

The image is a composite. The left half shows a photograph of several white wind turbines in a green field under a blue sky with scattered white clouds. The right half is a solid blue rectangle containing white text. The text is in French and reads 'Eléments économiques du monde de l'énergie'.

Eléments économiques du monde de l'énergie

1. Introduction

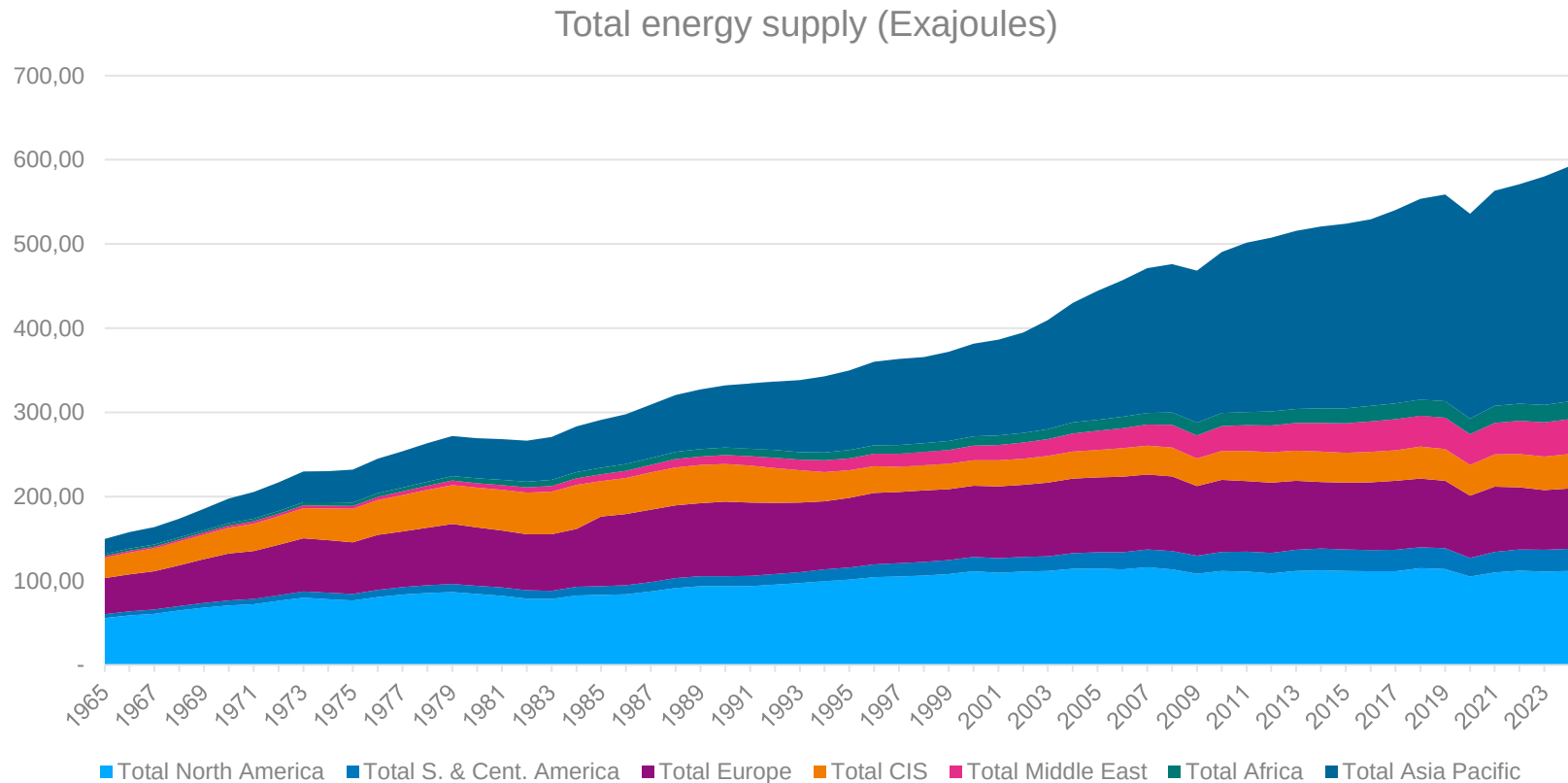
Que s'est-il passé en 2024 ?

- Les émissions de CO2 ont encore augmenté de 1%
- Et la demande mondiale en énergie de 2%, atteignant ainsi un nouveau record historique
- La production solaire et éolienne a augmenté neuf fois plus vite que la demande globale
- Mais la consommation des énergies fossiles également, de 1%

Source : *Energy Institute*

1. Introduction

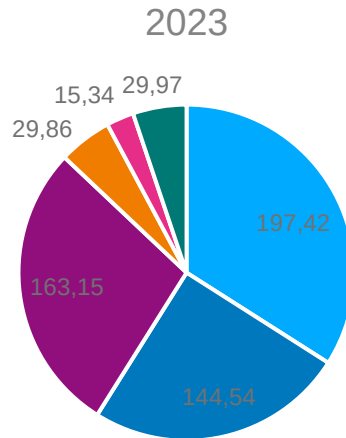
La croissance mondiale demande toujours plus d'énergie



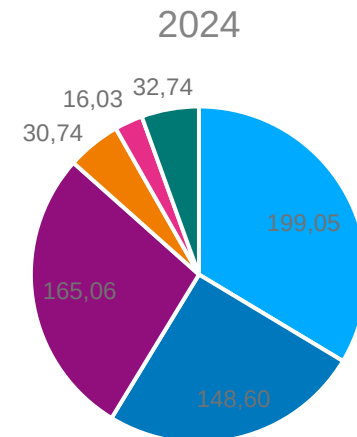
Source : Energy Institute

1. Introduction

Et reste très dépendante des énergies fossiles



■ Oil ■ Natural Gas ■ Coal ■ Nuclear energy ■ Hydro electric ■ Renew-ables

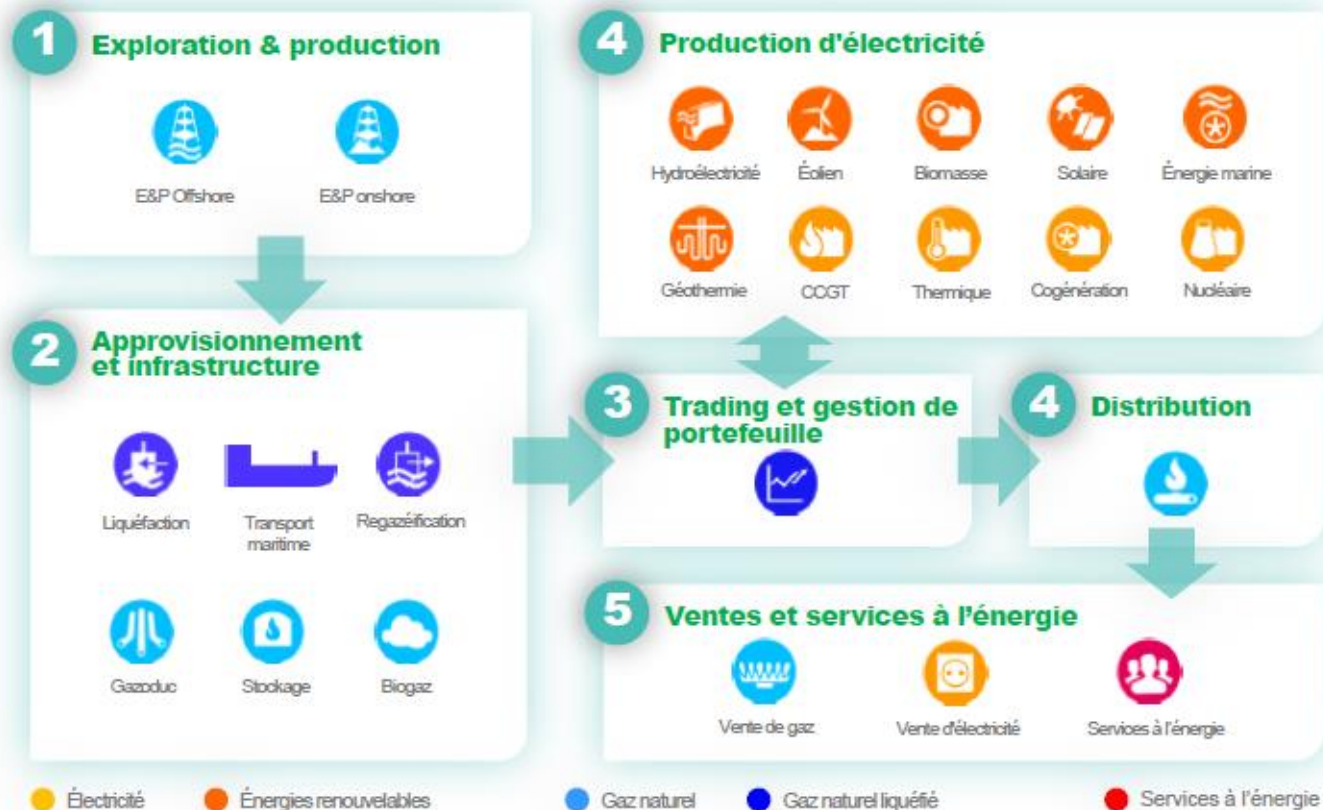


■ Oil ■ Natural Gas ■ Coal ■ Nuclear energy ■ Hydro electric ■ Renew-ables

Source : Energy Institute

1. Introduction

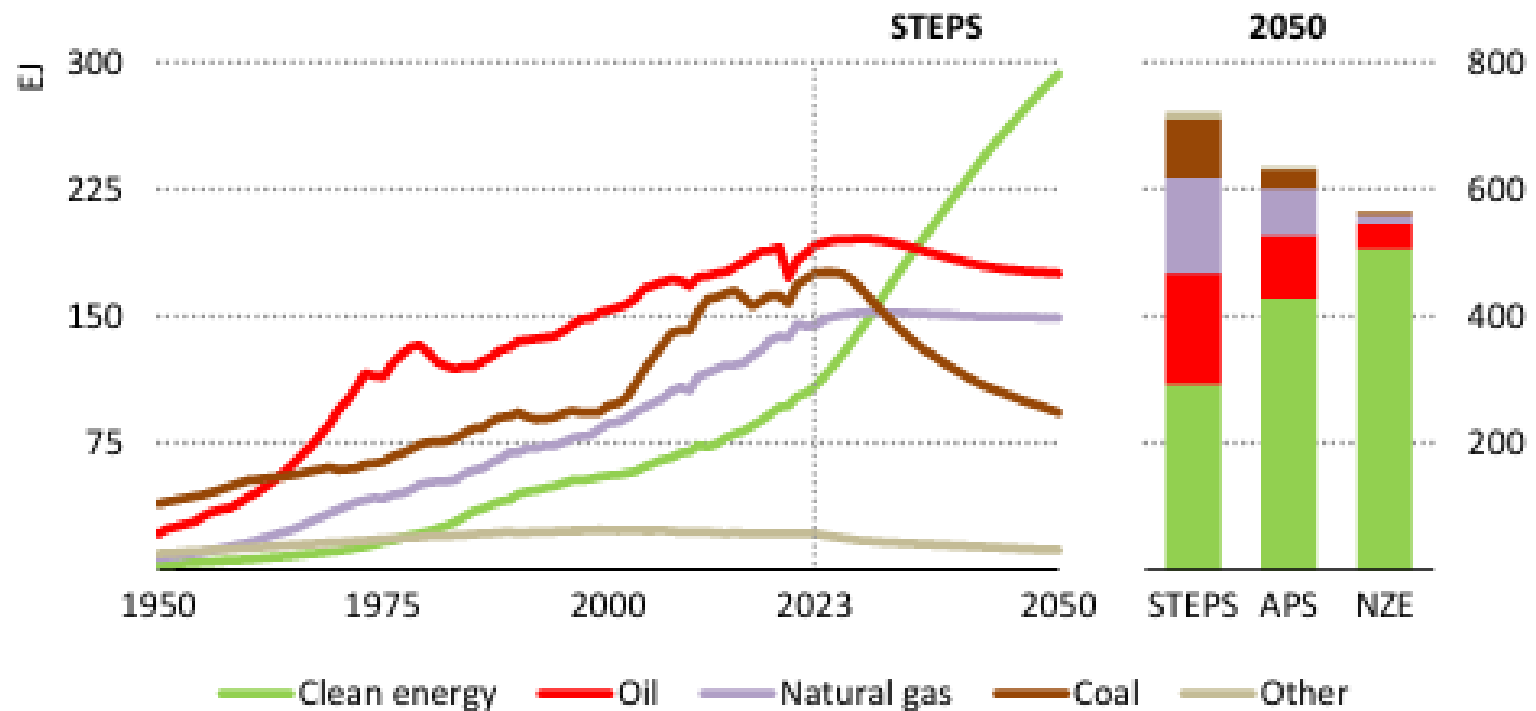
Un mix énergétique complexe...



Source : ENGIE

1. Introduction ...et à redéfinir

Figure 1.1 ➤ Global energy mix by scenario to 2050



IEA. CC BY 4.0.

1. Introduction

L'Europe de l'énergie

En Europe, la libre circulation des énergies est instituée de longue date (Traité de Rome, 1957). Le paysage européen de l'énergie s'est aujourd'hui remodelé suite à une re-réglementation dont les principaux éléments sont :

- la séparation juridique et comptable des activités d'infrastructures et de négoce,
- la fin du principe de spécialisation,
- de nouvelles réglementations environnementales.

Source : CRE

1. Introduction

Le nouveau cadre européen

D'un côté :

- une ouverture à la concurrence irréversible
- un rôle croissant des mécanismes de marché
- un repositionnement des acteurs (fusions acquisitions)

De l'autre, la nécessité d'une vigilance accrue du régulateur au niveau :

- du potentiel "pouvoir de marché" des acteurs (parts de marché maximales, séparation juridique des activités)
- de la tarification régulée pratiquée sur le réseau (ATR)
- de la programmation des investissements nécessaires à la sécurité d'approvisionnement

Source : CRE

1. Introduction

L'exemple de la chaîne gazière

- Exploration/Production

- Le gaz naturel provient de gisements terrestres ou marins.

- Transport

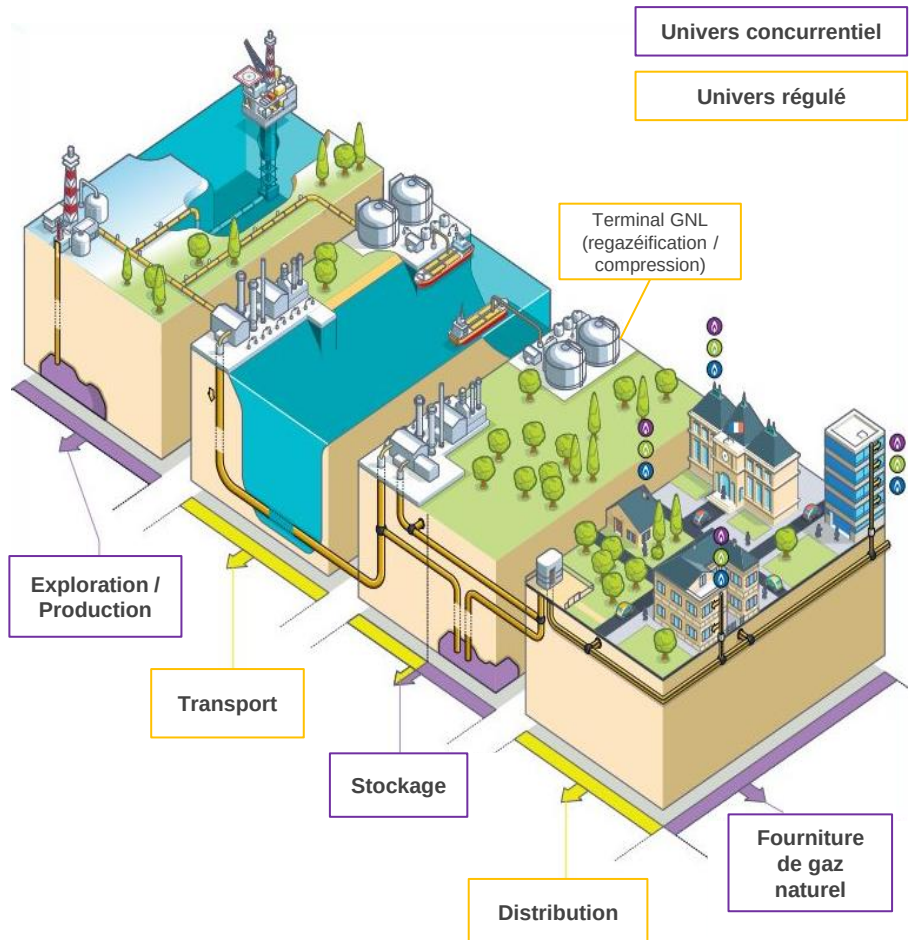
- Le gaz naturel est transporté par voie terrestre via un réseau de gazoducs, ou par voie maritime sous forme liquéfiée (GNL) par méthaniers.

- Stockage

- Le gaz naturel est stocké dans des réservoirs souterrains. Le stockage permet d'ajuster la distribution de gaz naturel à la demande client.

- Distribution

- Le gaz naturel est acheminé des points de stockage aux clients via un réseau de base et moyenne pression.



1. Introduction

Quelques spécificités des matières premières

- Différents types d'énergie :
 - énergie primaire ou brute, non transformée après extraction : pétrole brut, gaz naturel...
 - énergie secondaire ou dérivée obtenue après transformation d'une énergie primaire : électricité d'origine thermique, produits pétroliers...
 - énergie finale ou disponible livrée au consommateur pour sa consommation finale (essence à la pompe, électricité au foyer...)
- Les matières premières se transforment, se renouvellent éventuellement.
- Elles dépendent fortement les unes des autres.
- Les infrastructures de production, de transport et de stockage ont un impact sur la liquidité des marchés.

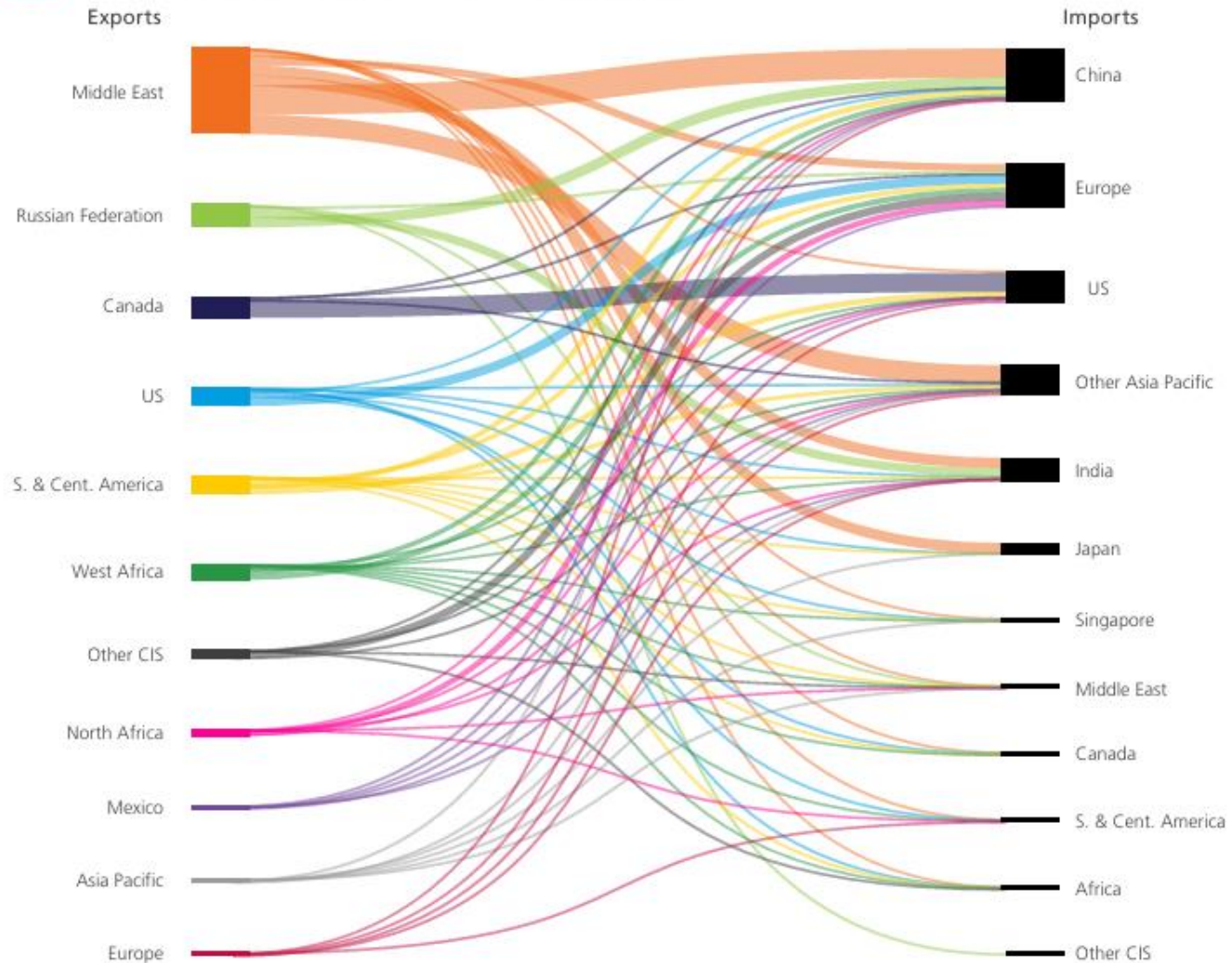
2. Le pétrole et les produits pétroliers

