



EDF R&D

**La compétitivité du
Charbon en Europe,
USA, Asie**

Bernard Rogeaux

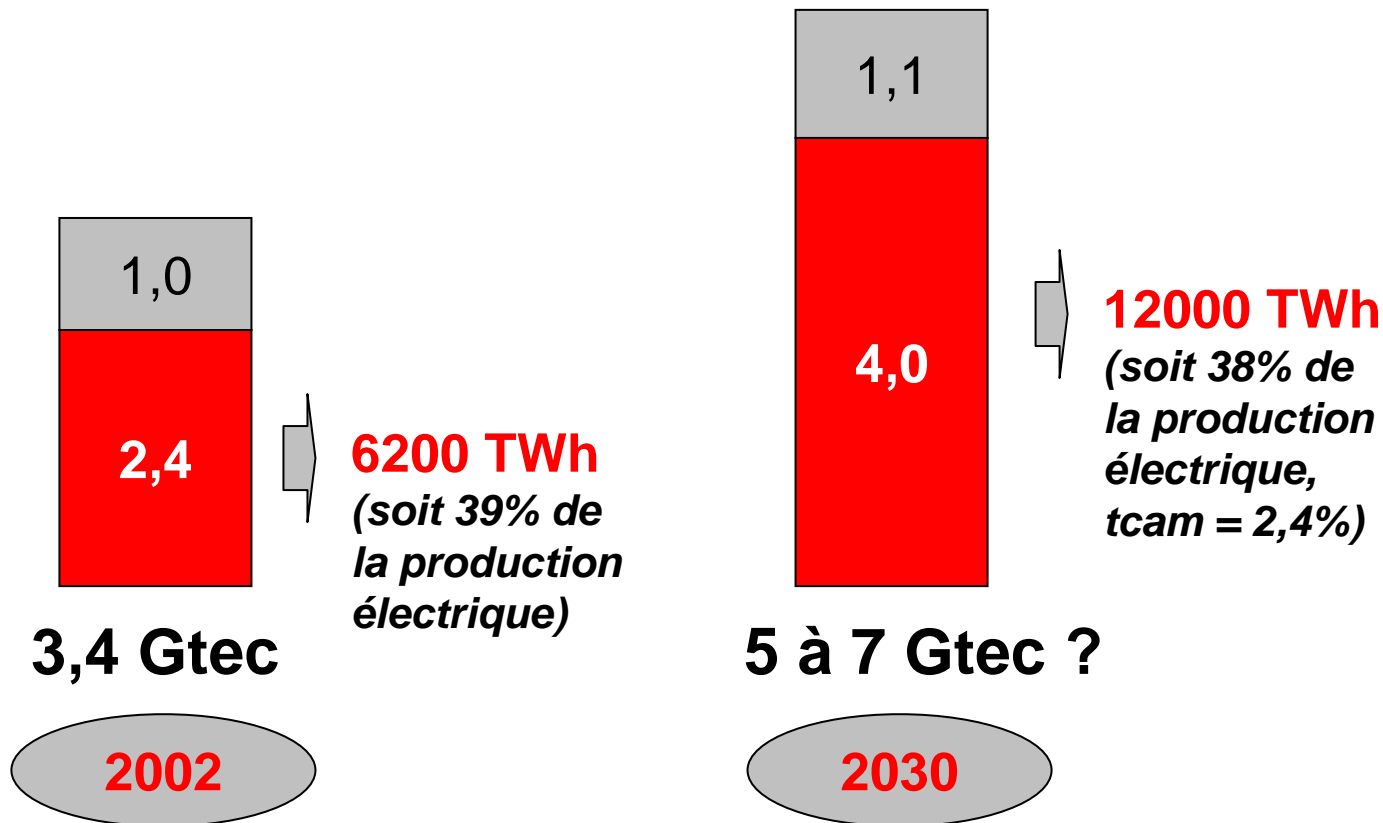
1

Introduction

1. Quelques perspectives pour le charbon dans le monde...

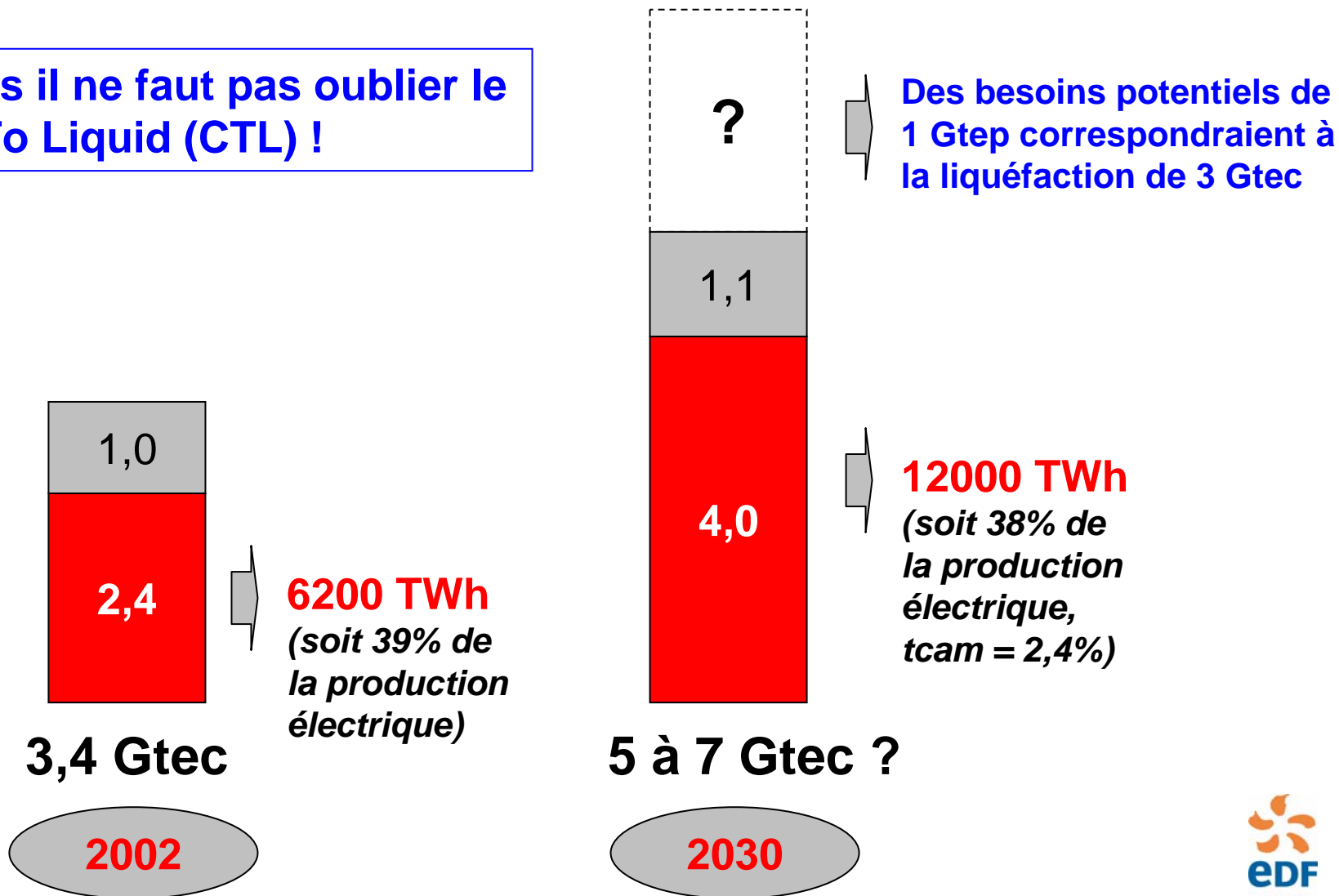
Perspectives AIE – WEO 2004 :

