseurs

- Imposition d'une **obligation (croissante)** sur une catégorie d'acteurs : fournisseurs, producteurs
- Délivrance de certificats aux producteurs d'ENR-E selon une équivalence prédéterminée
- **Double vente**
  - L'électricité sur le réseau (25 €/MWh)
  - La vente du certificat à ceux qui en ont besoin pour respecter leurs quotas
- **Mais la vente peut être conjointe sur l'ensemble électricité-certificats verts**
- Aspect important: pénalité en cas de non-respect
  - C'est à la fois
    - le coût plafond pour les développeurs (donc contrôle du coût collectif) par le biais de ce que jusque les acheteurs obligés sont prêts à payer
    - Et une incitation pour respecter les quotas

## Le support du marché de certificats

- Dispositif institutionnel à mettre en place
  - Certification (SER éligible, durée ,etc)
  - Vérification (par le GRT)
  - Pénalité pour non-respect du quota = prix plafond
  - Possibilité de prix plancher
  - Possibilité de banking mise en réserve d'une année sur l'autre, et d'emprunt....

## . Overview of the main policies for the promotion of RES-E in CE countries

Country	Main electricity support schemes	Comments
Austria	Feed-in tariffs (presently terminated) combined with regional investment incentives	Feed-in tariffs have been guaranteed for 13 years. The instrument was only effective for new installations with permission until December 2004. The active period of the system has not been extended nor has the instrument been replaced by an alternative one.
Belgium	Quota obligation system / TGC combined with minimum prices for electricity from RES	Federal government has set minimum prices for electricity from RES. Flanders and Wallonia have introduced a quota obligation system (based on TGCs) with obligation on electricity suppliers. In Brussels no support scheme has been implemented yet. Wind off-shore is supported on the federal level.
France	Feed-in tariffs	For power plants < 12 MW feed-in tariffs are guaranteed for 15 years or 20 years (hydro and PV). For power plants > 12 MW a tendering scheme is in place.
Germany	Feed-in tariffs	Feed-in tariffs are guaranteed for 20 years (Renewable Energy Act). Furthermore soft loans and tax incentives are available.
Italy	Quota obligation system / TGC	Obligation (based on TGCs) on electricity suppliers. Certificates are only issued for new RES-E capacity during the first eight years of operation.
Luxembourg	Feed-in tariffs	Feed-in tariffs guaranteed for 10 years (for PV for 20 years). Also investment incentives available.
Netherlands	Feed-in tariffs	Feed-in tariffs guaranteed for 10 years. Fiscal incentives for investments in RES are available. The energy tax exemption on electricity from RES was finished on 1 January 2005.
Portugal	Feed-in tariffs combined with investment incentives	Investment incentives up to 40%.
Spain	Feed-in tariffs	Electricity producers can choose between a fixed feed-in tariff or a premium on top of the conventional electricity price, both are available during the whole life time of the RES power plant. Soft loans, tax incentives and regional investment incentives are available.

## 2.3 Comparaison des instruments

### a. Bilan avantages –inconvénients des tarifs d 'achat

- (+) fort impact sur la capacité installée (incitation dépend du tarif d 'achat)**
- (+) simplicité de mise en œuvre - coûts de transaction limités**
- (+) prévisibilité pour les investisseurs**
  
- (-) pas de contrôle des quantités produites donc pas de contrôle du coût global de la politique (problème de tout instrument –prix)**
- (-) pas de mise en concurrence donc moindre incitation à serrer les coûts**
- (+) critique sur le contrôle des rentes:  
moduler les tarifs en fonction de la baisse des coûts**



## **b. Intérêt du dispositif quotas + certificats verts**

**Compatibilité avec l'approche libéralisée des marchés électriques**

**Mise en relation concurrentielle producteurs-acheteurs obligés d'électricité verte: incitations**

- Effort équivalent imposé aux opérateurs en concurrence
- En principe il permet des échanges de certificats entre
  - producteurs efficaces ou détenteurs de ressources et
  - d'autres moins dotés ou moins efficaces:
  - Joue dans le sens de l'optimum économique
  - De ce fait il est envisagé de les faire jouer au niveau européen après adoption des mêmes dispositifs
    - peut baisser le niveau du coût global de la politique européenne (voir diapo suivante),

## bilan du dispositif des certificats

- Pas besoin de recourir au financement du surcoût de l'obligation par ta&xe sur les kWh
  - (fournisseurs obligés transmettent les coûts dans les prix selon les différentes élasticités prix
  - Meilleure acceptabilité gouvernementale et politique
- Inconvénients:
  - Un seul et même traitement pour toutes les ENR-elec.: défavorise les moins matures (différence avec tarifs d'achat et appel d'offres)
  - Créée du risque pour les développeurs
    - (volatilité prix de l'électricité et du prix du certificat vert)
    - **Donc recherche de contrat de long terme et d'intégration verticale**
  - Risque et coût du capital plus élevé:
    - **Dans les faits tarifs d'achat flexibles/décroissants : coût moins élevé pour les consommateurs**

## **Conclusion**

- **Barrières à l'entrée justifie de instruments spécifiques**
- **Tenir compte des caractères de la technologie**
- **Tenir compte du contexte institutionnel (marchés libéralisés)**
- **Tenir compte du caractère de l'instrument : est ce qu'il ajoute du risque?**