Un marché mondial



Oil

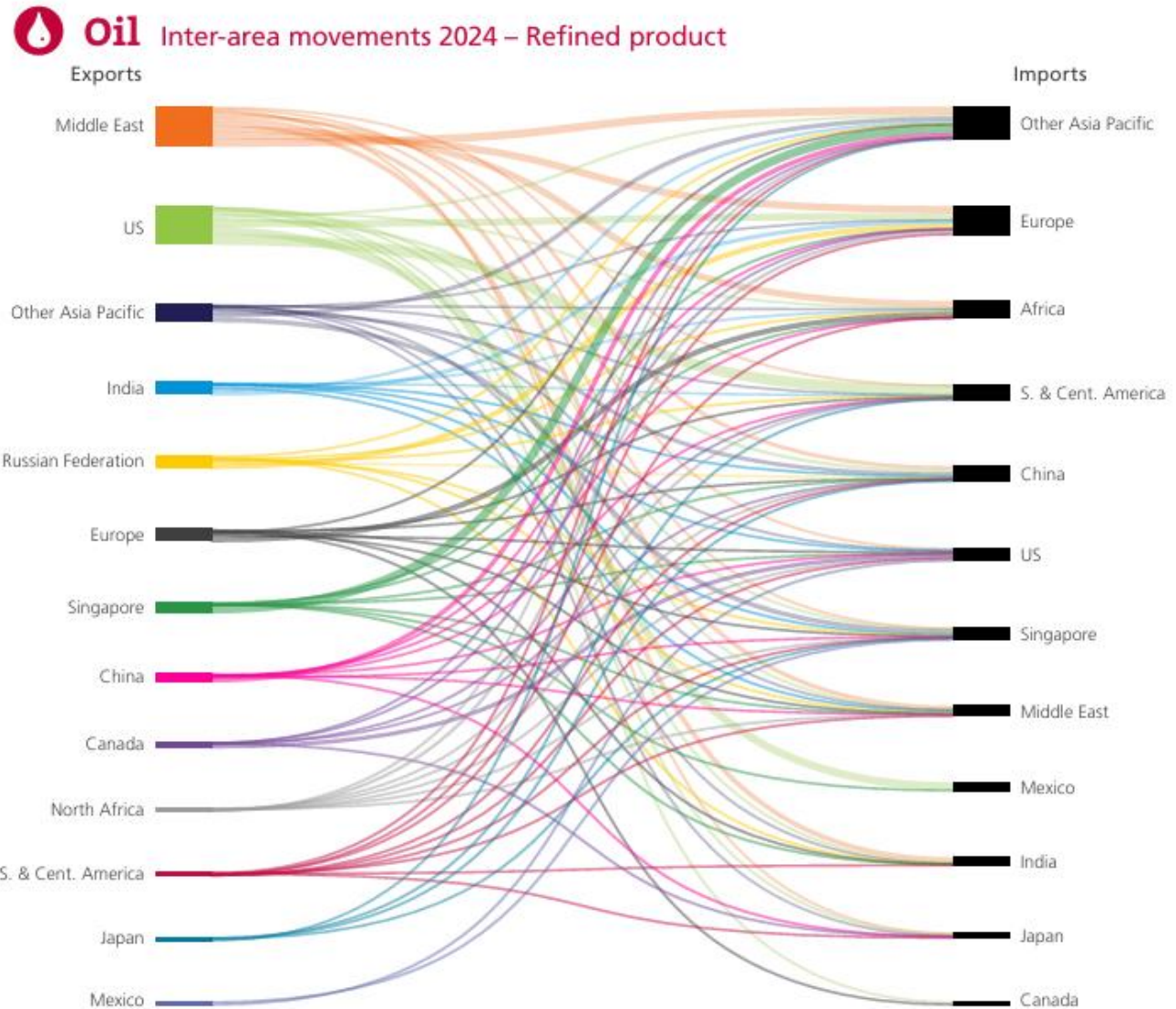
Inter-area movements 2024 – Crude trade



Source : Energy Institute

2. Le pétrole et les produits pétroliers

Un marché mondial



Source : Energy Institute

2. Le pétrole et les produits pétroliers

Les références de pétrole brut

Les bruts de référence sont choisis en fonction :

- de leur densité (impact sur la proportion des produits obtenus après raffinage)
- de leur teneur en soufre (impact sur les coûts de raffinage)

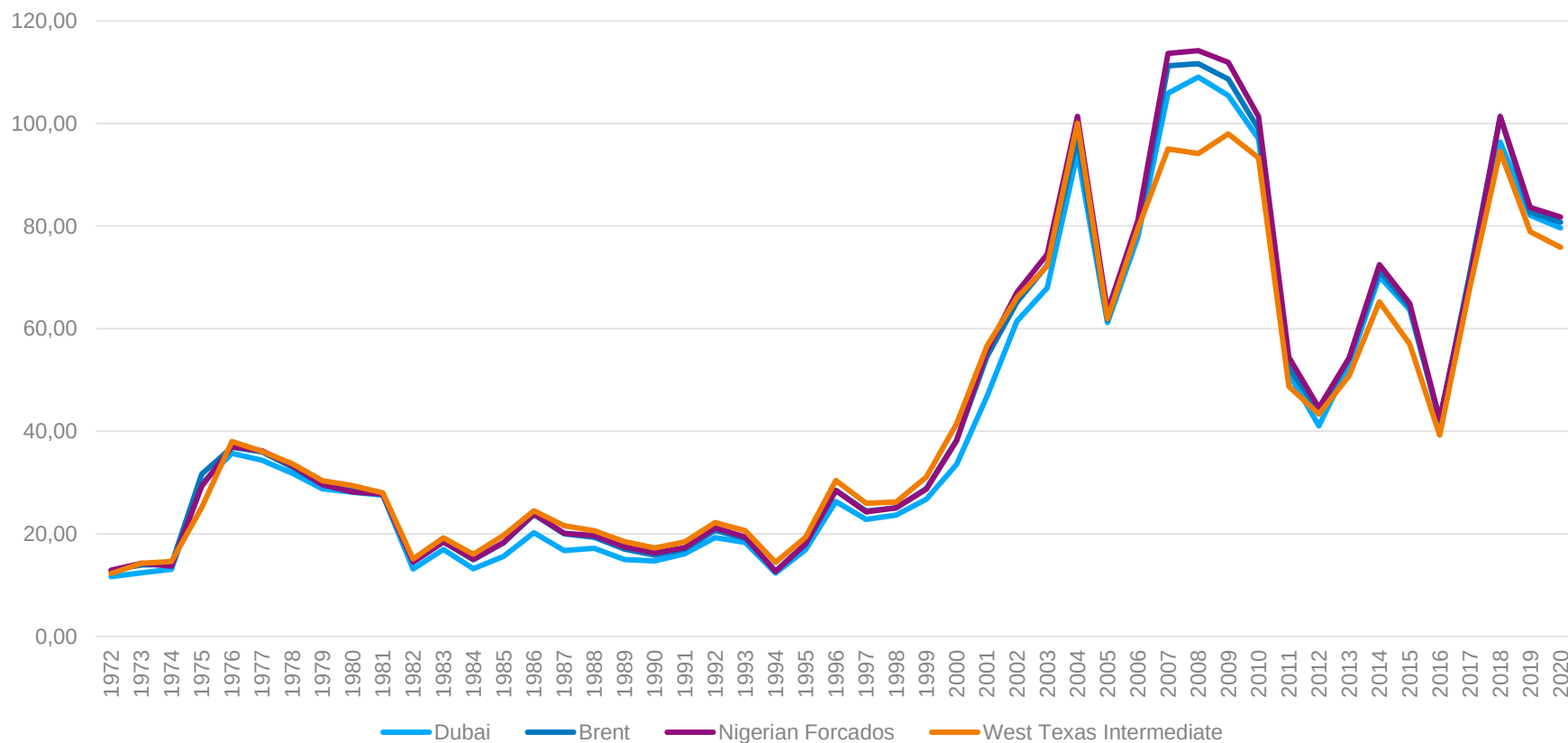
3 familles de brut, correspondant à 3 zones géographiques :

- le Brent (Europe et Mer du Nord, 60% des prix indexés) : Londres (ICE),
- le WTI (West Texas Intermediate, Golfe du Mexique) : New York (NYMEX),
- le Dubaï Crude (Moyen-Orient et Asie) : Singapour.

2. Le pétrole et les produits pétroliers

Evolution des prix du brut

Oil: Spot crude prices (\$/bbl)

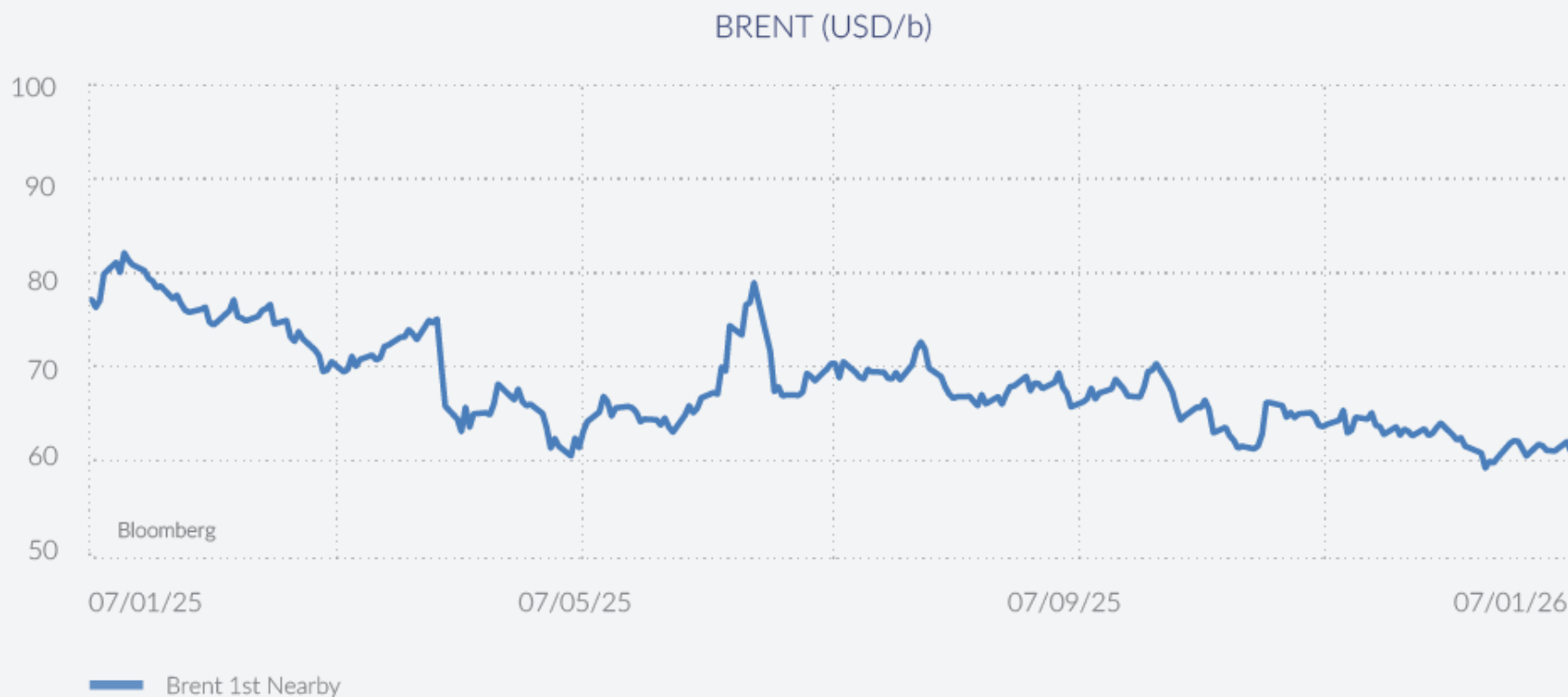


Source : Energy Institute

2. Le pétrole et les produits pétroliers

Evolution des prix du brut

OIL

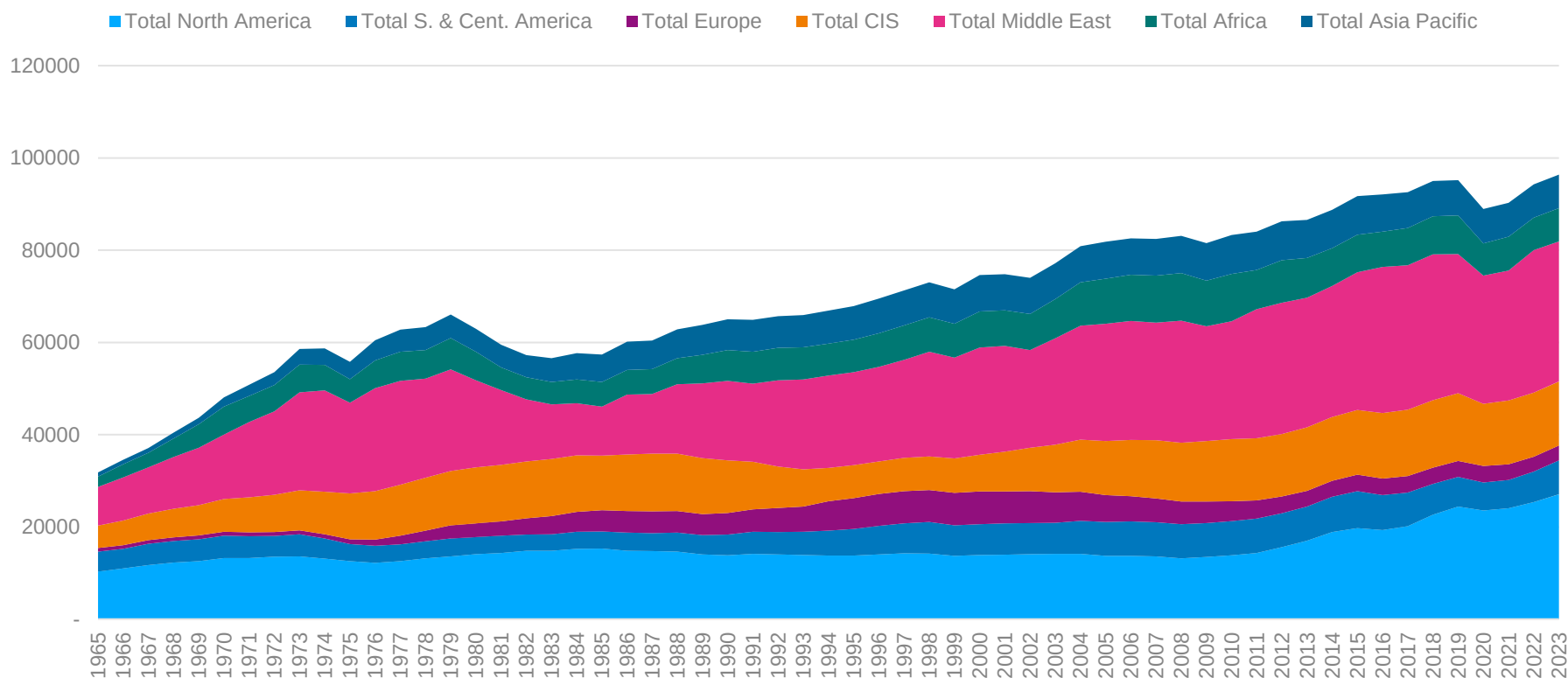


Source : ENGIE

2. Le pétrole et les produits pétroliers

Une production toujours en croissance

Oil: Production (Thousand barrels daily)



Source : Energy Institute

2. Le pétrole et les produits pétroliers

Les acteurs du marché du pétrole

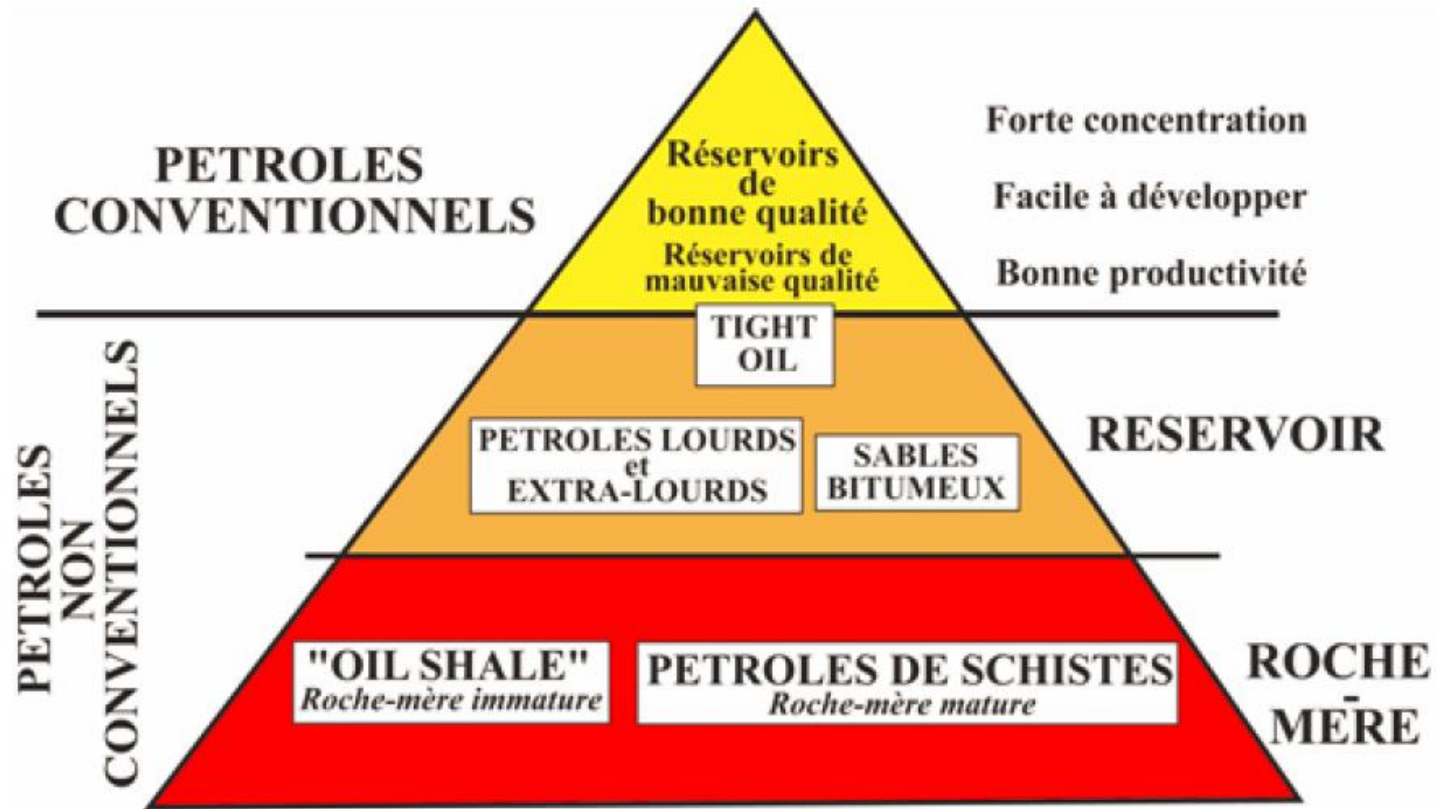
Oil: Production*				
Thousand barrels daily	2024	2024	2014-24	2024
US	20135	3,610%	5,5%	20,8%
Saudi Arabia	10856	-3,596%	-0,6%	11,2%
Russian Federation	10752	-2,914%	-0,2%	11,1%
Canada	5888	4,256%	3,3%	6,1%
Iran	5062	10,693%	3,1%	5,2%
Iraq	4398	0,982%	3,1%	4,5%
China	4264	1,571%	♦	4,4%
United Arab Emirates	4006	-0,277%	1,1%	4,1%
Brazil	3466	-0,959%	4,0%	3,6%
Kuwait	2719	-6,329%	-1,3%	2,8%
Mexico	1911	-6,318%	-3,7%	2,0%
Kazakhstan	1836	-2,929%	0,8%	1,9%
Norway	1833	-9,445%	-0,3%	1,9%
Qatar	1806	1,247%	-0,5%	1,9%
Nigeria	1641	6,553%	-3,2%	1,7%
Algeria	1380	-5,815%	-1,4%	1,4%
Argentina	1214	13,288%	6,7%	1,3%
Libya	1188	-3,930%	9,1%	1,2%
Angola	1181	2,651%	-3,6%	1,2%
Oman	993	-5,349%	0,5%	1,0%
Venezuela	960	13,931%	-9,8%	1,0%

Oil: Consumption*				
Thousand barrels daily	2024	Growth rate per annum		Share
	2024	2024	2014-24	2024
US	18995,0	-0,1%	0,5%	18,7%
China	16373,5	-1,2%	4,0%	16,1%
India	5620,5	3,1%	3,8%	5,5%
Saudi Arabia	3958,6	1,5%	0,4%	3,9%
Russian Federation	3846,3	2,2%	1,3%	3,8%
Japan	3237,9	-5,4%	-3,0%	3,2%
South Korea	2891,5	3,4%	1,6%	2,9%
Brazil	2575,2	-0,1%	-0,7%	2,5%
Canada	2333,2	0,9%	-0,3%	2,3%
Germany	2051,5	0,9%	-1,0%	2,0%
Iran	1953,3	1,1%	0,8%	1,9%
Mexico	1853,3	0,5%	-1,2%	1,8%
Indonesia	1633,2	2,2%	0,4%	1,6%
Singapore	1491,9	6,0%	2,0%	1,5%
France	1359,7	-0,3%	-1,3%	1,3%
United Kingdom	1325,1	0,7%	-1,2%	1,3%
Spain	1269,9	5,9%	0,9%	1,3%
Italy	1262,5	-0,4%	-0,2%	1,2%
Thailand	1252,8	2,9%	0,7%	1,2%
United Arab Emirates	1183,3	4,0%	3,0%	1,2%
Turkey	1162,5	1,7%	4,4%	1,1%
Australia	1087,0	2,8%	0,6%	1,1%
Western Africa	1017,3	3,3%	3,3%	1,0%