le charbon est principalement dédié à la production électrique

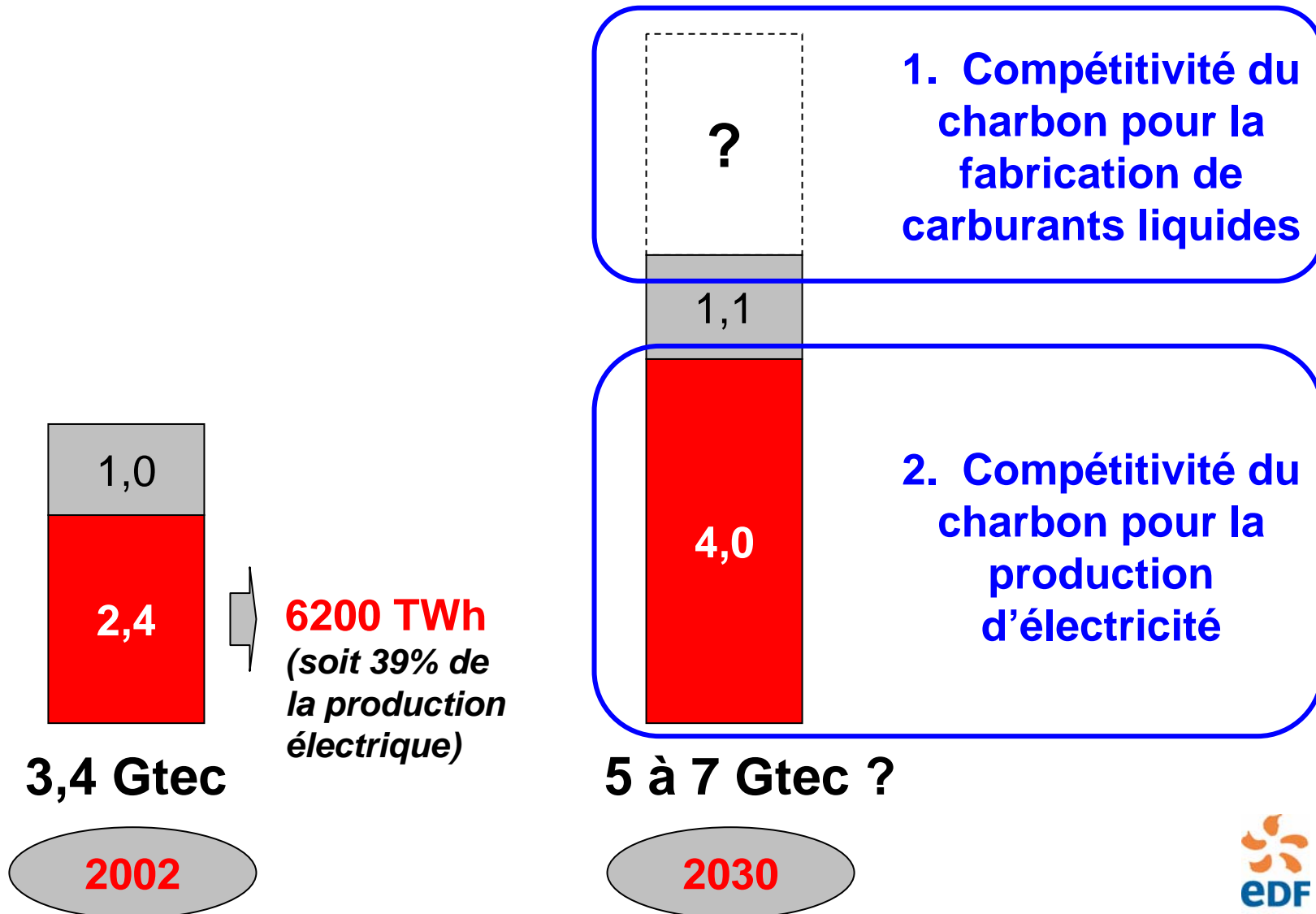


1. Quelques perspectives pour le charbon dans le monde...

... mais il ne faut pas oublier le Coal To Liquid (CTL) !



1. Quelques perspectives pour le charbon dans le monde...

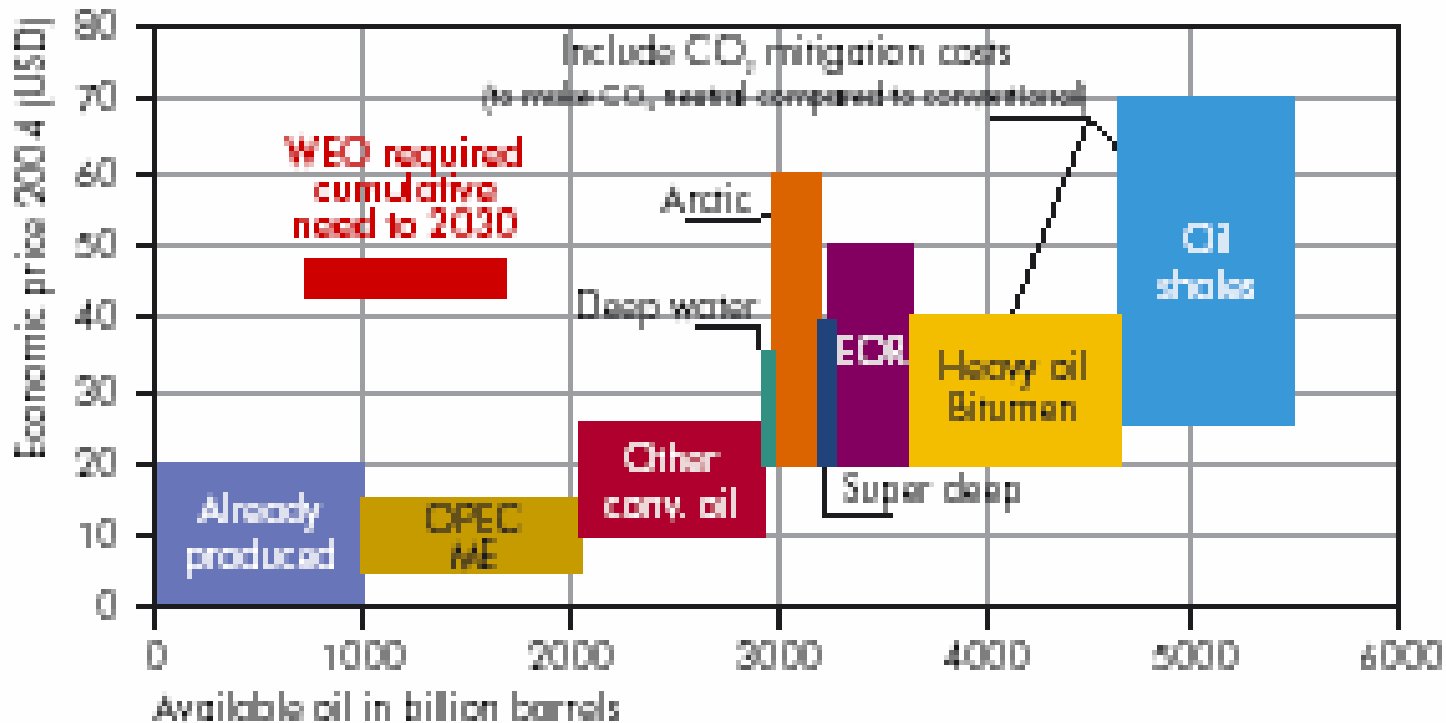


2

La compétitivité du Charbon pour la fabrication de carburants liquides

2. Compétitivité du charbon pour fabriquer des carburants liquides

Figure ES.1 • Oil cost curve, including technological progress: availability of oil resources as a function of economic price

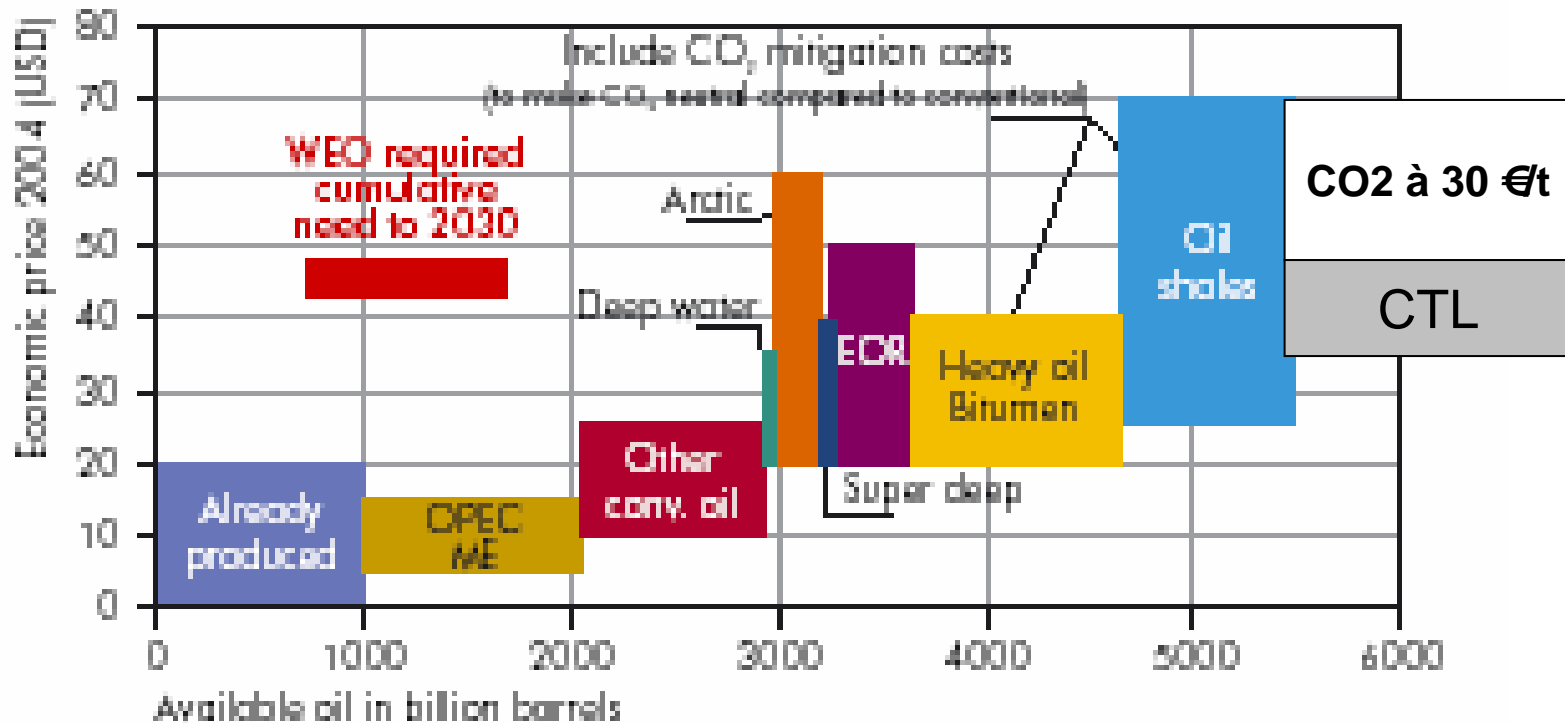


Source : AIE 2005

2. Compétitivité du charbon pour fabriquer des carburants liquides

Le CTL est potentiellement compétitif...

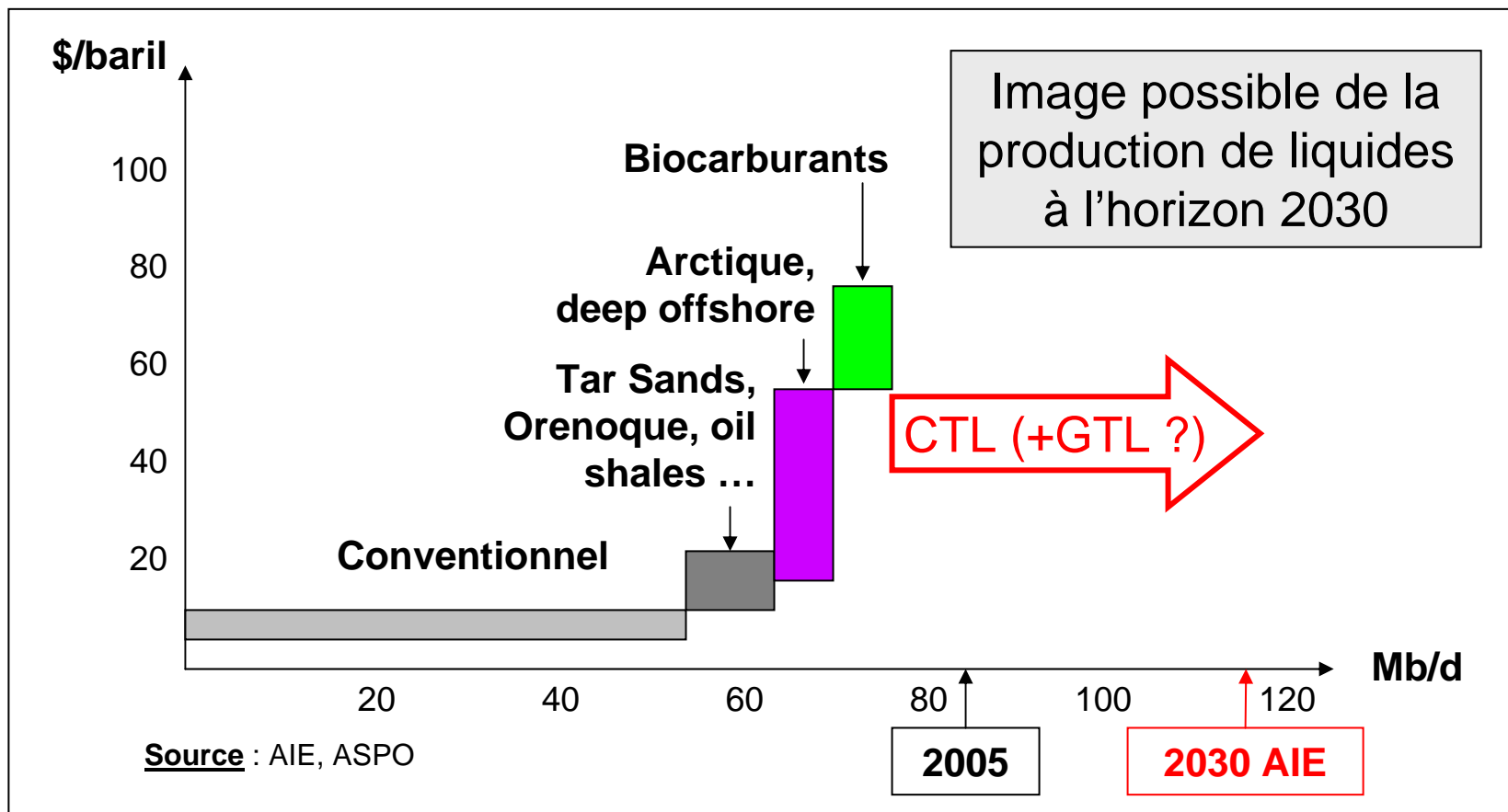
Figure ES.1 • Oil cost curve, including technological progress: availability of oil resources as a function of economic price



Source : AIE 2005

2. Compétitivité du charbon pour fabriquer des carburants liquides

Mais surtout le CTL est bien maîtrisé industriellement et peut être déployé rapidement sur une assez grande échelle... *mais évidemment avec des conséquences CO2 potentiellement gravissimes !*