Source : Energy Institute

2. Le pétrole et les produits pétroliers

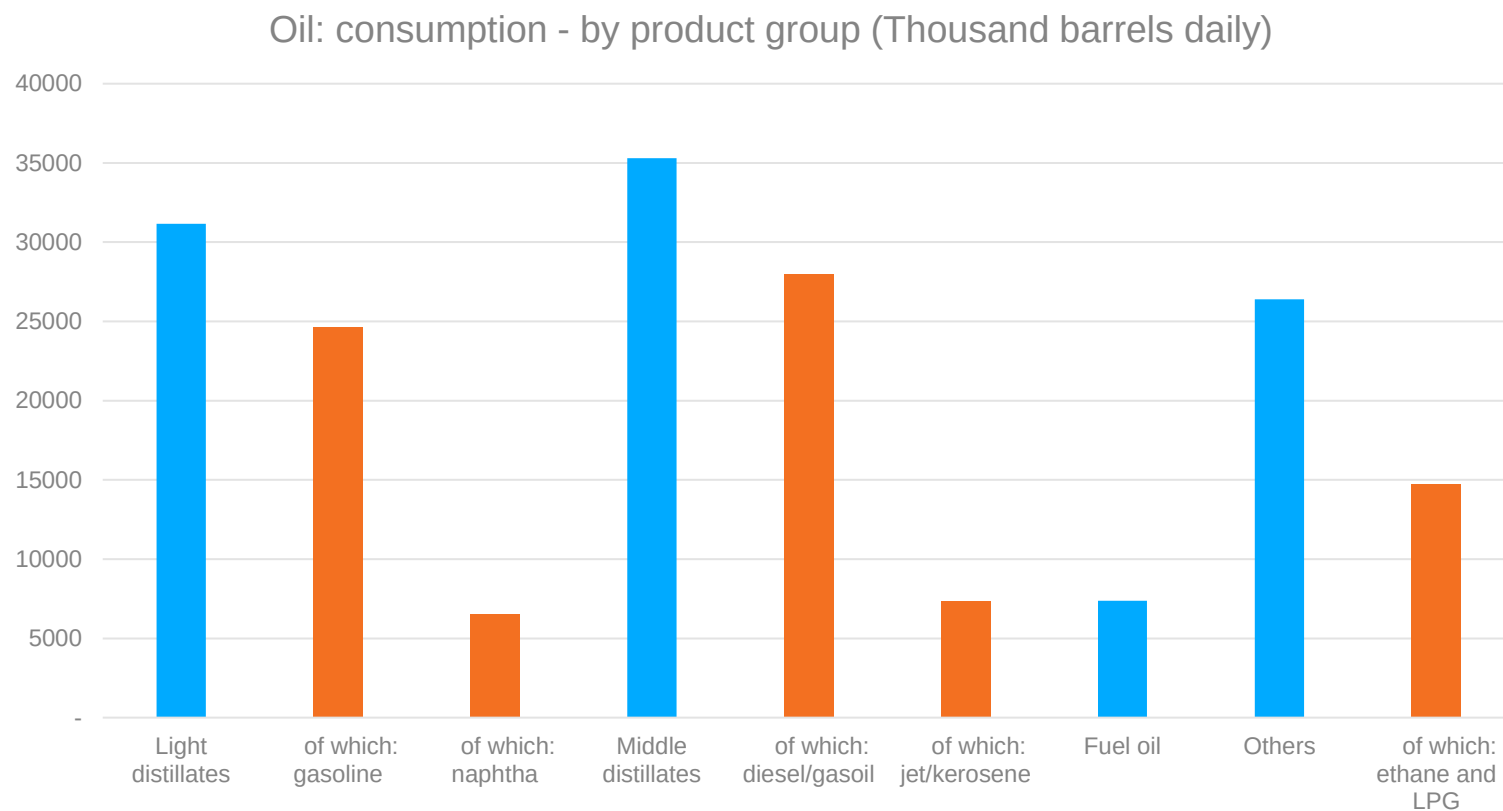
Le pétrole non conventionnel



Source : CRE

2. Le pétrole et les produits pétroliers

Les produits raffinés

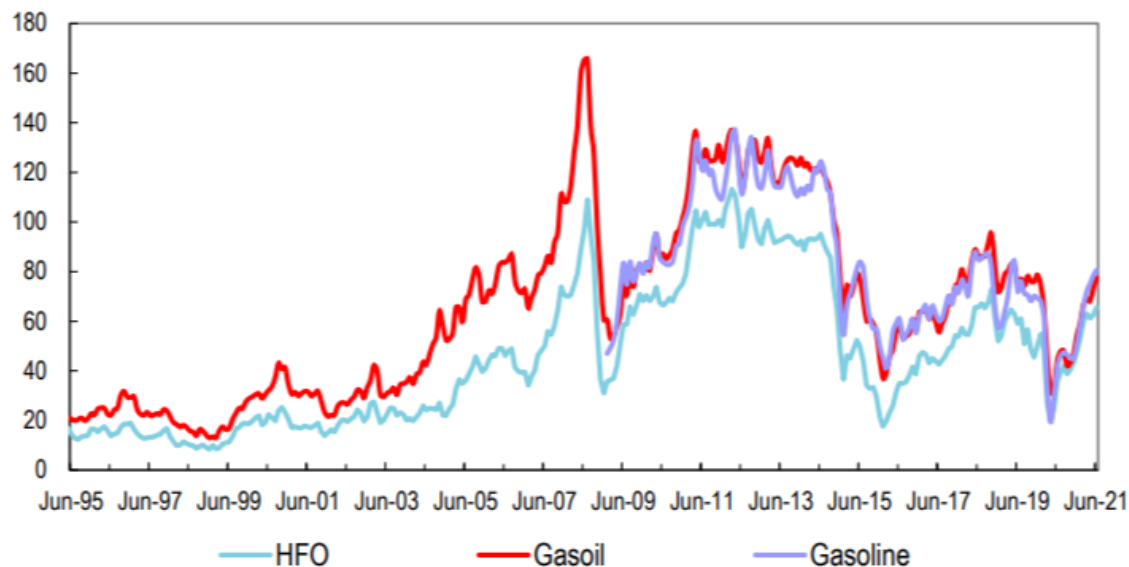


Source : Energy Institute

2. Le pétrole et les produits pétroliers

Des prix très corrélés aux bruts de référence

Average Rotterdam oil product spot prices in USD/barrel, June 1995-June 2021



Source for spot prices: Based on Argus. Copyright © 2021 Argus Media Ltd - All rights reserved.

3. Les marchés du gaz naturel

Les spécificités du gaz naturel

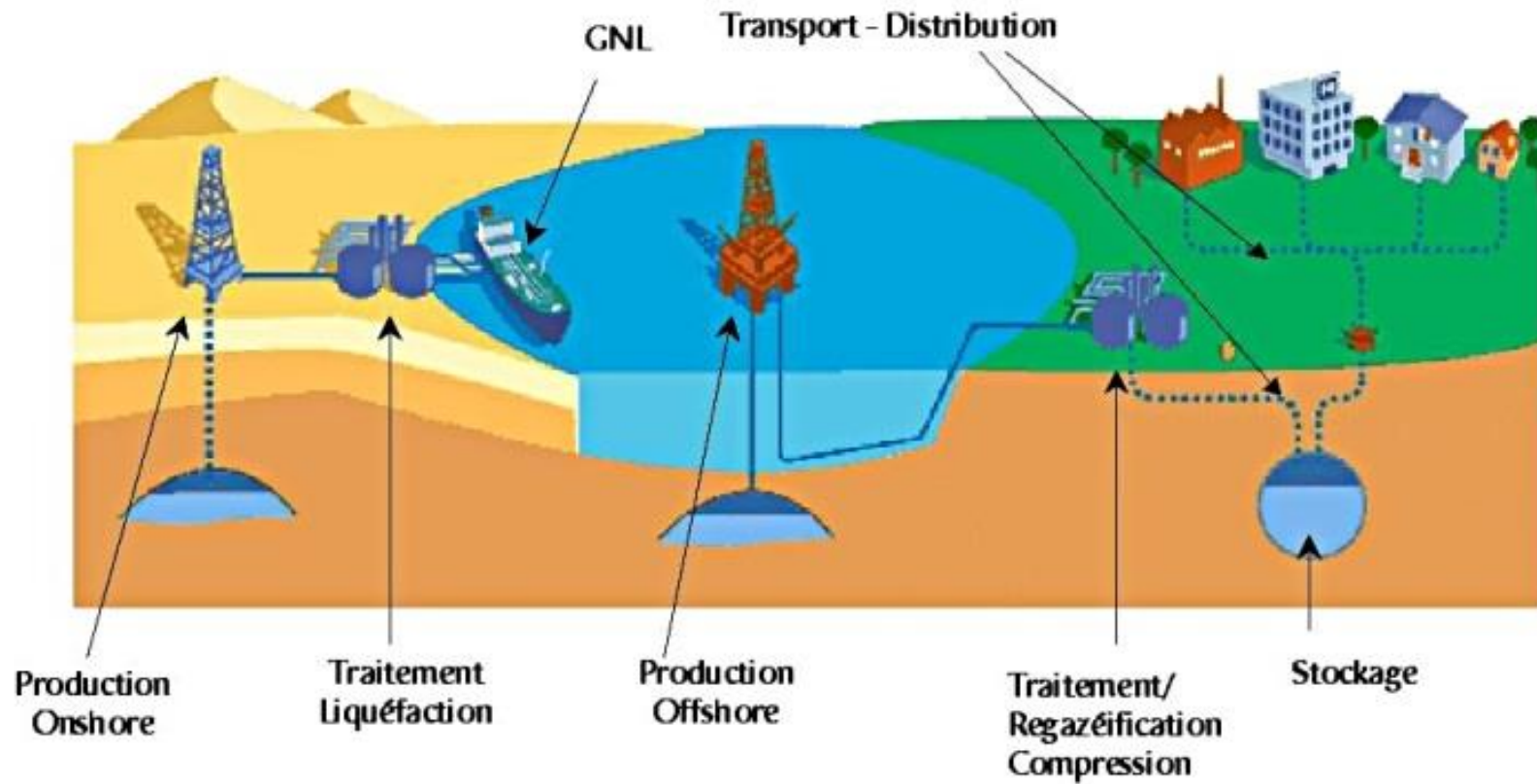
- Une énergie substituable dans tous ses usages :
 - chauffage domestique et eau chaude sanitaire,
 - industriels et génération électrique

d'où l'existence d'une borne de prix supérieure

- Un lien fort avec les prix du pétrole via :
 - l'existence de puits associés,
 - les contrats long terme
- De faibles émissions par rapport aux autres hydrocarbures
- Une saisonnalité de la demande
- Une forte intensité capitalistique

3. Les marchés du gaz naturel

La chaîne gazière



3. Les marchés du gaz naturel

Les acteurs du marché du gaz

Natural Gas: Production*				
		Growth rate per annum		Share
Billion cubic metres	2024	2024	2014-24	2024
US	1033,0	-0,3%	3,9%	25,0%
Russian Federation	629,9	7,1%	0,6%	15,3%
Iran	262,9	0,9%	4,1%	6,4%
China	248,4	5,7%	6,6%	6,0%
Canada	194,2	2,0%	2,0%	4,7%
Qatar	179,5	-1,1%	0,6%	4,4%
Australia	150,1	-0,7%	8,7%	3,6%
Saudi Arabia	121,5	3,2%	2,2%	2,9%
Norway	113,2	-2,8%	0,6%	2,7%
Algeria	94,7	-7,0%	1,7%	2,3%
Malaysia	80,4	2,7%	1,1%	1,9%
Turkmenistan	73,5	-4,0%	1,5%	1,8%
Indonesia	71,4	4,5%	-2,0%	1,7%
United Arab Emirates	61,4	10,8%	1,5%	1,5%
Egypt	47,5	-17,0%	0,1%	1,2%
Nigeria	46,8	5,3%	1,6%	1,1%
Oman	45,3	4,7%	4,4%	1,1%
Argentina	44,1	5,8%	2,5%	1,1%
Uzbekistan	42,2	-4,8%	-2,8%	1,0%

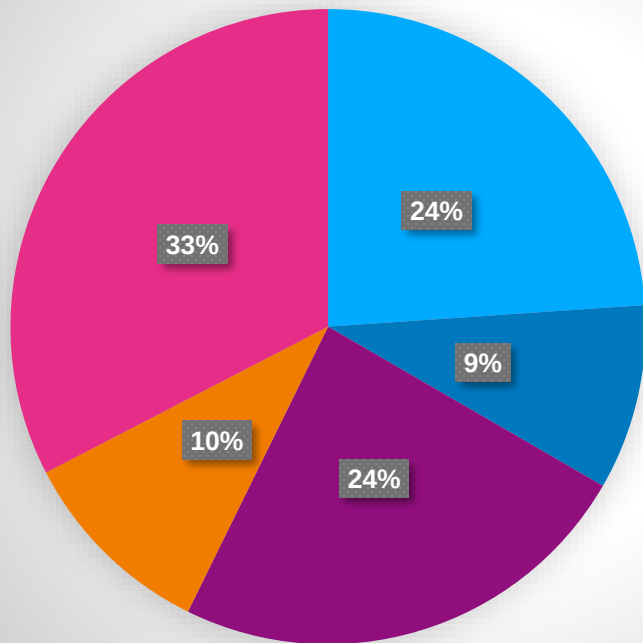
Natural Gas: Consumption*				
		Growth rate per annum		Share
Billion cubic metres	2024	2024	2014-24	2024
US	902,2	1,3%	2,2%	21,9%
Russian Federation	477,0	4,9%	1,2%	11,6%
China	434,4	7,0%	8,7%	10,5%
Iran	245,4	-0,8%	3,5%	5,9%
Canada	128,5	3,3%	1,6%	3,1%
Saudi Arabia	121,5	3,2%	2,2%	2,9%
Mexico	100,3	-0,5%	2,4%	2,4%
Japan	90,9	-1,0%	-3,1%	2,2%
Germany	78,6	7,6%	0,6%	1,9%
United Arab Emirates	71,3	6,2%	1,1%	1,7%
India	70,3	13,0%	3,8%	1,7%
South Korea	63,6	5,7%	2,4%	1,5%
United Kingdom	61,9	-3,0%	-1,2%	1,5%
Egypt	59,8	-0,7%	2,6%	1,4%
Italy	58,9	0,3%	♦	1,4%
Uzbekistan	54,6	16,0%	1,2%	1,3%
Turkey	50,9	5,6%	0,9%	1,2%
Algeria	50,5	-7,1%	3,4%	1,2%
Thailand	48,2	2,0%	-0,3%	1,2%
Indonesia	47,3	8,5%	0,7%	1,1%
Qatar	46,5	5,9%	2,0%	1,1%
Malaysia	46,2	5,0%	0,3%	1,1%
Argentina	45,6	1,2%	-0,1%	1,1%

Source : Energy Institute

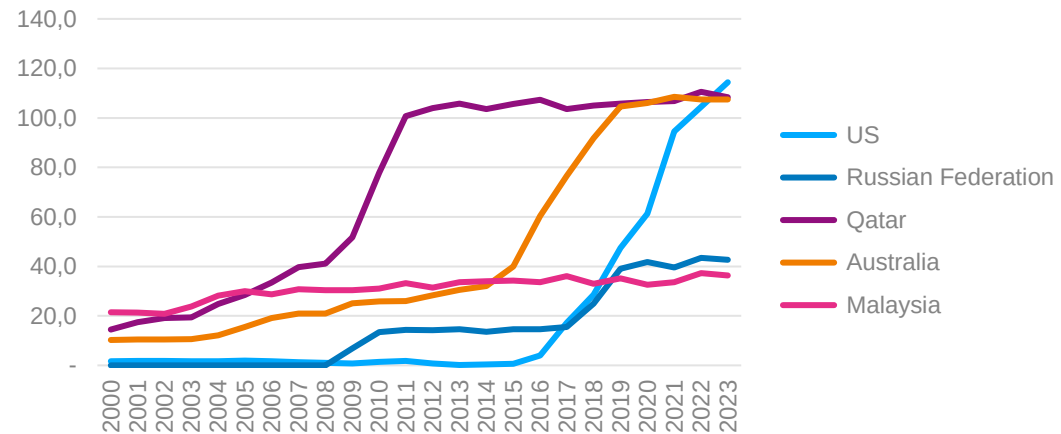
3. Les marchés du gaz naturel

Focus sur le GNL

Natural gas: LNG exports (Bcm)



Natural gas: LNG exports (Bcm)



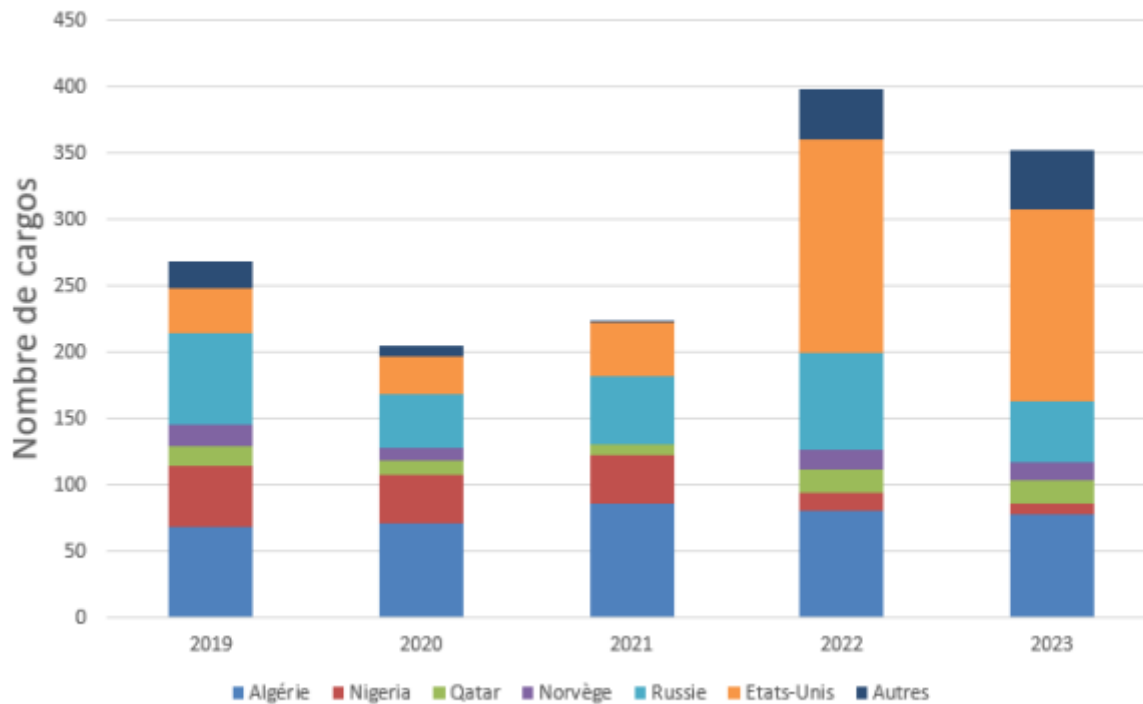
- Total Americas
- Total Europe & CIS
- Total Middle East
- Total Africa
- Total Asia Pacific