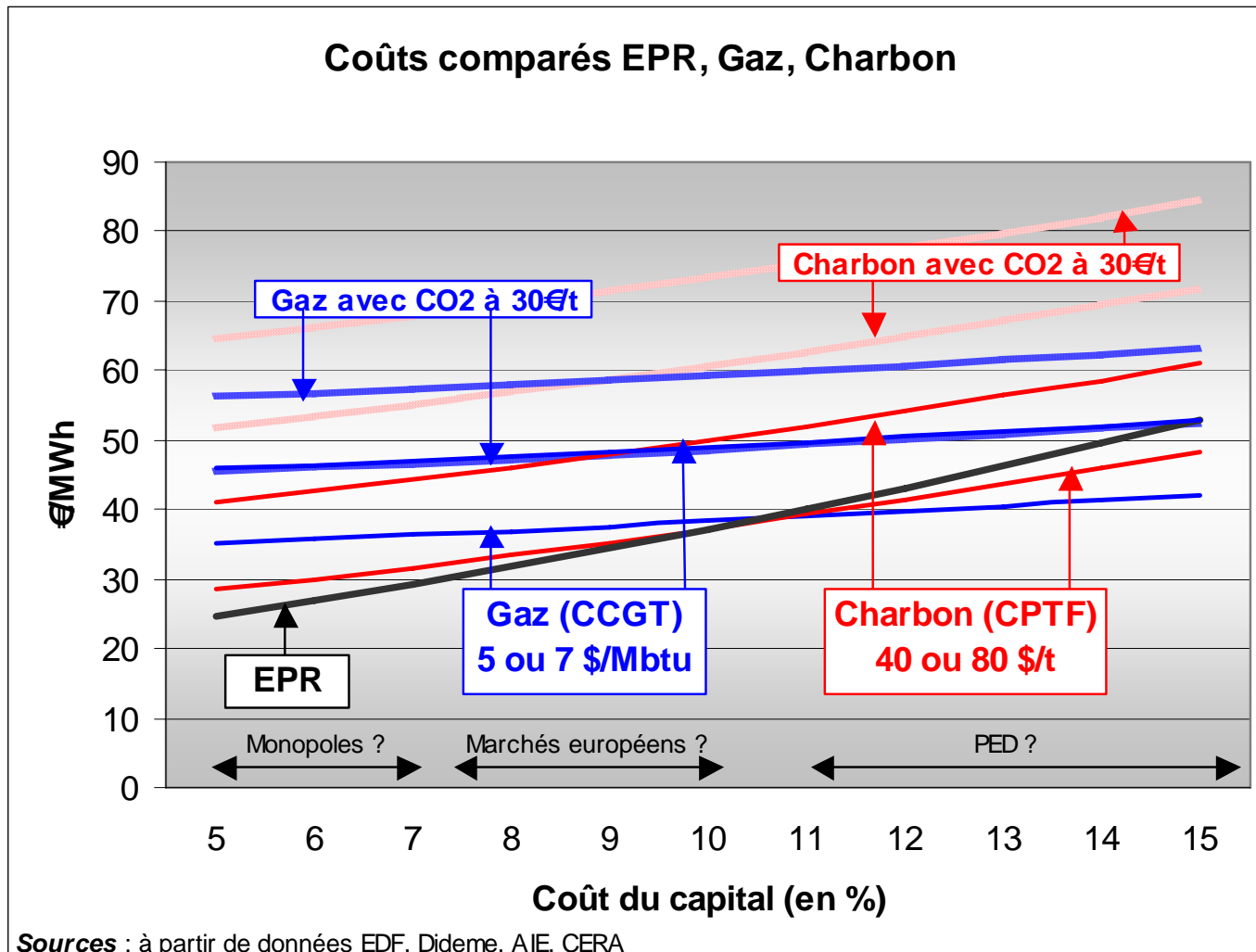
3

La compétitivité du Charbon pour la production d'électricité :

quelques
raisonnements

3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

Un paysage complexe...



3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

Un paysage complexe, dont les déterminants sont les suivants :

Coûts
prévus

1. Coût du capital

Le coût du MWh évolue fortement selon le coût du capital.

- dans une situation en monopole et un risque couvert par les états, le coût du capital peut descendre à 6%
- dans une situation concurrentielle, des entreprises privées assumant l'intégralité des risques ont un coût du capital de... 13% ?

Toutes choses égales par ailleurs, le coût du MWh évolue ainsi de la manière suivante :

€/MWh	6%	13%	
Nucléaire	23	40	+75%
Charbon CP	33	43	+30%
CC Gaz	45	48	+7%

3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

Un paysage complexe, dont les déterminants sont les suivants :

Coûts prévus

1. Coût du capital

Le coût du MWh évolue fortement selon le coût du capital.

- dans une situation en monopole et un risque couvert par les états, le coût du capital peut descendre à 6%

- dans une situation concurrentielle, des entreprises privées intégralité des risques ont un coût du capital de... 13% ?

Coût lié à l'ouverture des marchés ?

Équivalences par ailleurs, le coût du MWh évolue ainsi de la manière suivante :

	6%	13%	
Nuclear		40	+75%
Charbon CP	33	43	+30%
CC Gaz	45	48	+7%

Hypothèses retenues

- USA : 13%
- Europe : 11%
- Chine : 6%

3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

Un paysage complexe, dont les déterminants sont les suivants :

- Coûts prévus
1. Coût du capital
 2. **Coût des investissements**

Des coûts d'investissements en Chine de l'ordre de 50% à 60% des coûts observés en Europe et USA dès que l'effet de série est intégré.

Depuis quelques années on observe cependant une hausse des coûts (tensions sur les matières premières ?)

-USA : + 20% en 2 ans (2004-2005)

-Chine : + 10% en 4 ans (2002-2005)

Coûts investissement Charbon en Chine

Année	Coût (\$/KW)
1994	1000
1997	800
2001	480
2005	530

3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

Un paysage complexe, dont les déterminants sont les suivants :

- Coûts prévus**
1. Coût du capital
 2. Coût des investissements
 - 3. Prix des combustibles**

Gaz : le prix est ajusté en fonction d'une rente, prélevée par le producteur. Aujourd'hui la rente est souvent ajustée sur le prix du fioul... mais demain ?

Charbon : le prix est encore fonction des coûts d'extraction et transports. On observe de grandes différences selon les régions et la proximité des mines :

USA	20 à 60 \$/t	Charbon local : PRB → Pittsburg
Europe	60 à 80 \$/t	Centrales bord de mer
Chine	10 à 50 \$/t	Pb de transport, double marché

3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

Un paysage complexe, dont les déterminants sont les suivants :

Coûts
prévus

1. Coût du capital
2. Coût des investissements
3. Coût des combustibles
4. **Coût des externalités**

- **Les pollutions locales** posent de graves problèmes avec le charbon...que ce soit en Chine ou aux USA (Mercure notamment). Les exploitants peuvent être amenés à renforcer les dispositifs de dépollution.
- **CO2** (pour mémoire... cf ci-après)

3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

Un paysage complexe, dont les déterminants sont les suivants :

Coûts
prévus

1. Coût du capital
2. Coût des investissements
3. Coût des combustibles
4. Coût des externalités

Risques

5. **Temps de retour des investissements**

- **le standard dans l'industrie est souvent de 10 ans**, horizon où les investisseurs considèrent avoir une visibilité suffisante.
- **D'où une difficulté pour les investissements qui ne seront rentabilisés qu'en 30- 40 ans**, avec une prime aux moyens à gaz, vite rentabilisés... et une pénalité au nucléaire. Ceci pourrait se traduire par une appréciation du risque, et donc un coût du capital différencié pour ces différents moyens de production.

3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

Un paysage complexe, dont les déterminants sont les suivants :

Coûts
prévus

1. Coût du capital
2. Coût des investissements
3. Coût des combustibles
4. Coût des externalités

Risques

5. Temps de retour des investissements
6. **Contraintes CO2**

- **Les surcoûts potentiels du CO2** seraient de **10 €/MWh** (gaz) à **24 €/MWh** (charbon) pour un CO2 à **30 €/t** et pour les rendements escomptés à l'horizon 2015.

Mais cet éventuel marché du CO2 n'a aucune visibilité, et pourrait disparaître en cas de développement massif des CTL...
Quelle est en effet la crédibilité de contraintes affichées en Europe pour des horizons de 20, 30, 50 ans ?

- **Quel gouvernement prendra le risque de priver des centrales de quotas CO2**, en prenant le risque de black-out ???

La mise en place de ce marché aux USA et en Chine apparaît plus qu'aléatoire... Nous gardons cependant cette hypothèse pour l'Europe.

3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

Un paysage complexe, dont les déterminants sont les suivants :

Coûts
prévus

1. Coût du capital
2. Coût des investissements
3. Coût des combustibles
4. Coût des externalités

Risques

5. Temps de retour des investissements
6. Contraintes CO2
7. **Évolution prix des fossiles**

- **Comment seront indexés les prix du gaz ?** Actuellement, l'indexation se fait sur le pétrole. Mais on ne peut exclure des contrats Take or Pay indexés sur les moyens de production électrique concurrents du gaz, charbon ou nucléaire...
- **Les prix du charbon disposent par contre d'une relative visibilité**, avec un marché pas encore trop cartellisé...
- **Les prix de l'uranium n'ont qu'une faible incidence**, mais des tensions ne peuvent être exclues en cas de redémarrage du nucléaire, qui méritent une certaine attention !

3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

Un paysage complexe, dont les déterminants sont les suivants :

Coûts
prévus

1. Coût du capital
2. Coût des investissements
3. Coût des combustibles
4. Coût des externalités

Risques

5. Temps de retour des investissements
6. Contraintes CO2
7. Évolution prix des fossiles

Les MWh ne sont pas tous égaux...

Un outil de production flexible est beaucoup plus facilement valorisable dans le marché, surtout en cas de développement volontariste d'ENR intermittentes dans le système électrique.

5000 heures flexibles (gaz) sont ainsi mieux valorisables que 5000 heures semi-flexibles (charbon), ou peu flexibles (nucléaire).

Valorisation 8. Flexibilité de l'outil de production

3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

Un paysage complexe, dont les déterminants sont les suivants :

Coûts
prévus

1. Coût du capital
2. Coût des investissements
3. Coût des combustibles
4. Coût des externalités

Risques

5. Temps de retour des investissements
6. Contraintes CO2
7. Évolution prix des fossiles

Valorisation

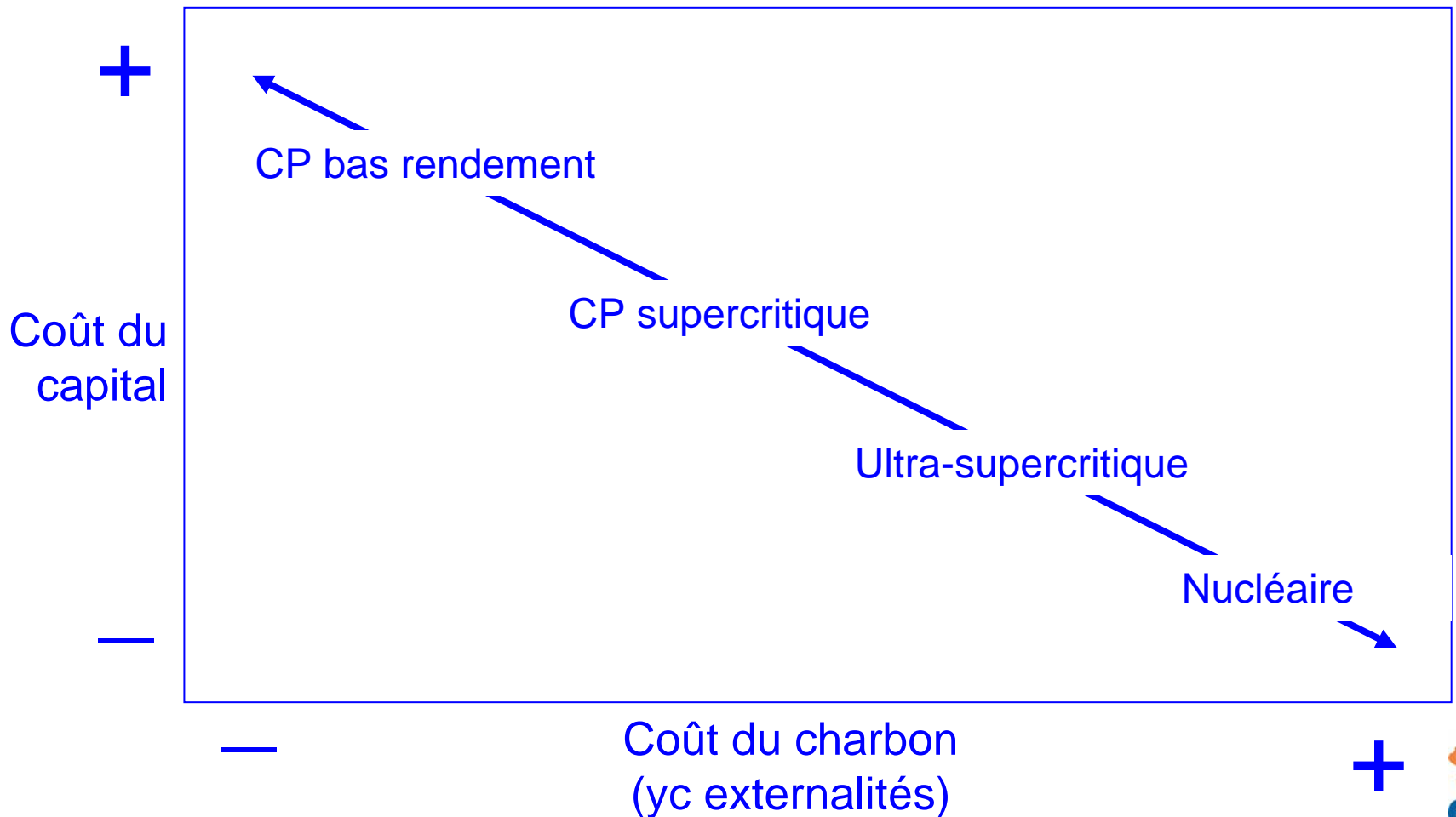
8. Flexibilité de l'outil de production

Au final...

- Une **incertitude majeure** sur la manière dont seront indexés les futurs contrats gaz...
- Une incertitude mineure sur la **contrainte CO2** : un marché du CO2 est aujourd'hui peu probable en Asie et USA... et donc peu durable en Europe ?
- Il convient –à coûts prévus identiques- d'accorder une **prime aux moyens à gaz**, plus vite rentabilisés que le charbon et le nucléaire, et aussi plus flexibles, donc mieux valorisables dans le marché.