Source : Energy Institute

3. Les marchés du gaz naturel

Focus sur le GNL

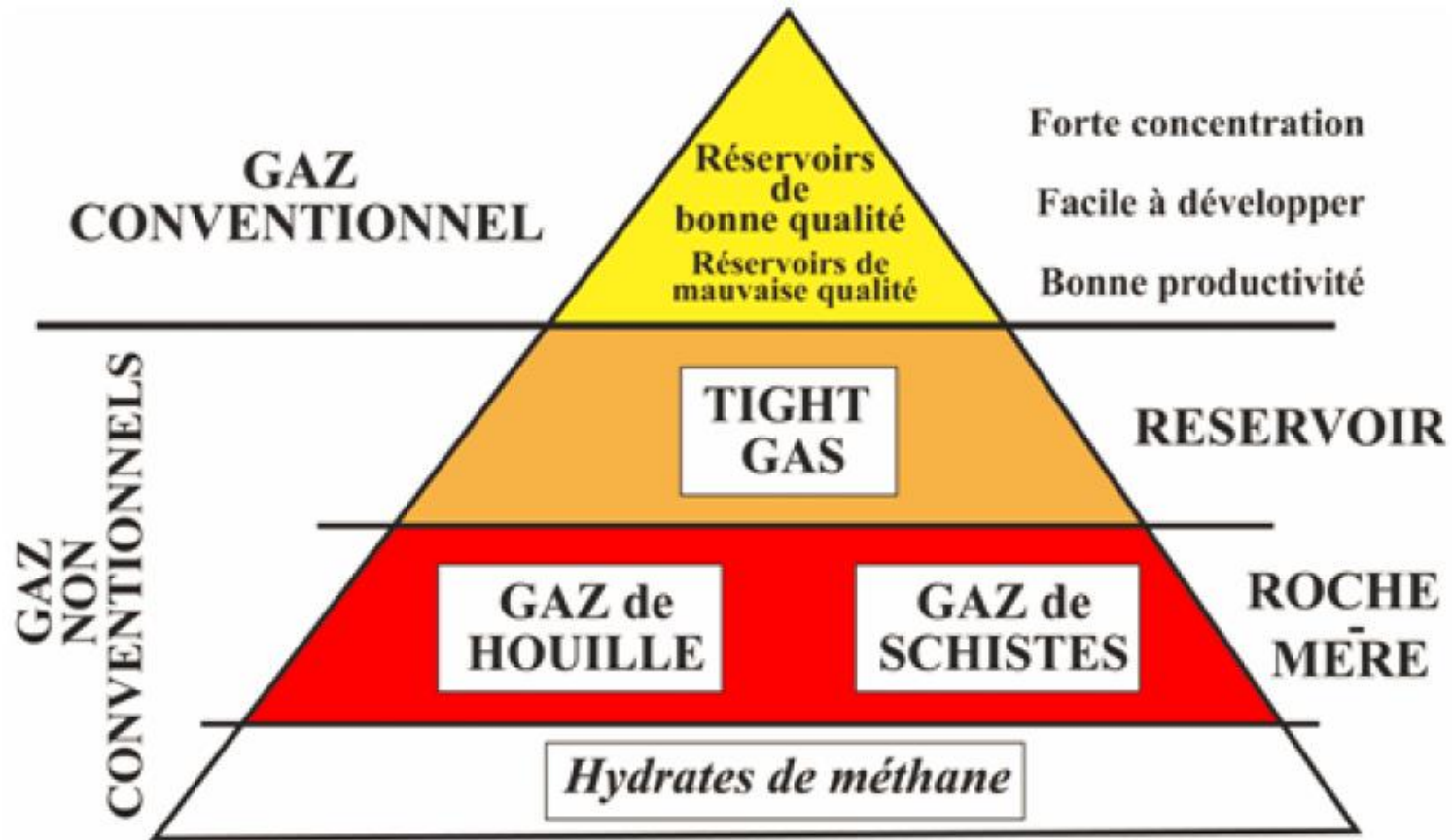
Figure 11 : Nombre de cargaisons réceptionnées en France en 2023 par pays d'origine



Source : Argus – Analyse : CRE

3. Les marchés du gaz naturel

Le gaz non conventionnel



Source : CRE

—

3. Les marchés du gaz naturel

Des marchés régionaux du gaz naturel

—

Des capacités d'arbitrages plus faibles que pour le pétrole :

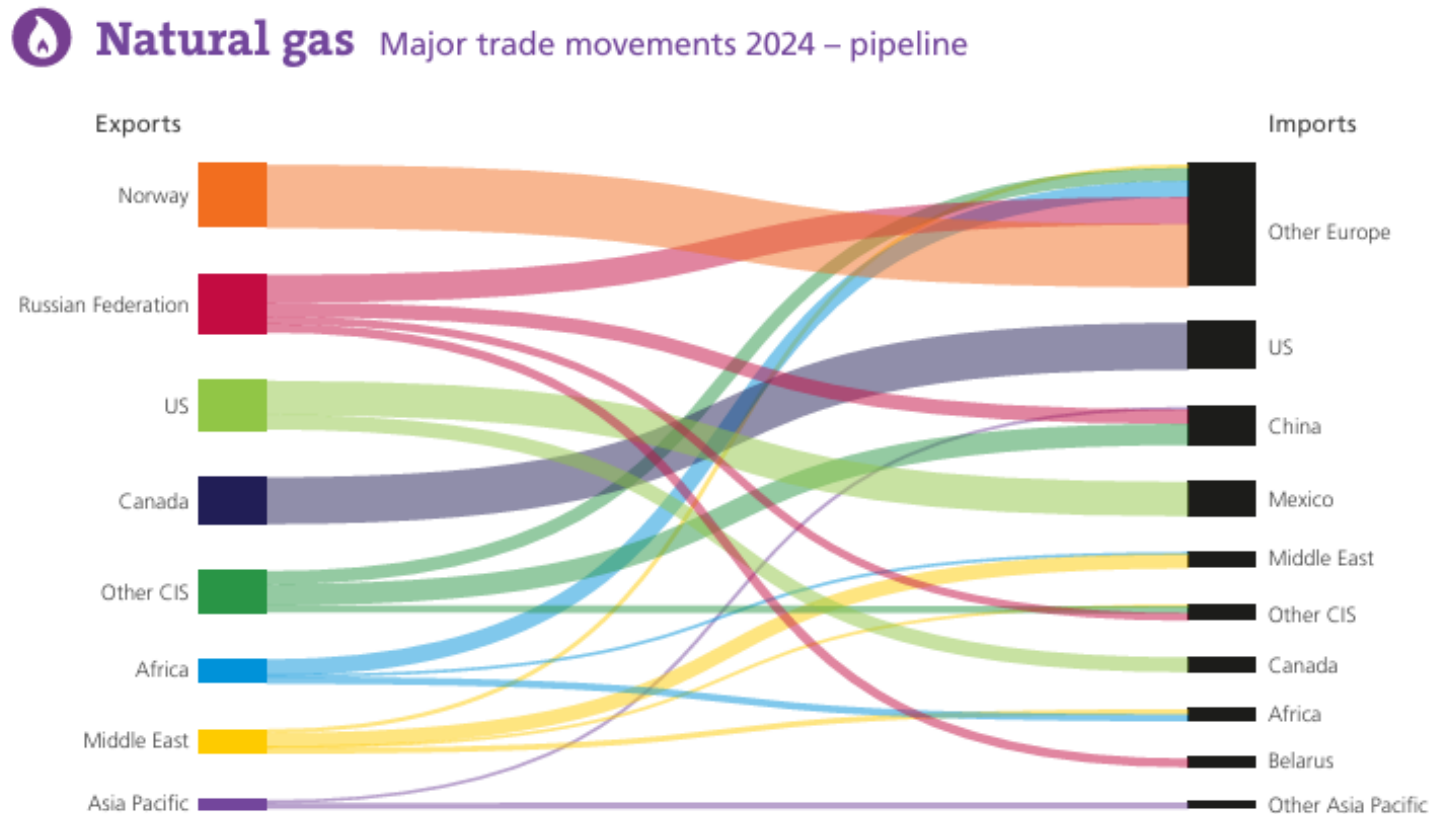
- possibilités de stockage
- mais plus faible transportabilité
 - infrastructures rigides
 - potentielle saturation de ces infrastructures

d'où l'existence historique de 3 grands marchés régionaux du gaz :

- le marché nord-américain (Canada -> USA)
- le marché européen (Russie/Algérie/Norvège -> Europe de l'Ouest)
- le marché asiatique (Moyen-Orient/Australie/Indonésie -> Japon)

3. Les marchés du gaz naturel

Des marchés régionaux du gaz naturel



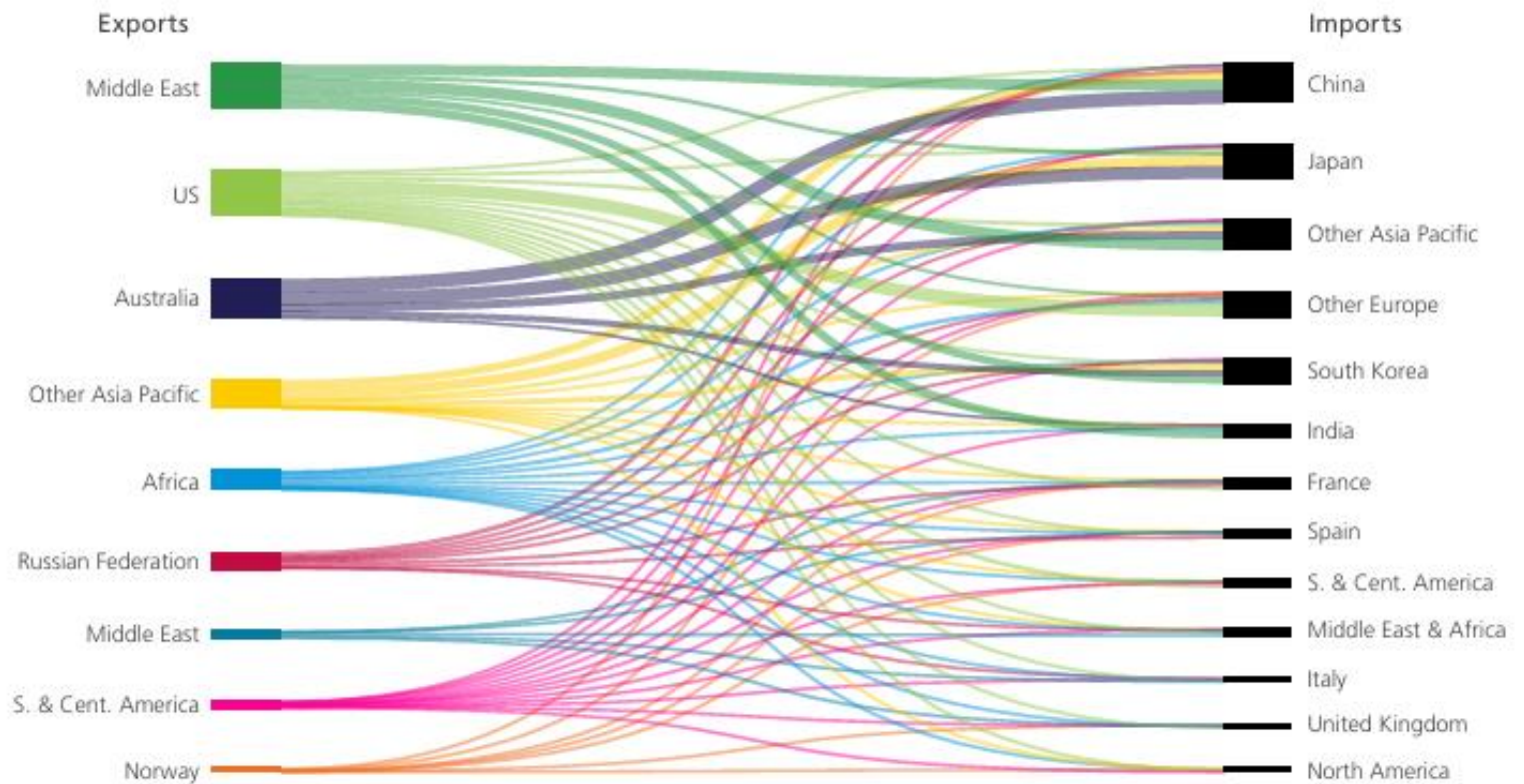
Source : Energy Institute

3. Les marchés du gaz naturel

Le marché du GNL

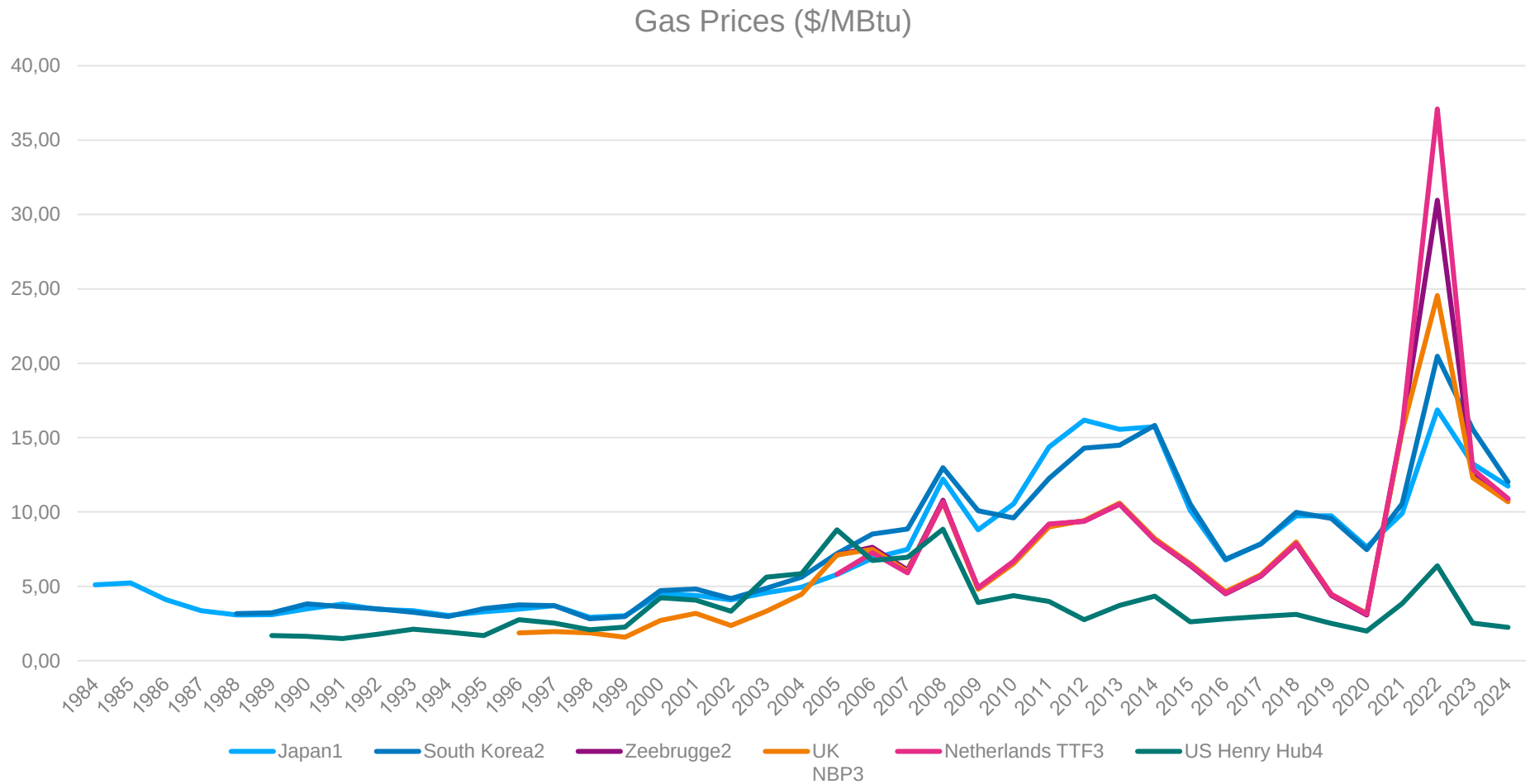


Natural gas Major trade movements 2024 – LNG



Source : Energy Institute

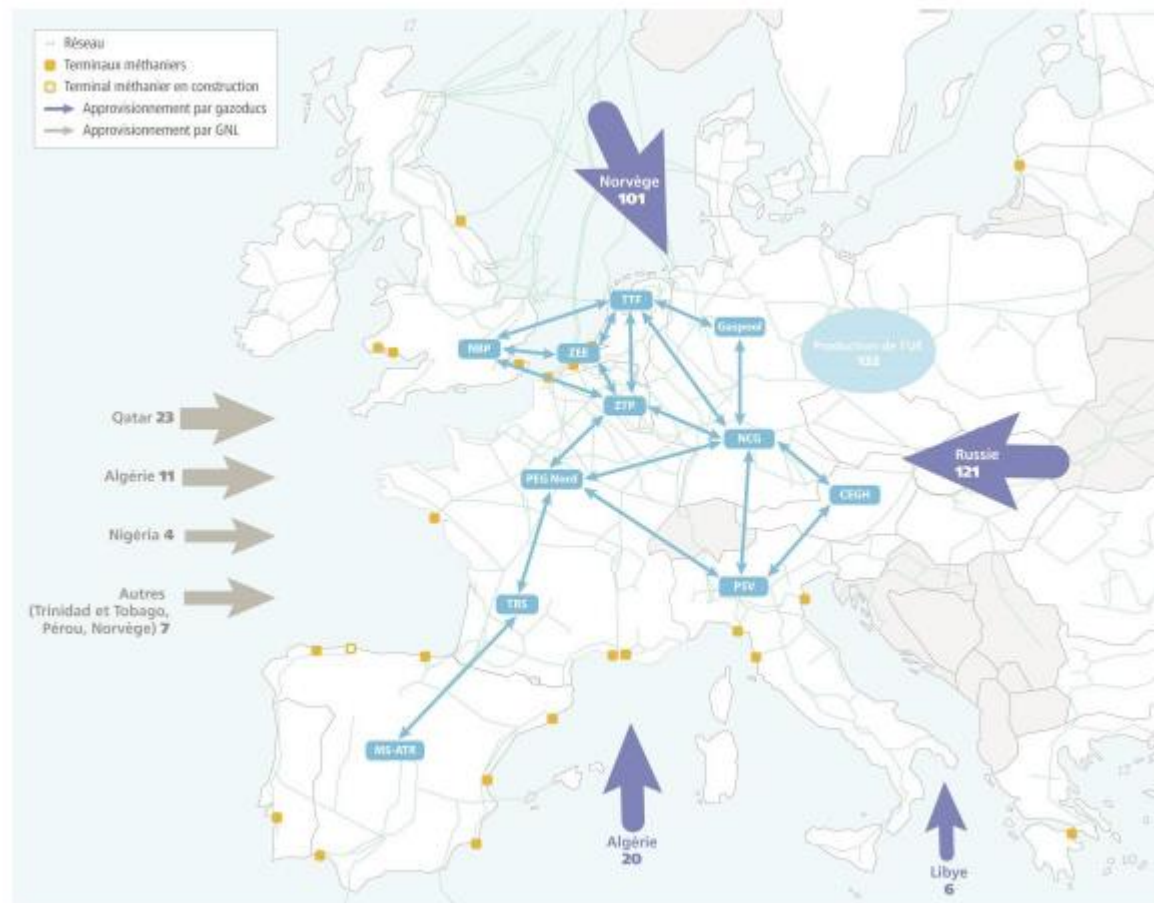
3. Les marchés du gaz naturel



Source : Energy Institute

3. Les marchés du gaz naturel

Les infrastructures gazières en Europe

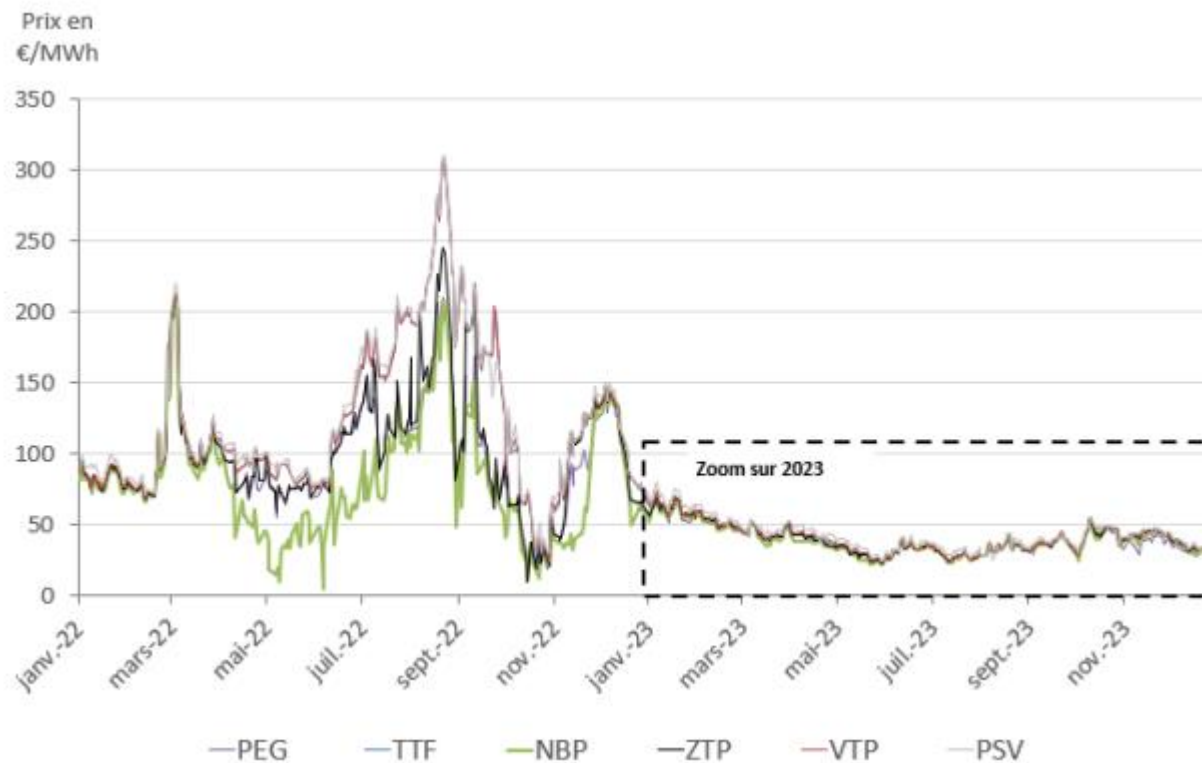


Source : GRTgaz

3. Les marchés du gaz naturel

Des marchés fortement couplés en Europe

Prix day-ahead du gaz

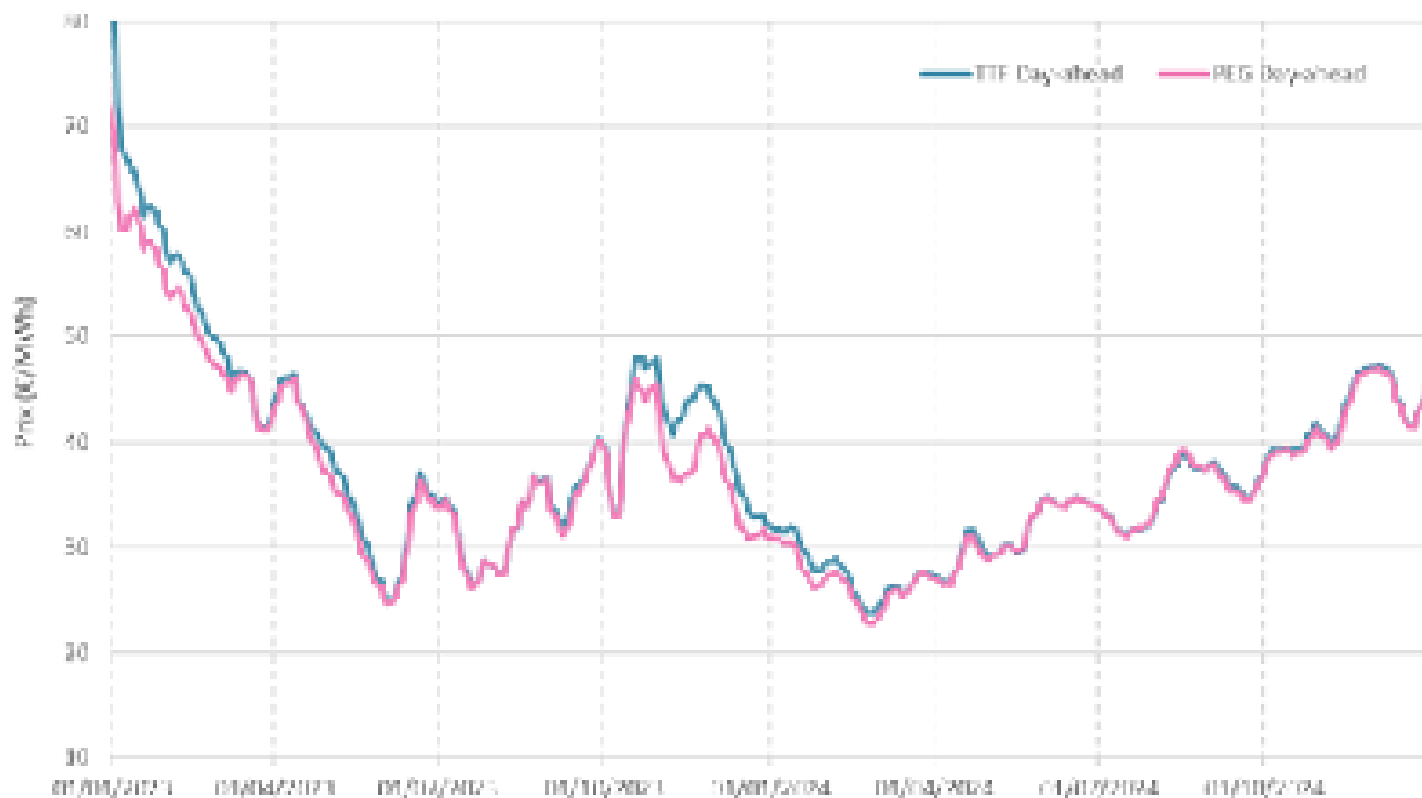


Source : CRE

3. Les marchés du gaz naturel

Des marchés fortement couplés en Europe

Figure 15 : Prix day-ahead du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF)



Source : CRE

Source : EEX

3. Les marchés du gaz naturel

Des marchés fortement couplés en Europe

Figure 16 : Prix à terme au PEG

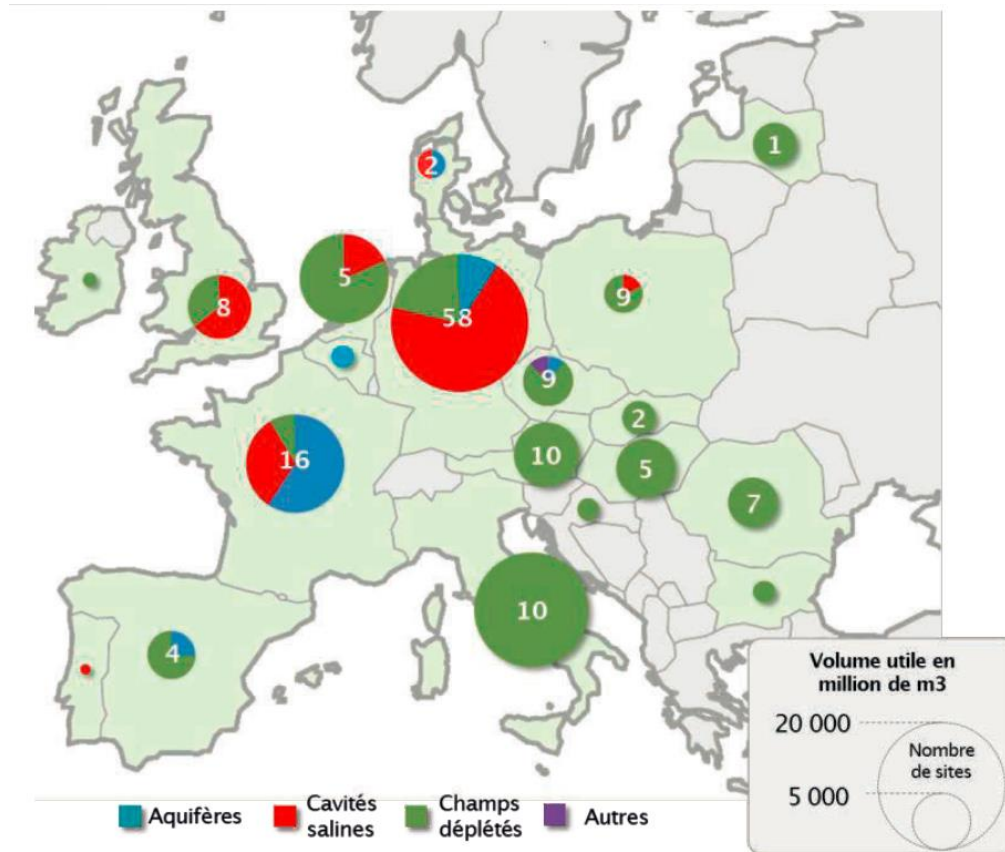


Source : EEX

Source : CRE

3. Les marchés du gaz naturel

Le stockage de gaz naturel en Europe



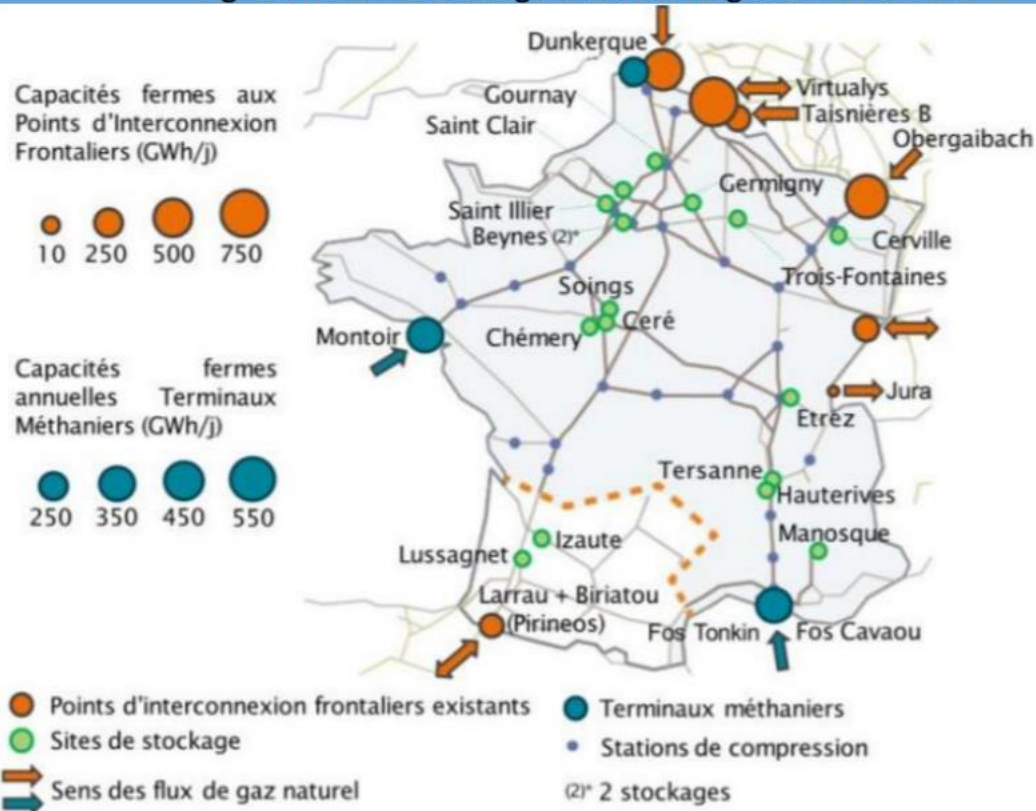
Source : GSE (2015)

Source : CRE

3. Les marchés du gaz naturel

Les grandes infrastructures gazières en France

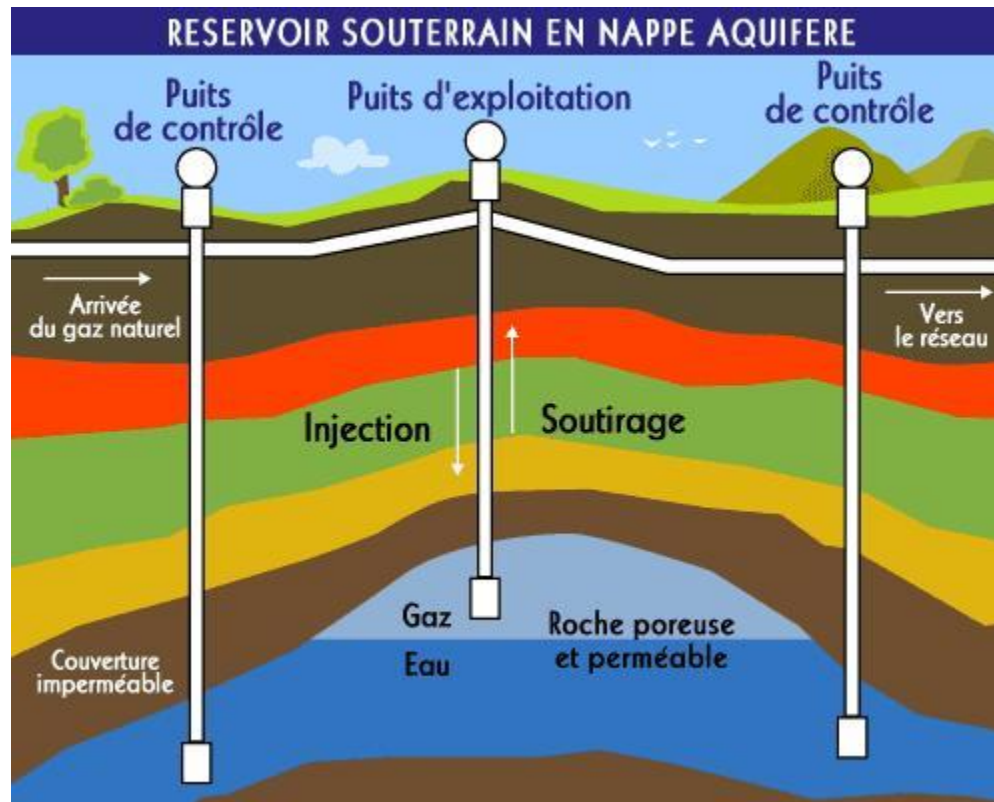
Figure 65 sites de stockage souterrain de gaz naturel en France



Source : Storengy – Analyse CRE

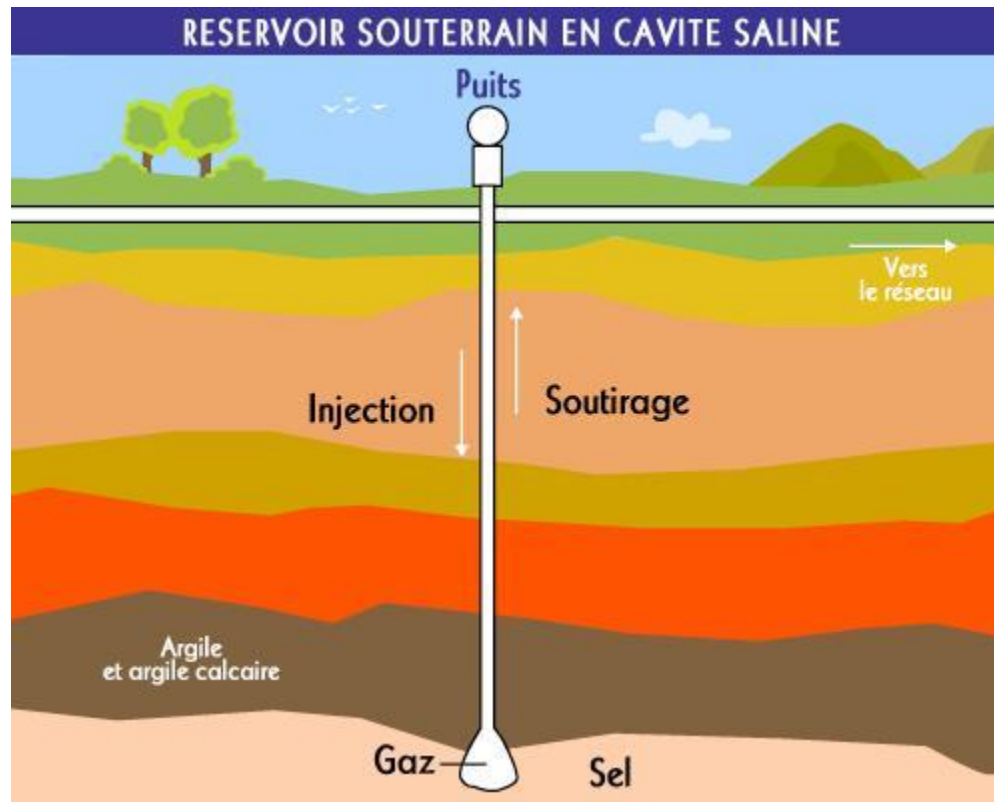
3. Les marchés du gaz naturel

Différents types de stockages (1/2)



3. Les marchés du gaz naturel

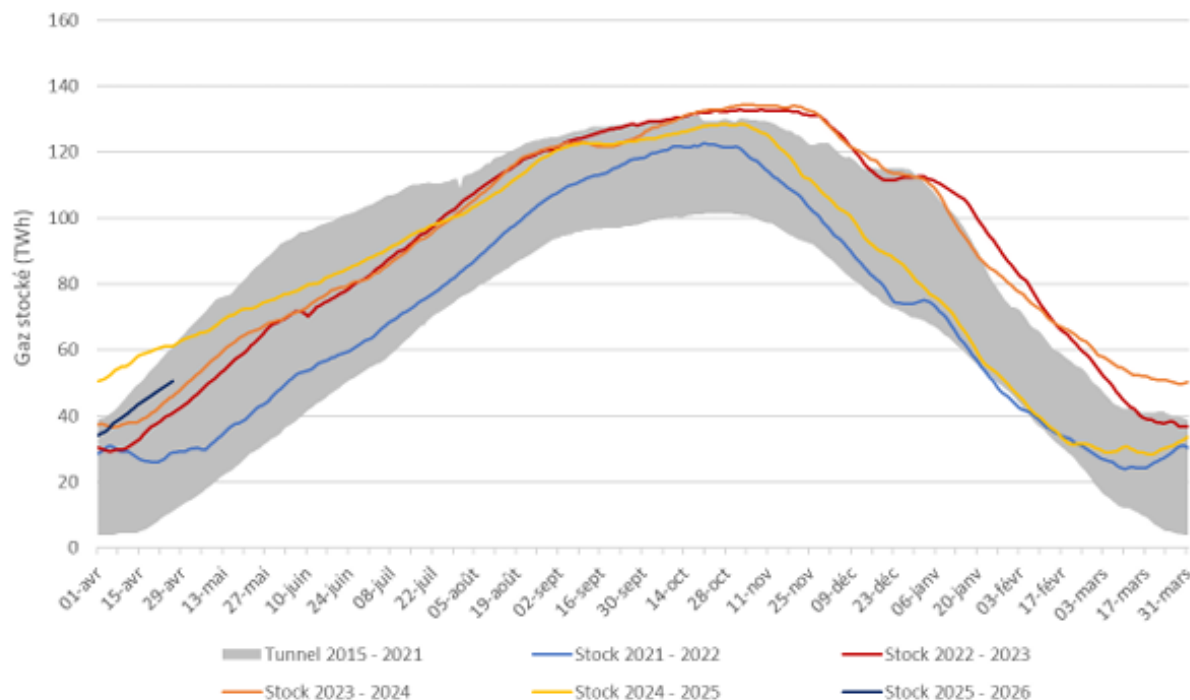
Différents types de stockages (2/2)



3. Les marchés du gaz naturel

Gestion annuelle des stockages français

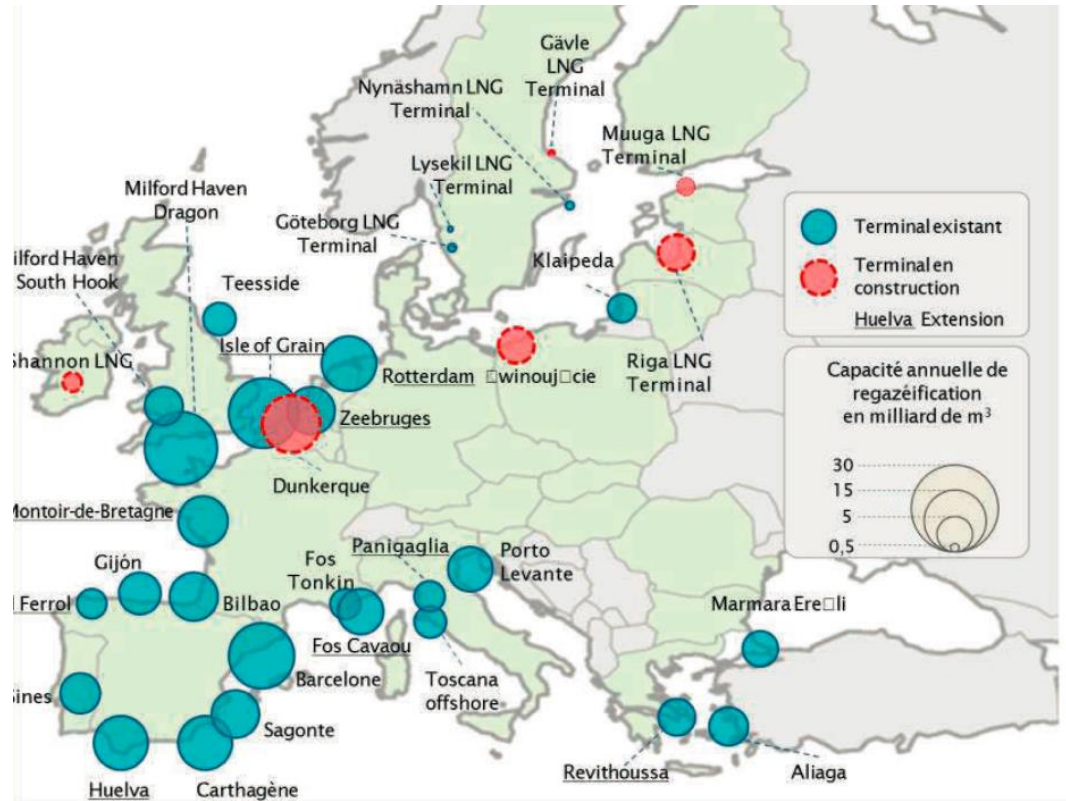
Figure 13 : Niveau des stockages en France



Source : AGSI – Analyse : CRE

3. Les marchés du gaz naturel

Le gaz naturel liquéfié : les terminaux méthaniers en Europe

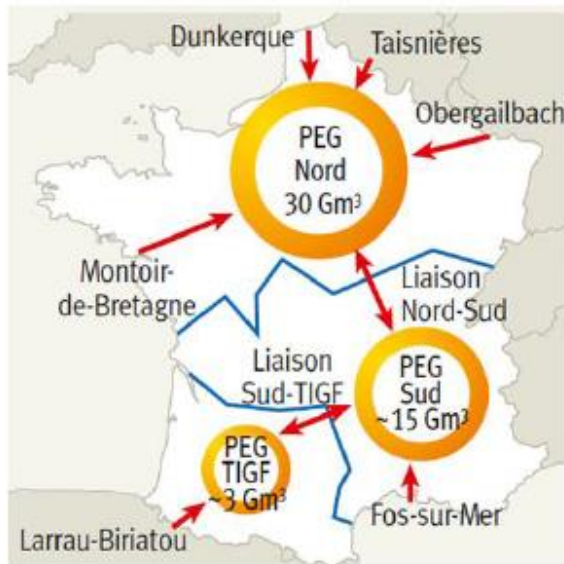


Source : GIIGNL.GLE (2015)