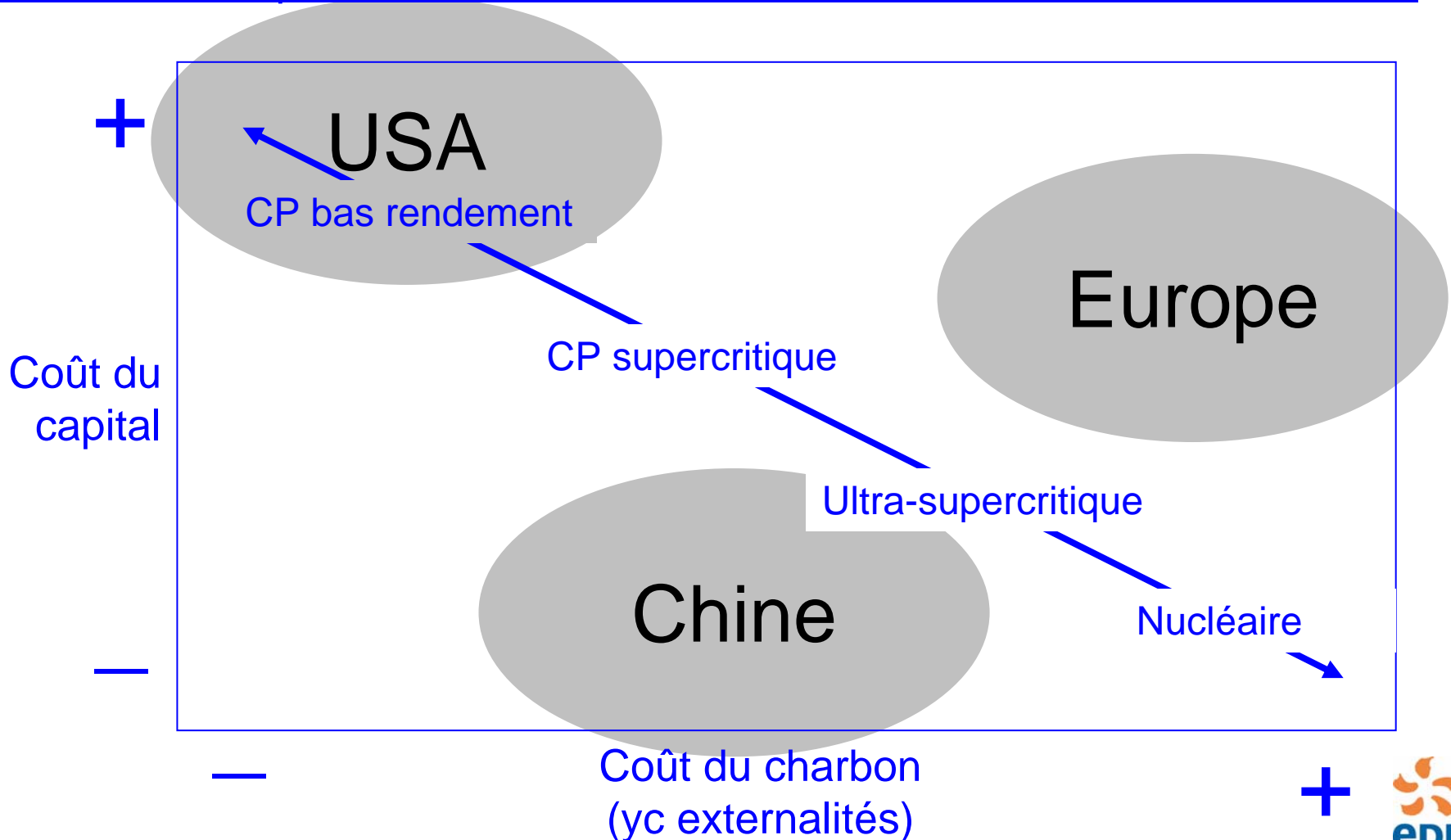
3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

Les coûts du capital et du charbon orientent vers des solutions différentes :



3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

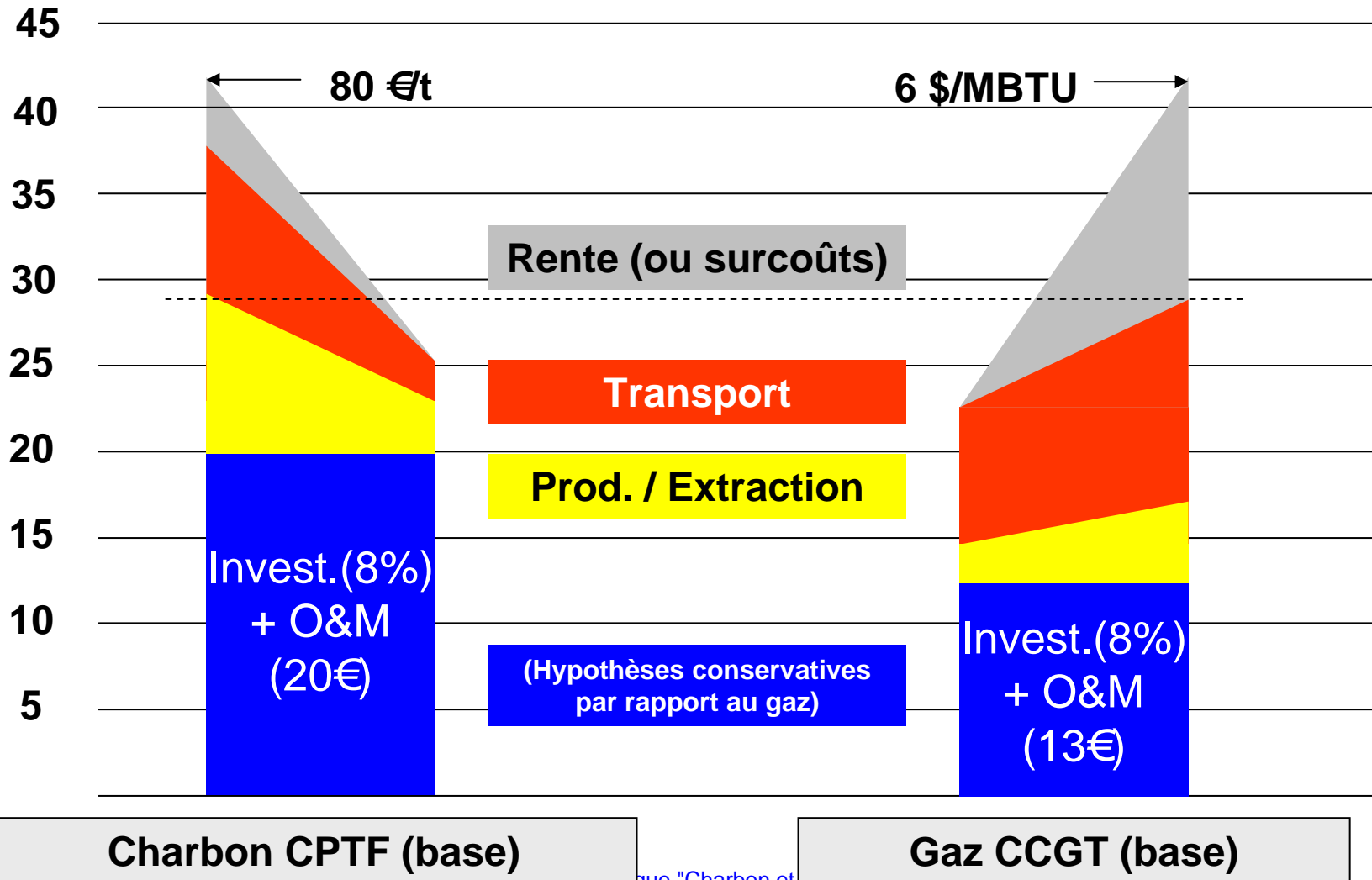
Les coûts du capital et du charbon orientent vers des solutions différentes :