Source : CRE

3. Les marchés du gaz naturel

Les places de marché du gaz en France

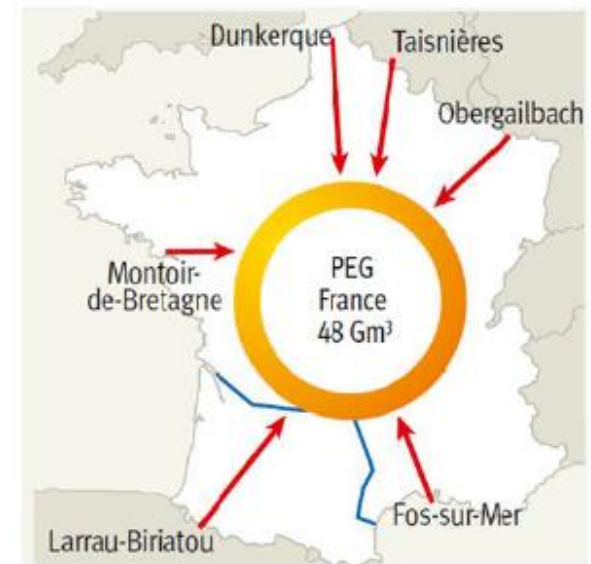


2013 : 3 Market areas



**As of April 1st 2015: 2 Market areas
(joint PEG Sud-TIGF)**

Source : Rapport annuel CRE

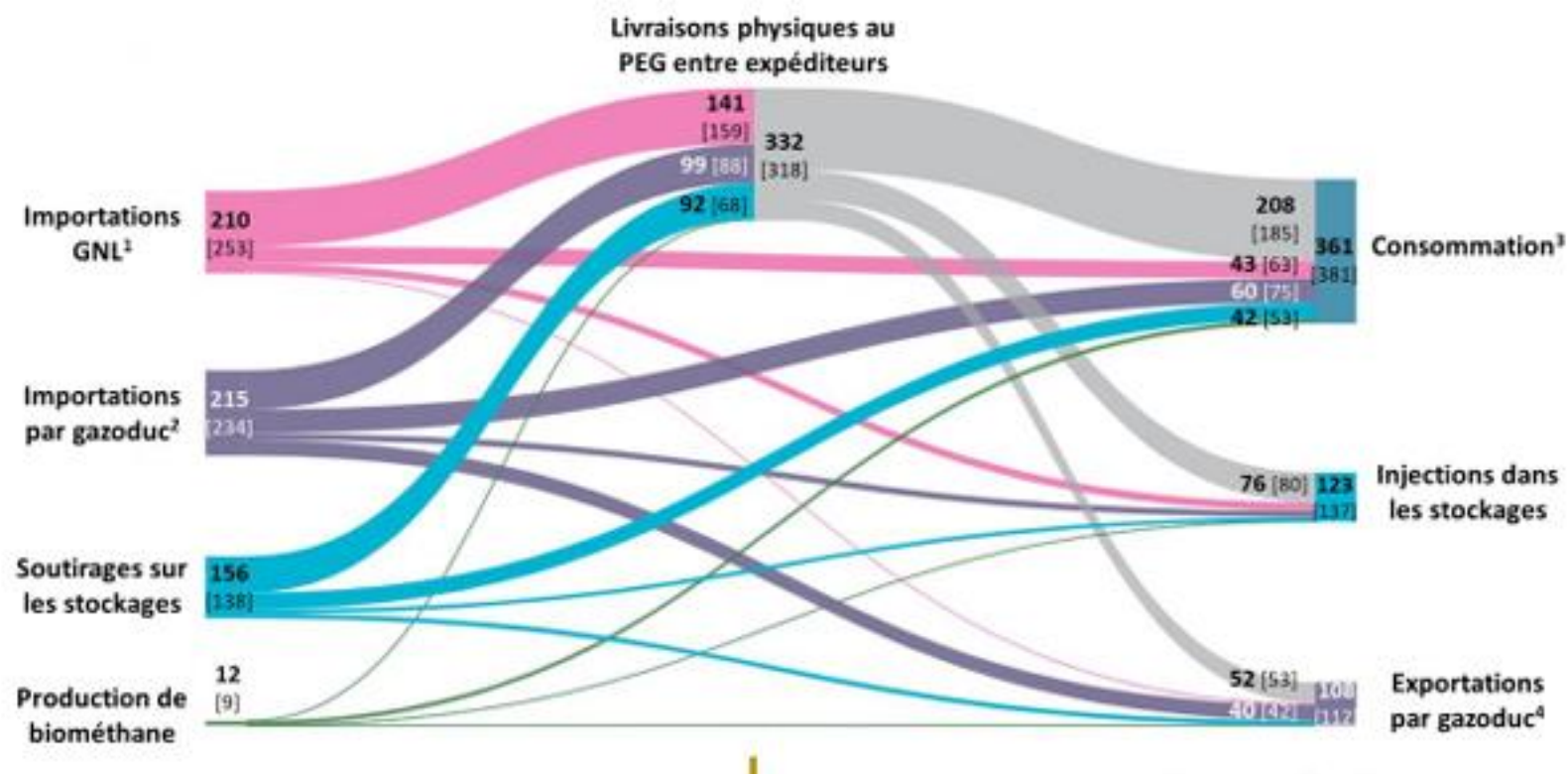


**2018: 1 Market area
(PEG France)**

3. Les marchés du gaz naturel

Bilan physique France

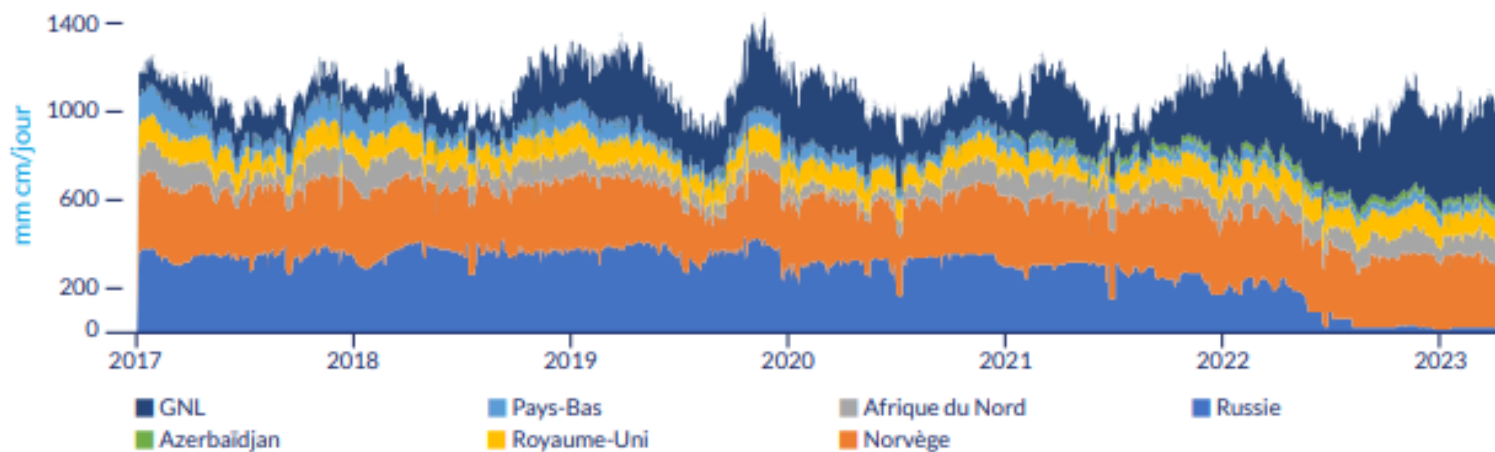
Figure 6 : Approvisionnements et débouchés dans le système gazier français en 2024 [2023]
(flux commerciaux)



3. Les marchés du gaz naturel

Un portefeuille d'approvisionnement diversifié

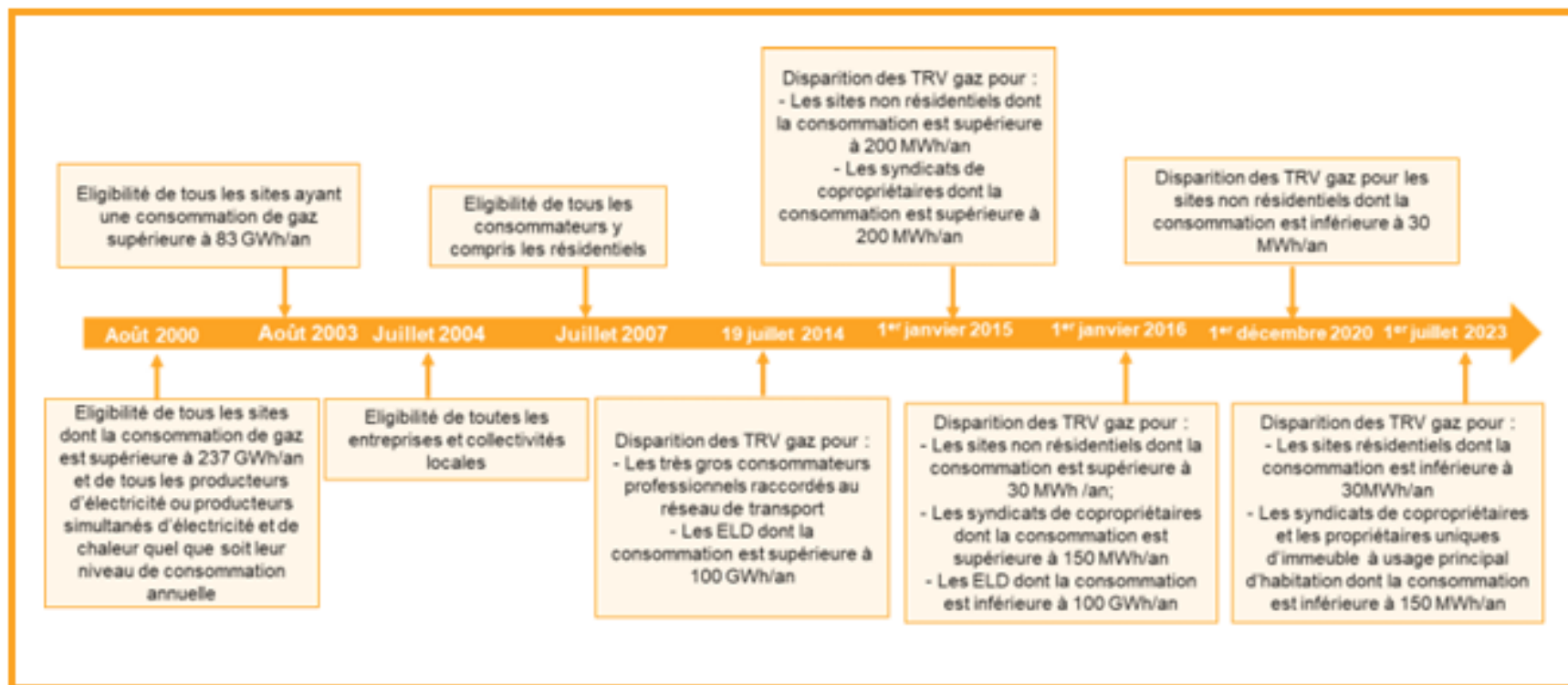
ÉVOLUTION DE L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL DE 2017 À 2023



SOURCE : ENGIE-ENERGYSCAN

3. Les marchés du gaz naturel

L'ouverture du marché de détail en France



3. Les marchés du gaz naturel

L'ouverture du marché résidentiel de l'électricité et du gaz en France

Figure 52 - Fournisseurs nationaux d'électricité et de gaz actifs au 31 décembre 2024 sur le marché résidentiel inscrits sur le site du Médiateur national de l'énergie



3. Les marchés du gaz naturel

L'ouverture du marché non résidentiel de l'électricité et du gaz en France

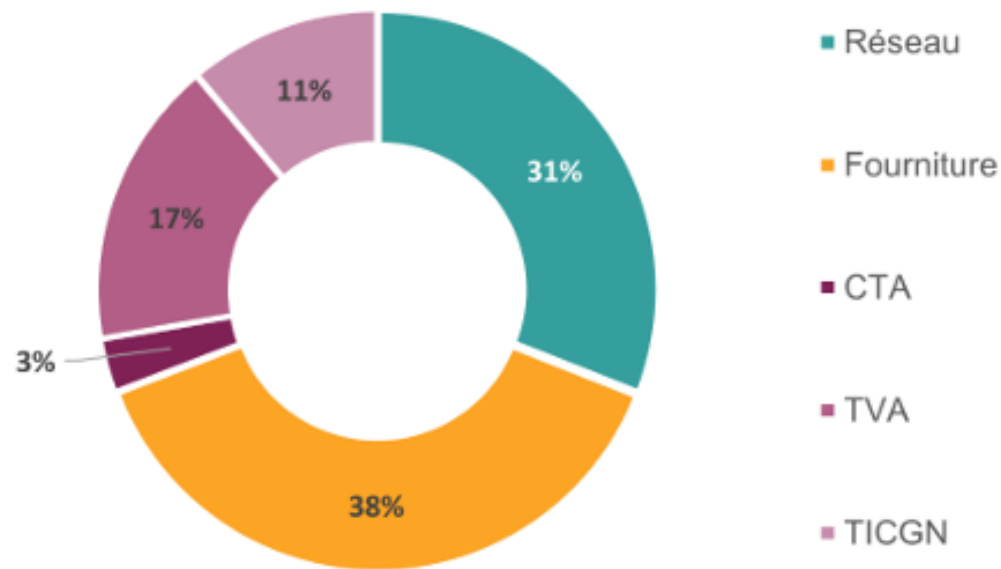
Figure 87 - Fournisseurs nationaux d'électricité et de gaz actifs au 31 décembre 2023 sur le marché non résidentiel, inscrits sur le site du Médiateur national de l'énergie



3. Les marchés du gaz naturel

Composition d'une facture

Figure 44 : Postes de coûts couverts par le PRVG, au 30 septembre 2025



Source : ENGIE – Analyse : CRE

4. Le charbon

De forts enjeux autour de cette énergie fossile :

- aux réserves prouvées les plus importantes (165 ans ?)
- parmi les plus polluantes malgré des innovations (charbon propre via le captage et le stockage du CO₂)

Il existe différents types de charbon :

- le charbon vapeur : production d'électricité, usages industriels (sucreries, déshydrateurs...), résidentiel/tertiaire
- le charbon à coke : sidérurgie et production de coke
- et des sous-catégories : taux de matière volatile, de soufre, de cendres, d'humidité ou pouvoir calorifique

Source : CRE

4. Le charbon

Les acteurs du marché du charbon

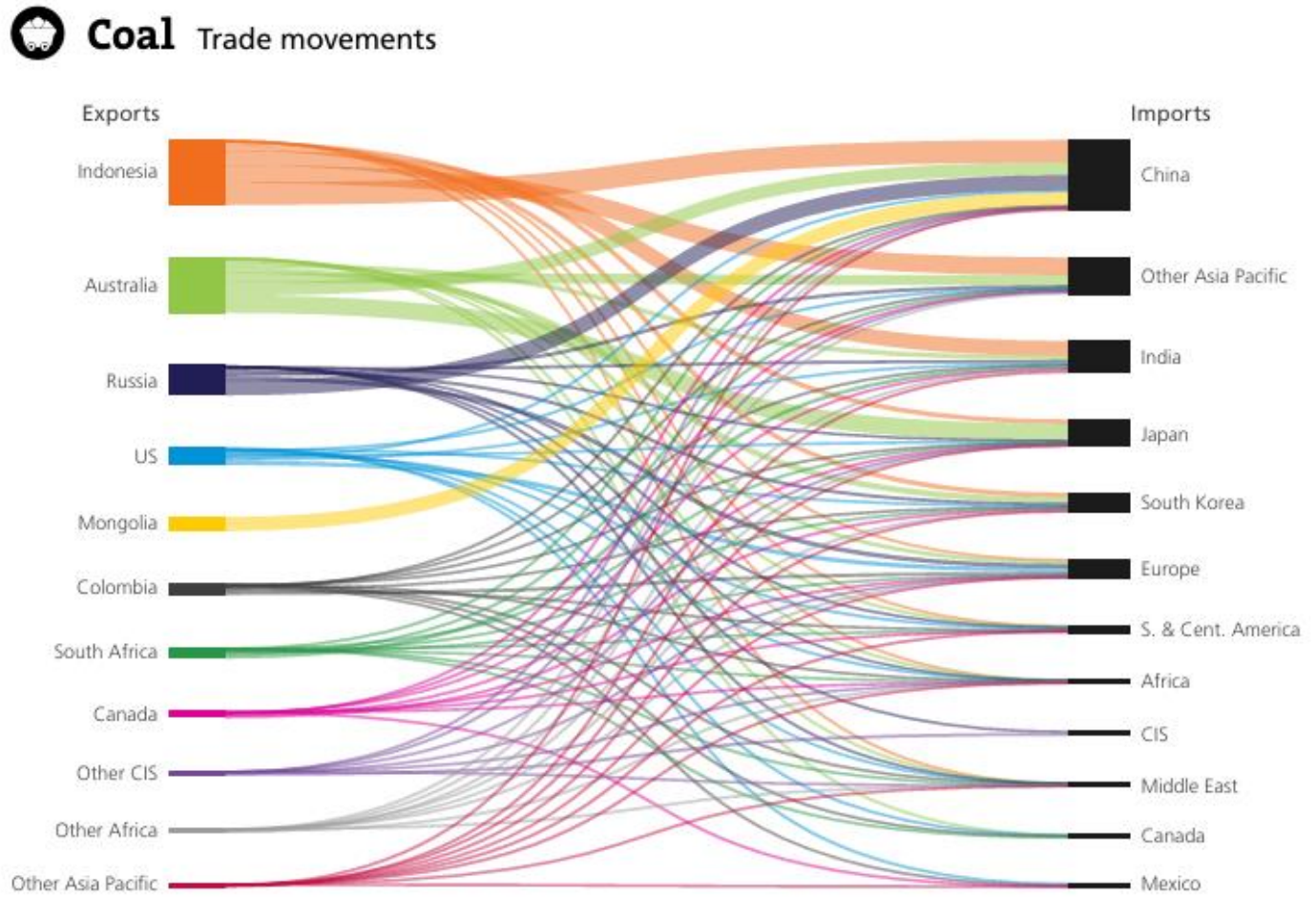
Coal: Production*				
	Growth rate per annum			Share
Exajoules	2024	2024	2014-24	2024
China	94,48	0,9%	1,9%	51,8%
India	18,05	7,0%	4,8%	9,9%
Indonesia	16,97	7,6%	5,3%	9,3%
Australia	11,82	0,3%	-0,8%	6,5%
US	10,61	-10,2%	-6,3%	5,8%
Russian Federation	9,12	-1,1%	2,1%	5,0%
South Africa	5,56	0,3%	-1,1%	3,1%
Mongolia	2,03	27,7%	15,9%	1,1%
Kazakhstan	1,94	-3,6%	-0,7%	1,1%

Coal: Consumption*				
	Growth rate per annum			Share
Exajoules	2024	2024	2014-24	2024
China	92,16	1,4%	1,2%	55,8%
India	22,97	3,7%	3,8%	13,9%
US	7,90	-3,8%	-7,9%	4,8%
Indonesia	4,72	9,0%	10,8%	2,9%
Japan	4,53	-0,4%	-1,0%	2,7%
Russian Federation	3,75	-2,0%	0,2%	2,3%
South Africa	3,51	1,9%	-0,6%	2,1%
South Korea	2,85	-6,5%	-2,2%	1,7%
Vietnam	2,50	9,3%	11,1%	1,5%
Turkey	1,80	7,1%	1,8%	1,1%
Germany	1,58	-10,3%	-7,2%	1,0%

Source : Energy Institute

4. Le charbon

Les acteurs du marché du charbon



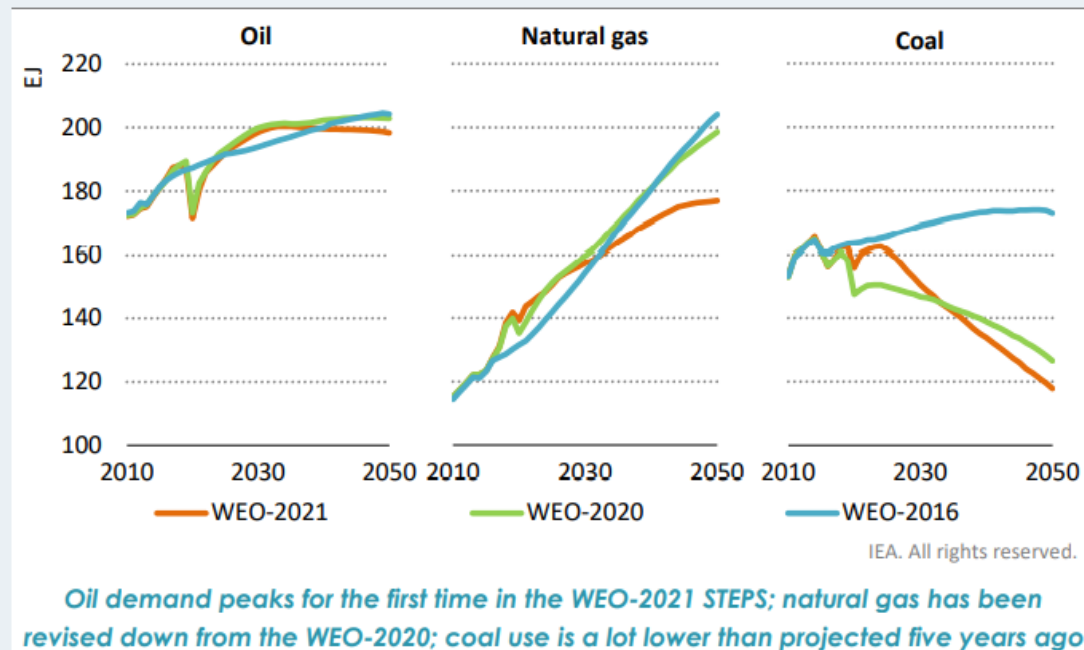
Notes: Commercial solid fuels only, i.e. bituminous coal and anthracite (hard coal), and lignite and brown (sub-bituminous) coal, and other commercial solid fuels. Intra-area movements (for example, between countries in Europe) are excluded.

Source : Energy Institute

4. Le charbon

Une demande appelée à diminuer

Figure 1.2 ▶ Oil, natural gas and coal demand in the Stated Policies Scenario in *World Energy Outlook 2021, 2020 and 2016*



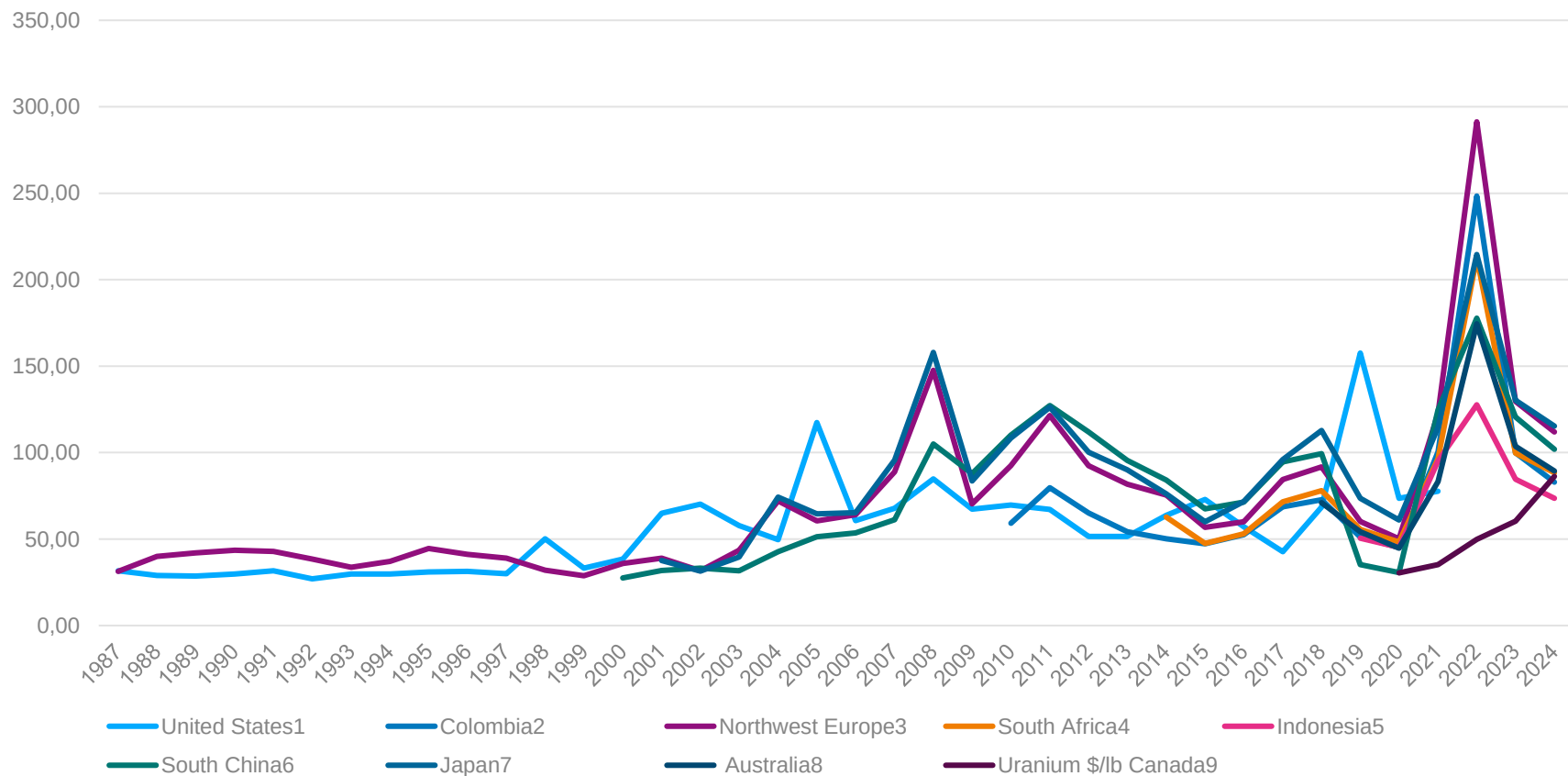
Note: WEO-2016 numbers are the New Policies Scenario extrapolated to 2050.

- La Chine se libère progressivement de sa dépendance au charbon.
- La décroissance s'observe déjà dans les pays de l'OCDE, notamment du fait des contraintes environnementales.

4. Le charbon

Evolution des prix internationaux

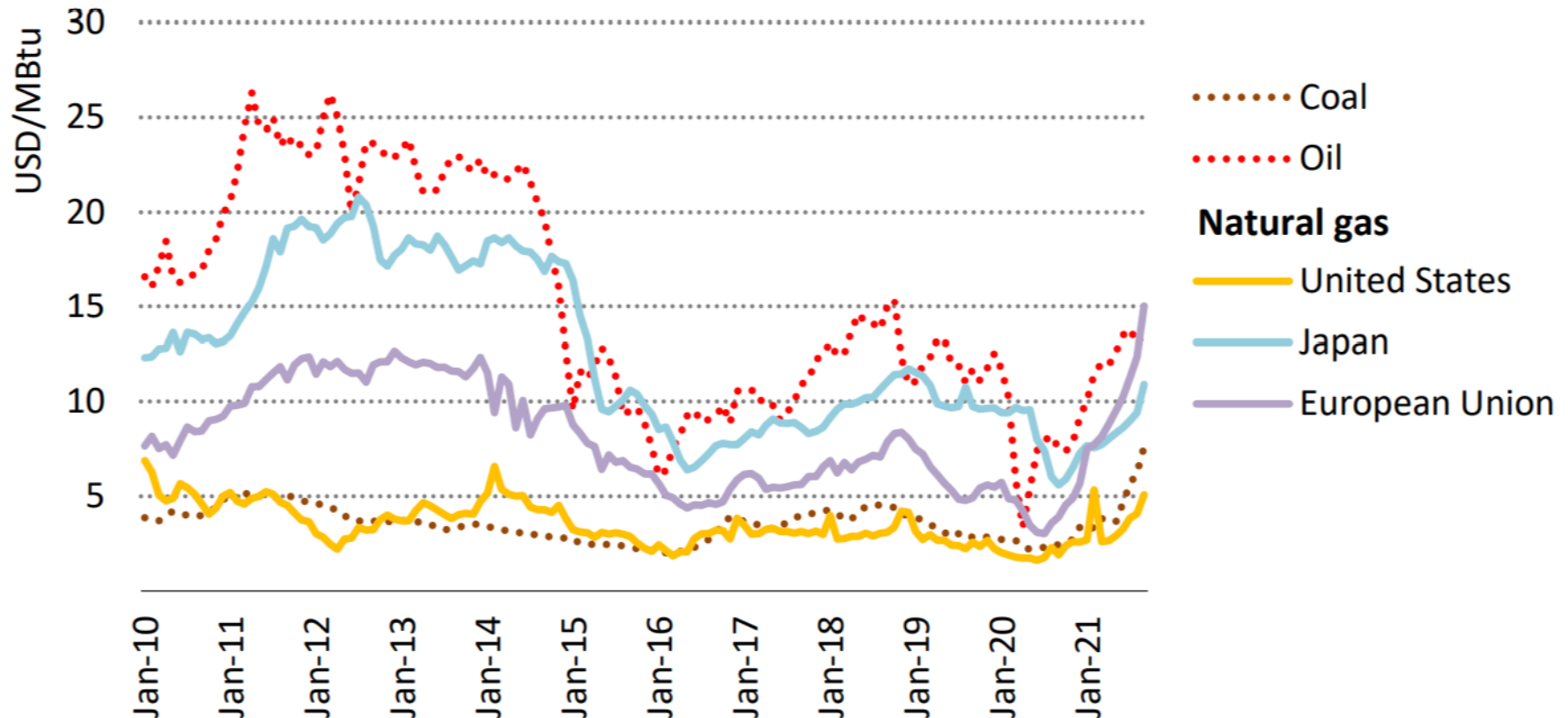
Mined Energy Resource Prices (\$/t)



Source : Energy Institute

Comment se comparent les prix des énergies primaires ?

Figure 1.19 ▸ Oil, natural gas and coal prices by region, 2010-2021



Source : IEA

5. L'électricité

L'électricité est une énergie finale produite :

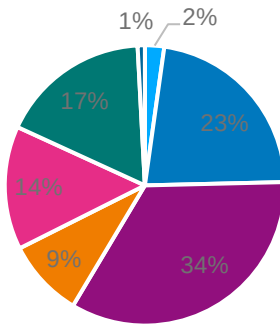
- par fission nucléaire,
- par combustion d'énergies fossiles,
- par exploitation de la force hydraulique,
- par des mécanismes "verts" (éolien, solaire).

avec de plus en plus de petites productions décentralisées (cogénération par ex), à proximité des utilisateurs finaux.

5. L'électricité

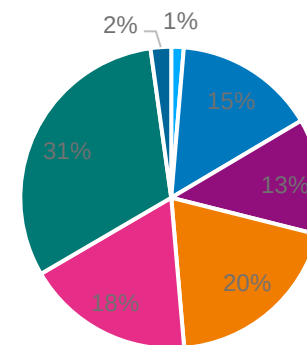
La plus grande part de la production mondiale est thermique

Electricity generation by fuel (World)



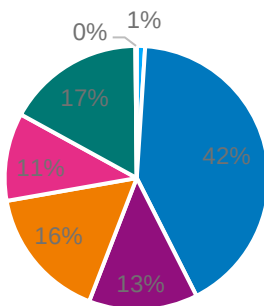
Oil Natural Gas Coal Nuclear energy
Hydro electric Renewables Other#

Electricity generation by fuel (Europe)



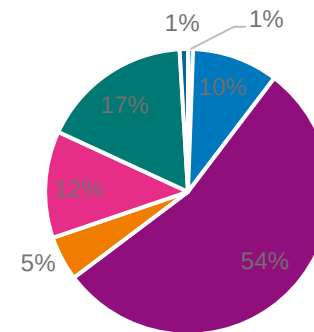
Oil Natural Gas Coal Nuclear energy
Hydro electric Renewables Other#

Electricity generation by fuel (North America)



Oil Natural Gas Coal Nuclear energy
Hydro electric Renewables Other#

Electricity generation by fuel (Asia Pacific)



Oil Natural Gas Coal Nuclear energy
Hydro electric Renewables Other#

5. L'électricité

Les acteurs du nucléaire

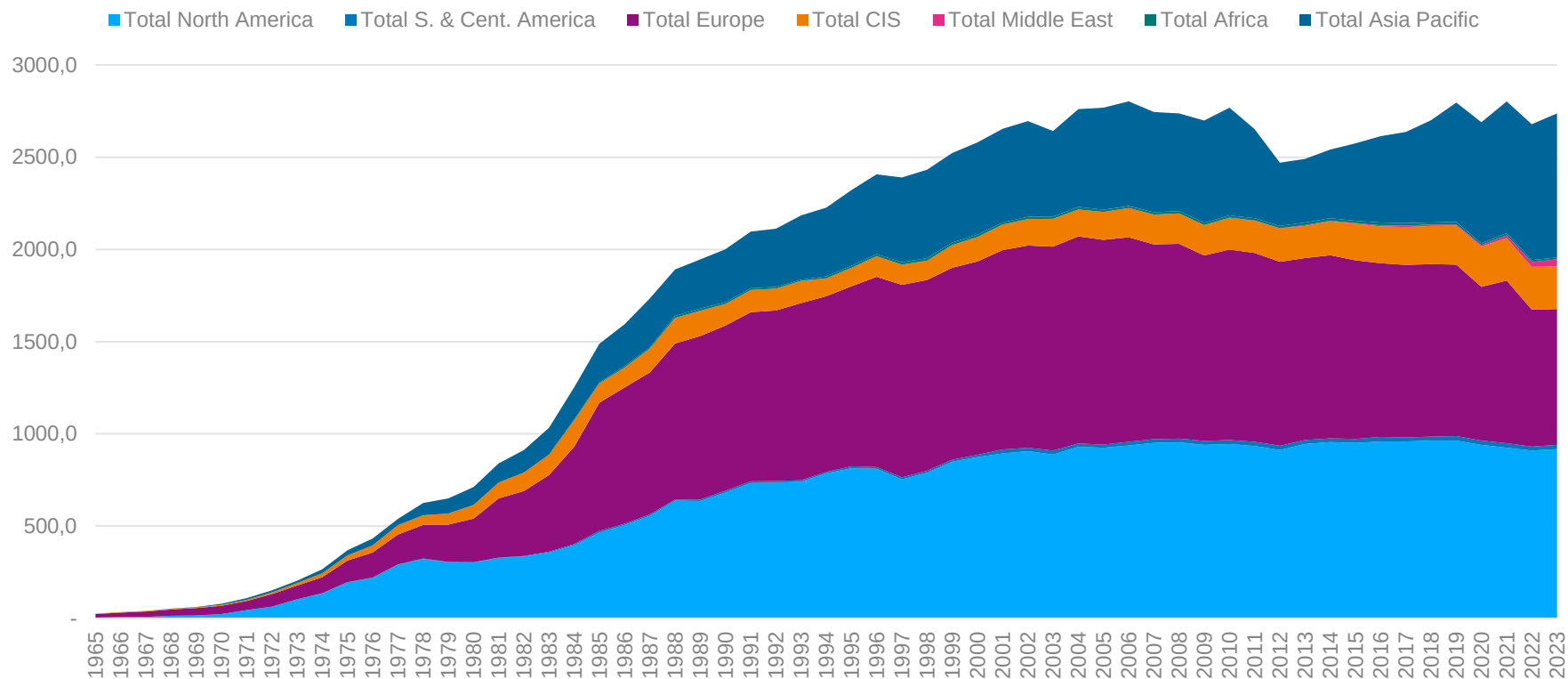
Nuclear: Generation*				
		Growth rate per annum		Share
Terawatt-hours	2024	2024	2014-24	2024
US	823,1	0,6%	-0,2%	29,2%
China	450,9	3,4%	13,0%	16,0%
France	380,5	12,2%	-1,4%	13,5%
Russian Federation	215,7	-1,0%	1,8%	7,7%
South Korea	188,8	4,3%	1,9%	6,7%
Canada	85,5	-3,6%	-2,2%	3,0%
Japan	84,9	9,3%	-	3,0%
India	54,7	13,2%	4,7%	1,9%
Spain	54,6	-4,2%	-0,5%	1,9%
Ukraine	53,0	1,4%	-5,0%	1,9%
Sweden	50,6	4,1%	-2,5%	1,8%
United Arab Emirates	40,6	17,6%	-	1,4%
United Kingdom	40,6	-0,3%	-4,4%	1,4%
Finland	32,6	-5,2%	3,3%	1,2%
Belgium	31,2	-5,5%	-0,8%	1,1%
Czech Republic	29,7	-2,6%	-0,2%	1,1%

Source : Energy Institute

5. L'électricité

La production nucléaire dans le monde

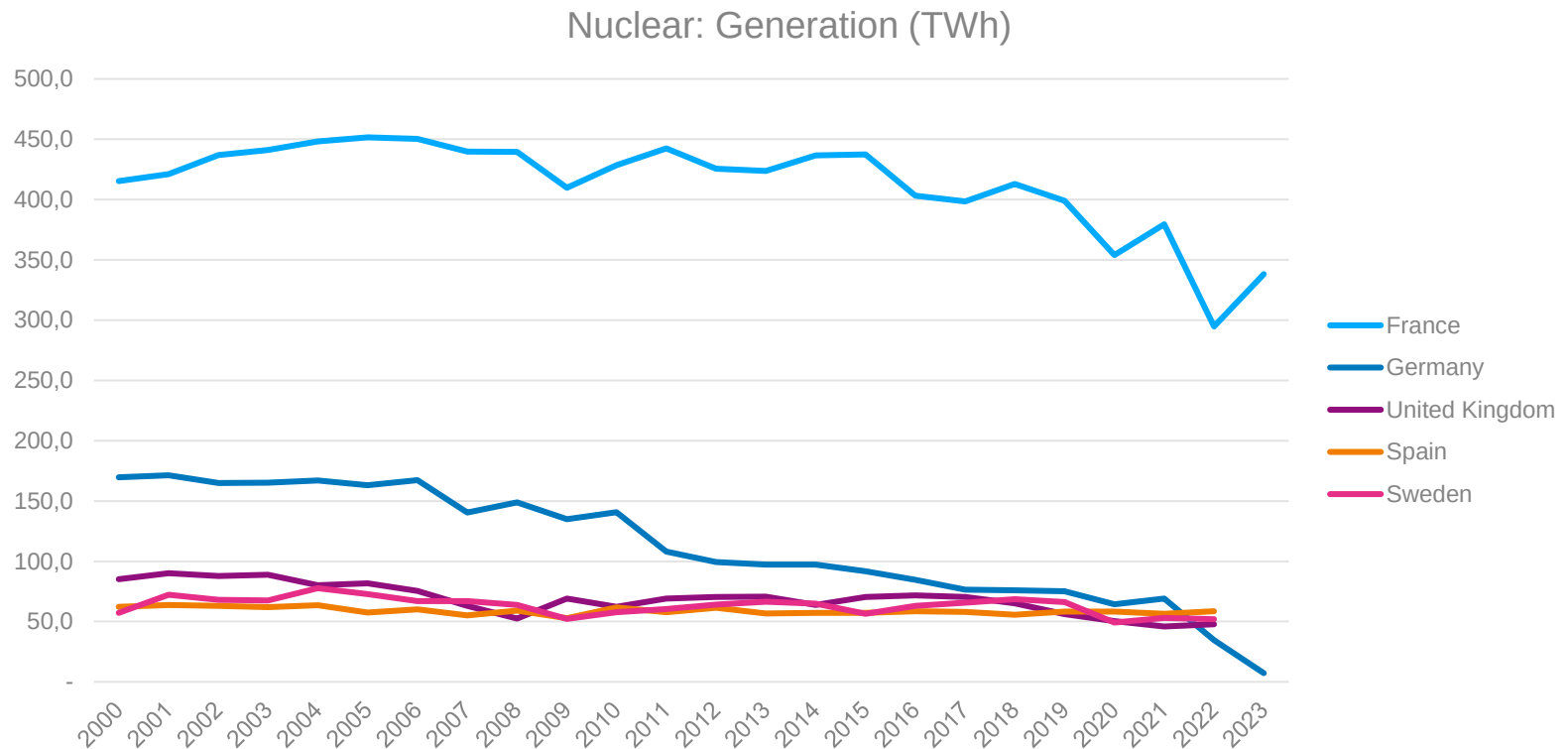
Nuclear: Generation (TWh)