3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

€/ MWh élec

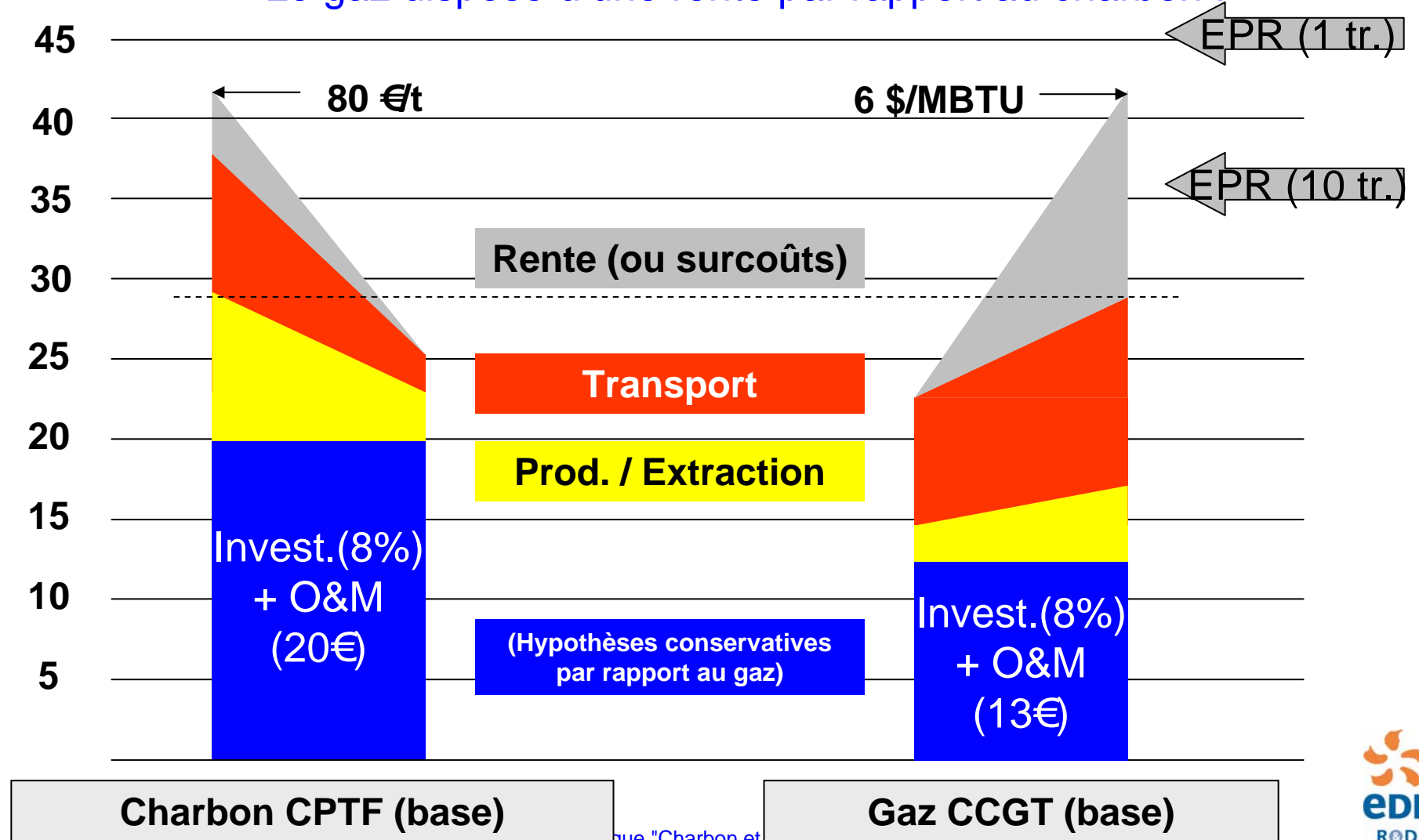
Le gaz dispose en général d'une rente par rapport au charbon :



3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

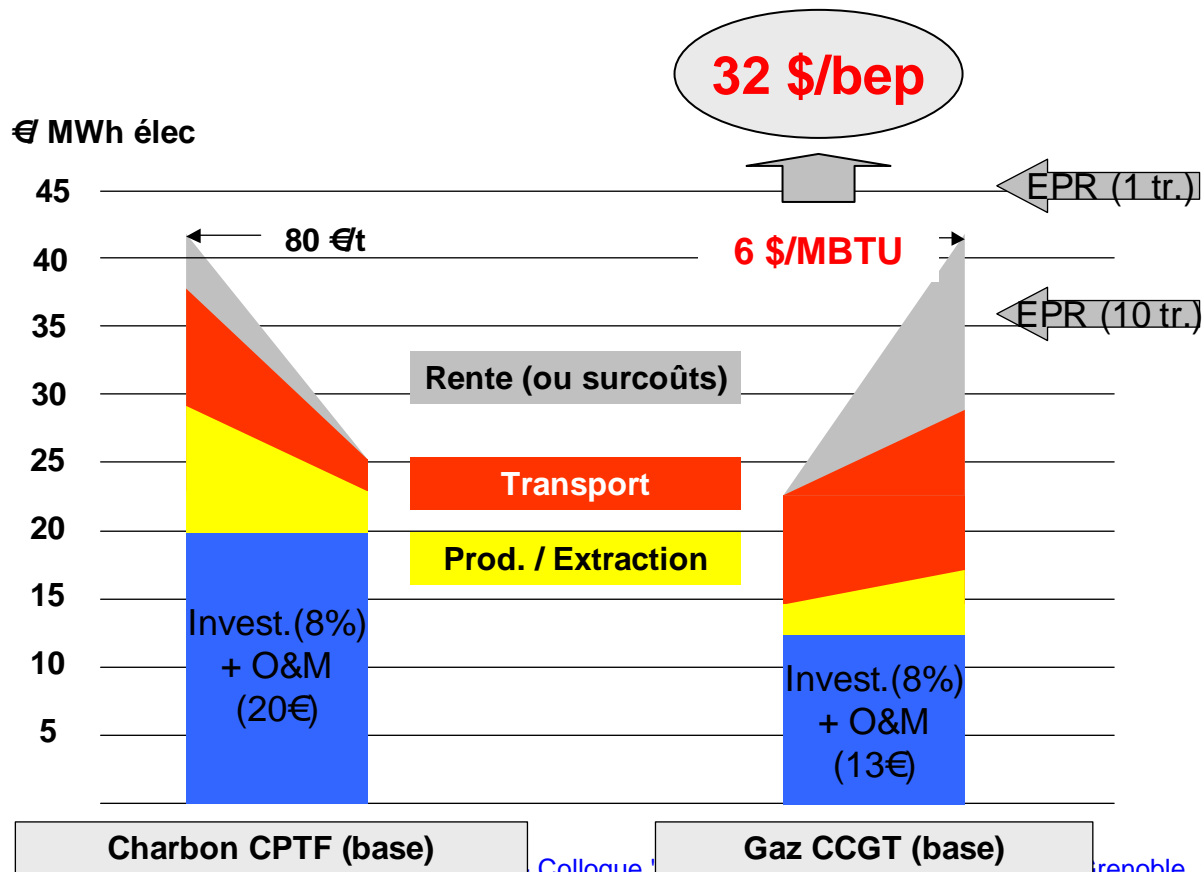
€ MWh élec

Le gaz dispose d'une rente par rapport au charbon :



3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

Toute la question est de savoir comment les producteurs de gaz vont optimiser leur rente : comment sera indexé le prix du gaz en 2020-2030 ?



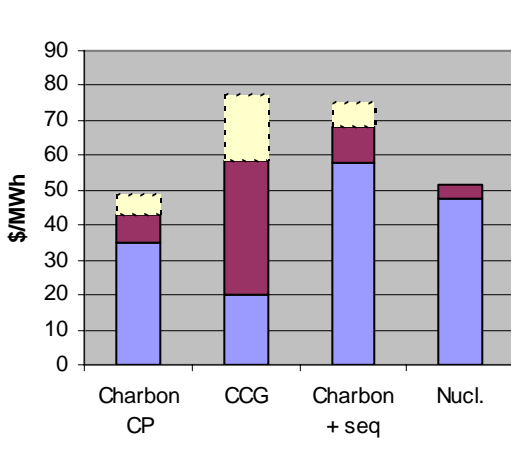
4

La compétitivité du Charbon pour la production d'électricité : quelques résultats

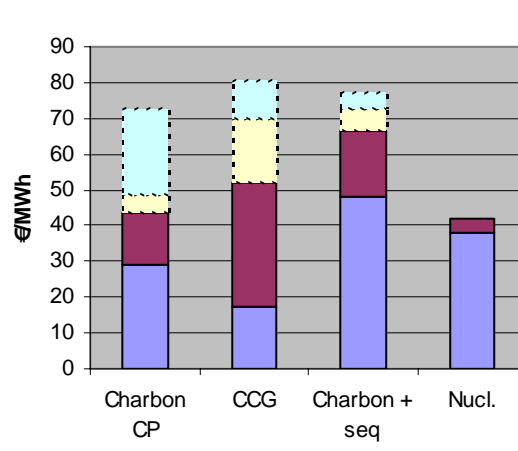
3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

Coût du MWh, durée d'appel 7000 h

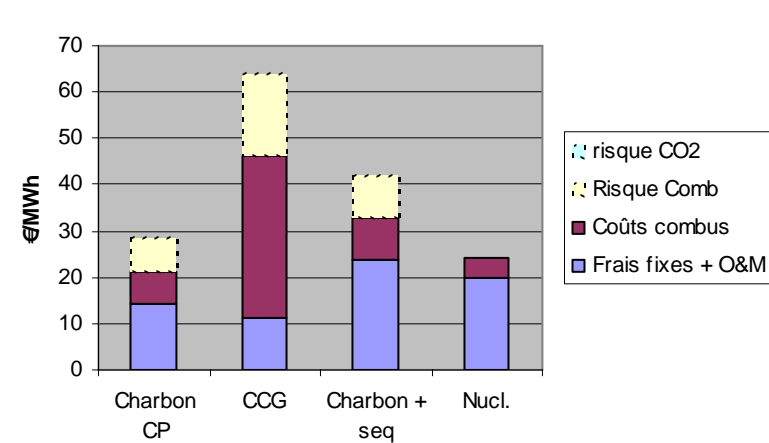
USA



Europe



Chine



Sources : Coûts de références Dideme, estimations EDF

Principales Hypothèses :

Coût du capital : 13%
 Coût du charbon : 30 à 50 \$ / t
 Coût du gaz : 8 à 12 \$ / Mbtu

Principales Hypothèses :

Coût du capital : 11%
 Coût du charbon : 60 à 80 \$ / t
 Coût du gaz : 8 à 12 \$ / Mbtu

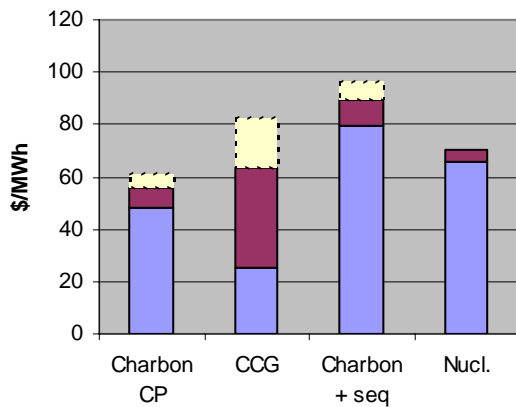
Principales Hypothèses :

Coût du capital : 6%
 Coût du charbon : 30 à 60 \$ / t
 Coût du gaz : 8 à 12 \$ / Mbtu

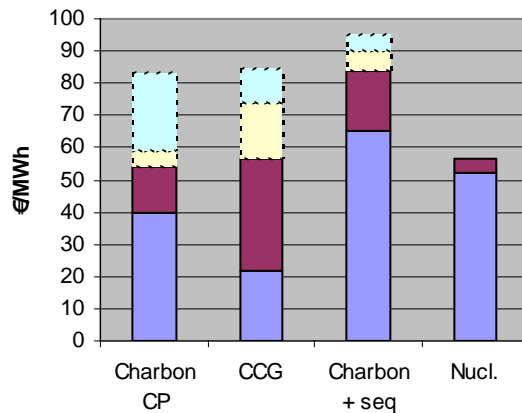
3. Compétitivité du charbon pour la production électrique

Coût du MWh, durée d'appel 5000 h

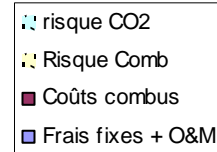
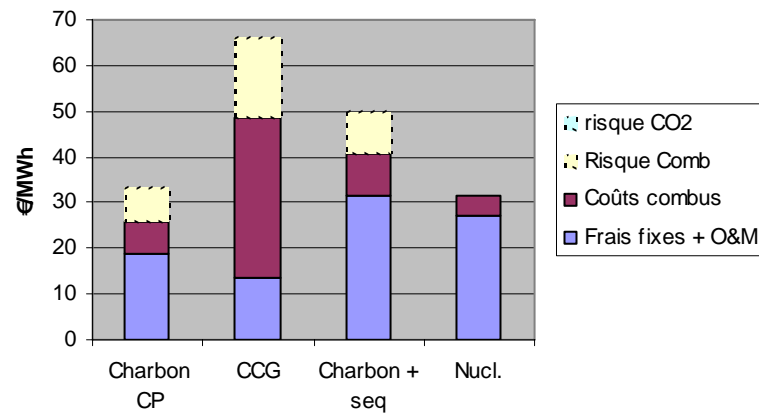
USA



Europe



Chine



Sources : Coûts de références Dideme, estimations EDF

Principales Hypothèses :

Coût du capital : 13%
 Coût du charbon : 30 à 50 \$ / t
 Coût du gaz : 8 à 12 \$ / Mbtu

Principales Hypothèses :

Coût du capital : 11%
 Coût du charbon : 60 à 80 \$ / t
 Coût du gaz : 8 à 12 \$ / Mbtu

Principales Hypothèses :

Coût du capital : 6%
 Coût du charbon : 30 à 60 \$ / t
 Coût du gaz : 8 à 12 \$ / Mbtu

5

Conclusions

Éléments de conclusions

- ❑ Le charbon sera prochainement compétitif pour la fabrication de **carburants liquides**. Tensions possibles sur le marché du charbon si développement rapide du CTL
- ❑ Pour l'**électricité**, il n'existe pas encore de market design crédible incluant le risque CO2 : le marché des permis CO2 n'est pas forcément pérenne, même en Europe... ce qui favoriserait la compétitivité du charbon en éliminant un risque majeur.
- ❑ Une incertitude majeure concerne la manière dont sera valorisée la **rente gazière** (indexée actuellement sur le pétrole, mais demain en partie sur le charbon ou le nucléaire ?). Si le pétrole devait continuer à orienter les prix du gaz, des prix de 8 à 12 \$/Mbtu sont probables (soit 43 à 64 \$/bep), ce qui écarterait pratiquement le gaz de la production électrique même pour la demi-base.
- ❑ Est-ce le marché qui déterminera le mix énergétique, ou le mix énergétique qui orientera le marché ?
- ❑ **Aux USA** : le charbon est légèrement plus compétitif que le nucléaire en base, et plus encore en demi-base (charbon peu coûteux, coût du capital élevé, CO2 non valorisé)
- ❑ **En Chine** : charbon et nucléaire très proches, avec nos hypothèses de coûts
- ❑ **En Europe** : le nucléaire garde un avantage pour la base, même avec un coût du capital à 11%. En demi-base, charbon et nucléaire très proches hors CO2 ; avec CO2, le gaz retrouve en Europe une marge de compétitivité possible par rapport au charbon en demi-base, même à 12 \$/MBTU.

Merci de votre attention

Les propos exposés ici n'engagent que leur auteur...

bernard.rogeaux@edf.fr