Source : Energy Institute

5. L'électricité

La production nucléaire en Europe



Source : Energy Institute

5. L'électricité

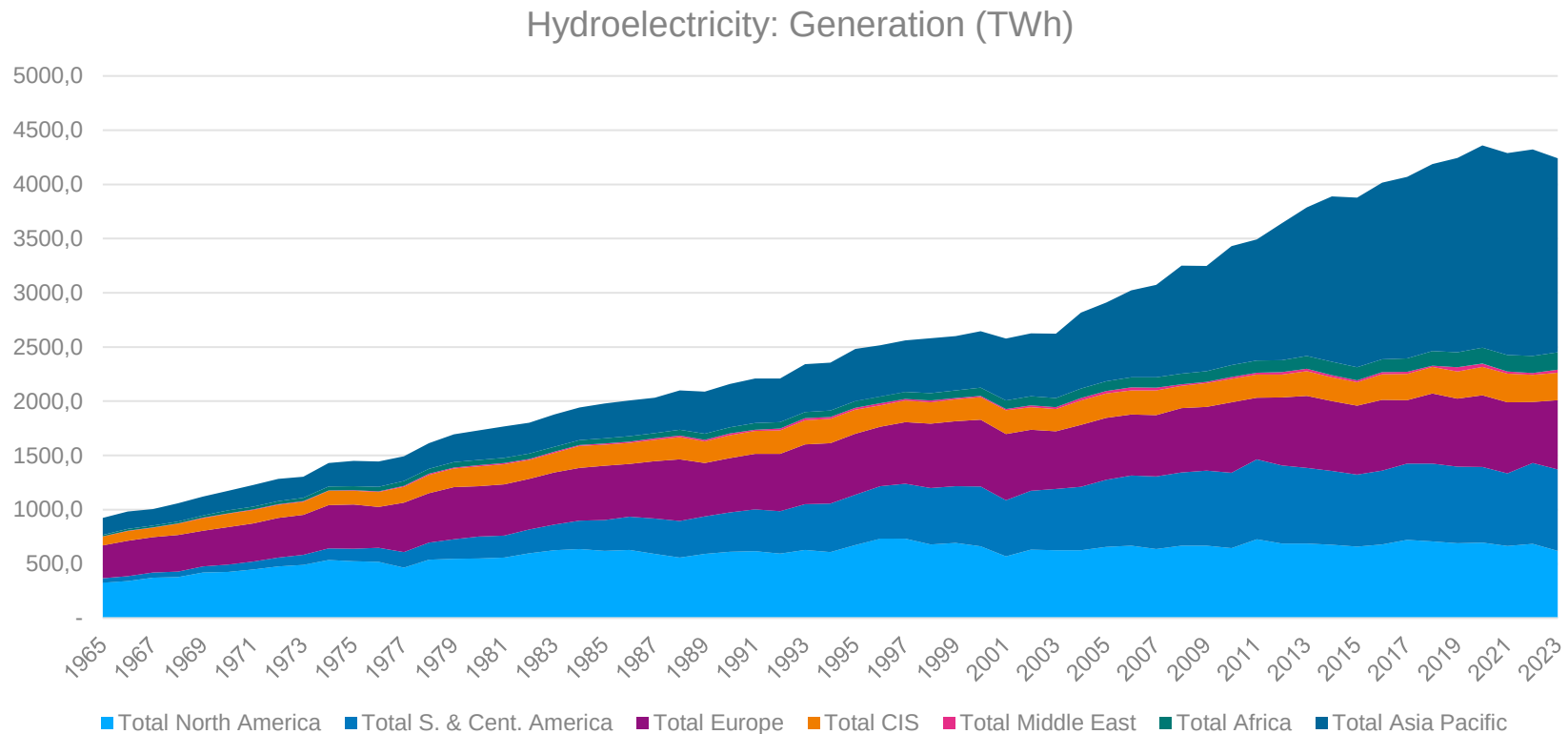
Les acteurs de l'hydraulique

Hydroelectricity: Generation*				
		Growth rate per annum		Share
Terawatt-hours	2024	2024	2014-24	2024
China	1354,3	10,2%	2,5%	30,4%
Brazil	413,2	-3,3%	1,0%	9,3%
Canada	343,2	-5,1%	-1,1%	7,7%
US	238,7	-1,4%	-0,7%	5,4%
Russian Federation	210,5	4,5%	2,0%	4,7%
India	156,5	4,5%	1,2%	3,5%
Norway	139,6	1,8%	0,3%	3,1%
Other Asia Pacific	103,1	7,9%	6,6%	2,3%
Vietnam	88,7	9,7%	3,6%	2,0%
Eastern Africa	82,4	0,8%	2,3%	1,9%
Japan	79,4	6,3%	-0,3%	1,8%
Turkey	74,9	16,7%	6,3%	1,7%
Venezuela	72,8	♦	-1,0%	1,6%
France	70,9	26,9%	1,2%	1,6%
Sweden	64,6	-2,5%	0,1%	1,5%
Italy	55,2	35,9%	-0,6%	1,2%
Colombia	54,5	-9,2%	2,0%	1,2%
Other South America	53,8	-11,1%	-2,3%	1,2%
Switzerland	44,9	21,2%	1,7%	1,0%
Austria	44,8	9,8%	0,9%	1,0%

Source : Energy Institute

5. L'électricité

La place grandissante de l'hydraulique



Source : Energy Institute

5. L'électricité

L'explosion du renouvelable

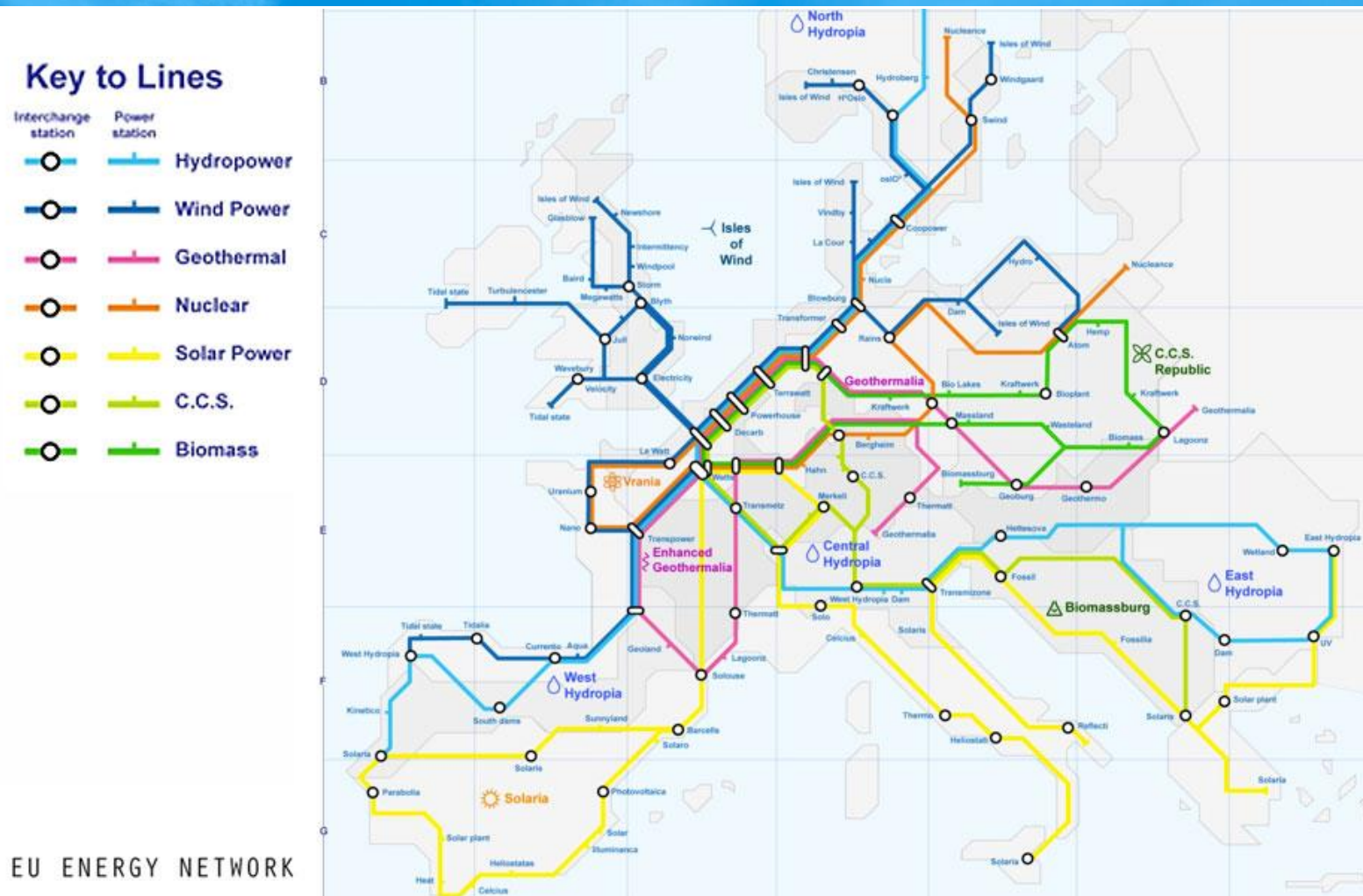
Renewable energy: Generation by source*

	Wind	Solar	Hydro	Other renewables #	2024 Total	2024 Growth rate				
	Wind	Solar	Hydro	Other renewables #	Total	Wind	Solar	Hydro	Other renewables #	Total
Terawatt-hours										
Total North America	524,6	341,4	605,5	81,5	1553,0	7,52%	24,66%	-3,05%	-2,46%	5,66%
Total S. & Cent. America	150,3	109,3	735,7	87,2	1082,5	11,77%	32,61%	-2,84%	1,98%	2,16%
Total Europe	628,0	362,2	698,0	223,5	1911,7	1,99%	20,61%	8,32%	-0,77%	7,06%
Total CIS	10,4	10,9	269,2	1,5	292,1	16,27%	74,80%	5,98%	-1,24%	7,87%
Total Middle East	5,2	46,8	21,8	0,5	74,4	3,50%	22,84%	-14,89%	2,39%	7,34%
Total Africa	29,1	20,9	170,1	10,8	230,8	2,05%	9,73%	1,49%	10,61%	2,65%
Total Asia Pacific	1163,4	1220,3	1952,6	387,4	4723,7	10,96%	30,44%	8,53%	5,37%	13,80%
Total World	2511,0	2111,7	4452,9	792,4	9868,1	7,81%	27,56%	4,22%	2,41%	9,27%
of which: OECD	1202,9	898,1	1439,1	390,3	3930,3	4,75%	17,61%	3,16%	0,62%	6,37%
Non-OECD	1308,2	1213,6	3013,9	402,1	5937,8	10,79%	36,09%	4,74%	4,22%	11,28%
European Union	489,6	302,9	368,5	154,2	1315,1	1,70%	19,92%	11,76%	-4,42%	7,36%

Source : Energy Institute

5. L'électricité

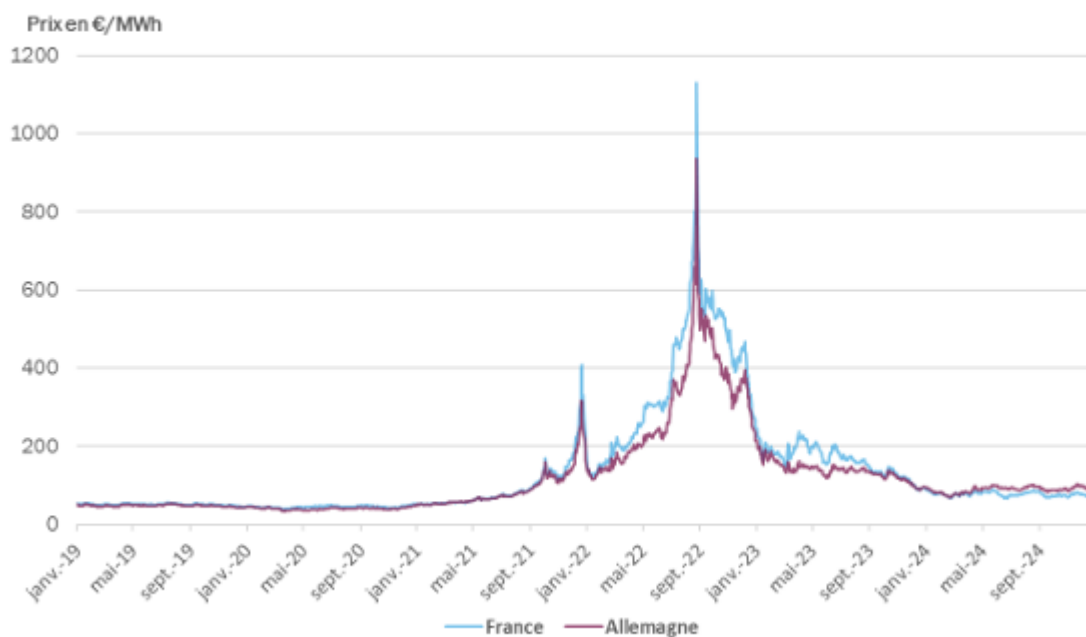
La production et le réseau en Europe



5. L'électricité

Des prix européens fortement couplés

Figure 48 : Historique des produits calendaires français et allemand base en Y+1 (moyenne mensuelle)



Source : Argus – Analyse : CRE

5. L'électricité

Des prix européens fortement couplés

Figure 46 : Prix des produits calendaires Y+1 base en Europe



Source : Argus – Analyse : CRE

5. L'électricité

Le parc électrique en France

Tableau 25 : Production des différentes filières technologiques en France

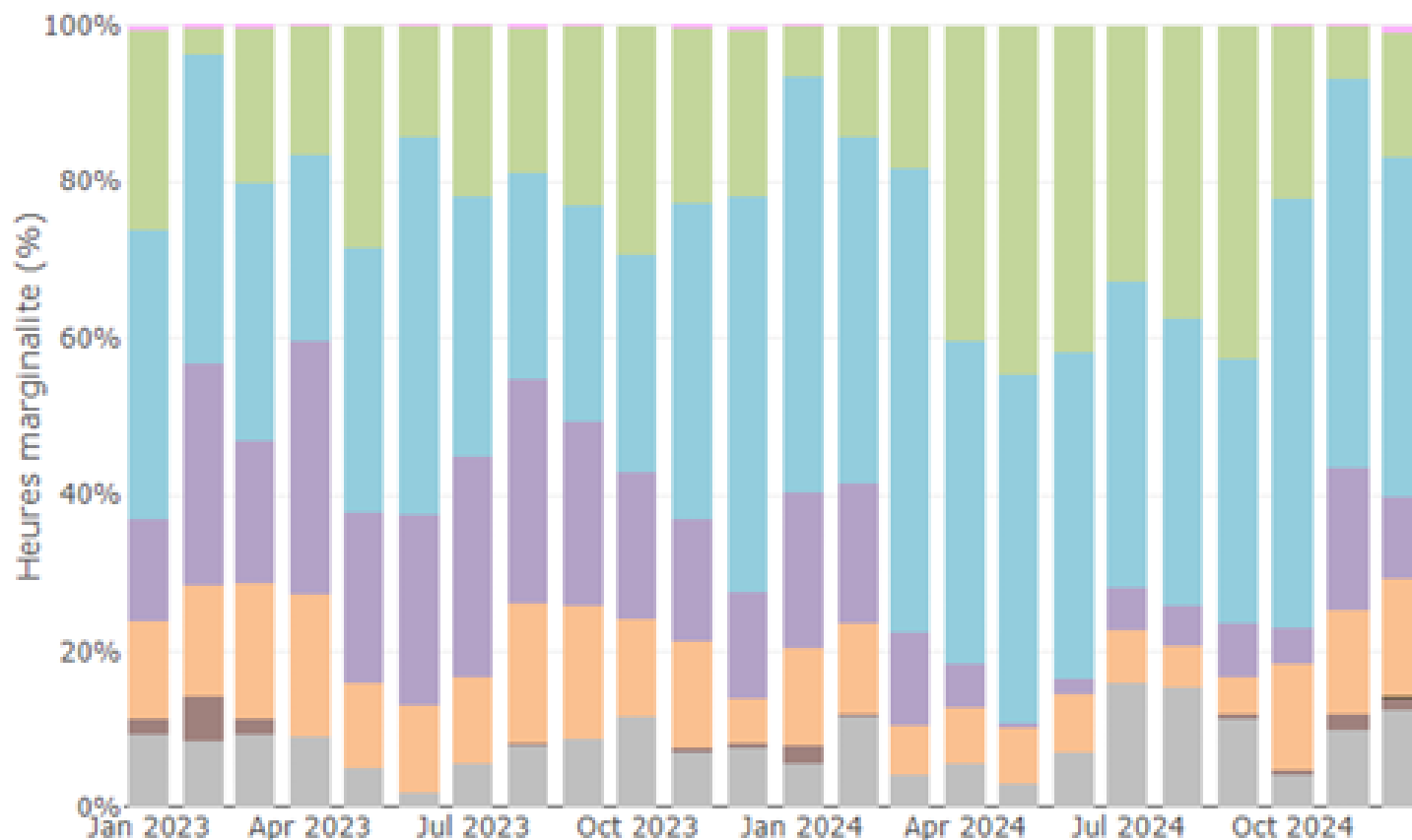
	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2024 / 2023	
	2022	2023	2024	En pourcentage	En valeur
Production (TWh)	439.6	482.6	539.0	11.7%	56.4
Nucléaire	278.3	320.4	361.7	13%	41.3
Hydraulique	49.3	56.1	75.1	34%	19.0
Thermique à combustible fossile	47.4	30.5	20.1	-34%	-10.4
Charbon	2.9	0.9	0.7	-17%	-0.2
Fioul	1.6	1.7	1.8	9%	0.1
Gaz	42.9	27.9	17.5	-37%	-10.4
Renouvelables (hors hydraulique)	64.7	75.6	82.1	9%	6.5
Eolien	38.0	47.9	46.8	-2%	-1.1
Photovoltaïque	18.4	21.5	24.8	15%	3.3
Bioénergie	8.3	6.2	10.5	69%	4.3
Consommation Brutes dont Pertes (TWh)	453.4	437.4	440.6	1%	3.2

Source : RTE – Analyse : CRE

Source : CRE

5. L'électricité

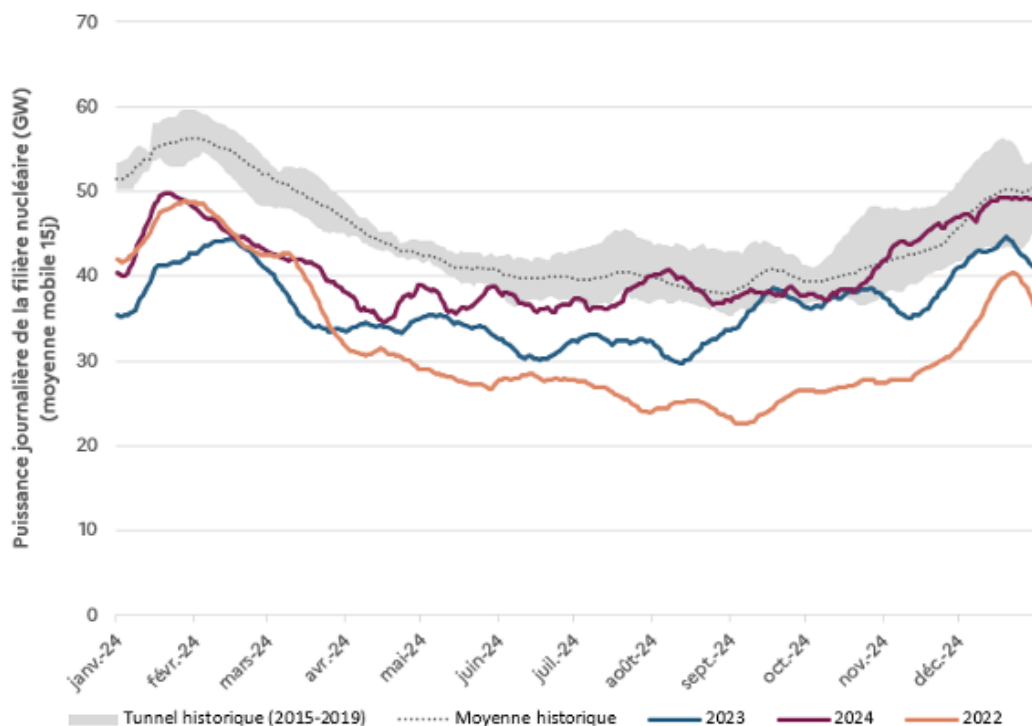
Marginalité des différentes filières de production



5. L'électricité

Disponibilité du parc nucléaire français

Figure 26 : Production journalière moyenne lissée du parc nucléaire français

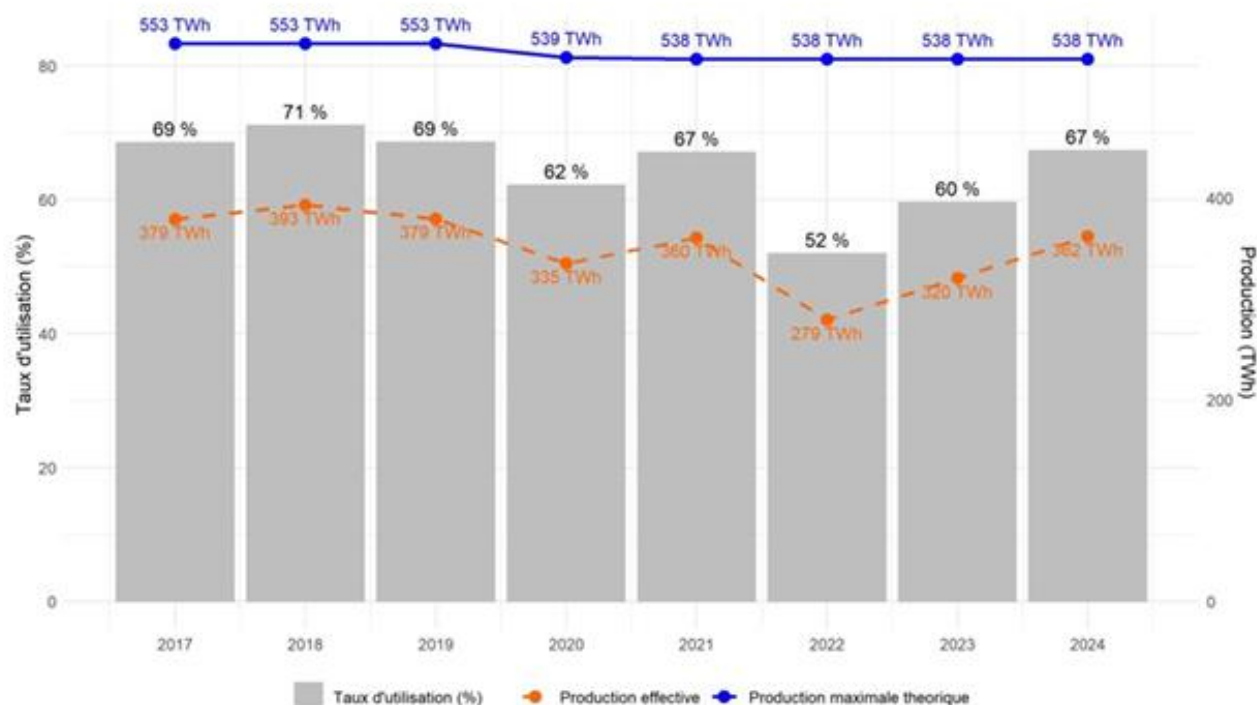


Source : RTE – Analyse : CRE

5. L'électricité

Disponibilité du parc nucléaire français

Figure 27 : Capacité maximale et production effective du parc nucléaire français

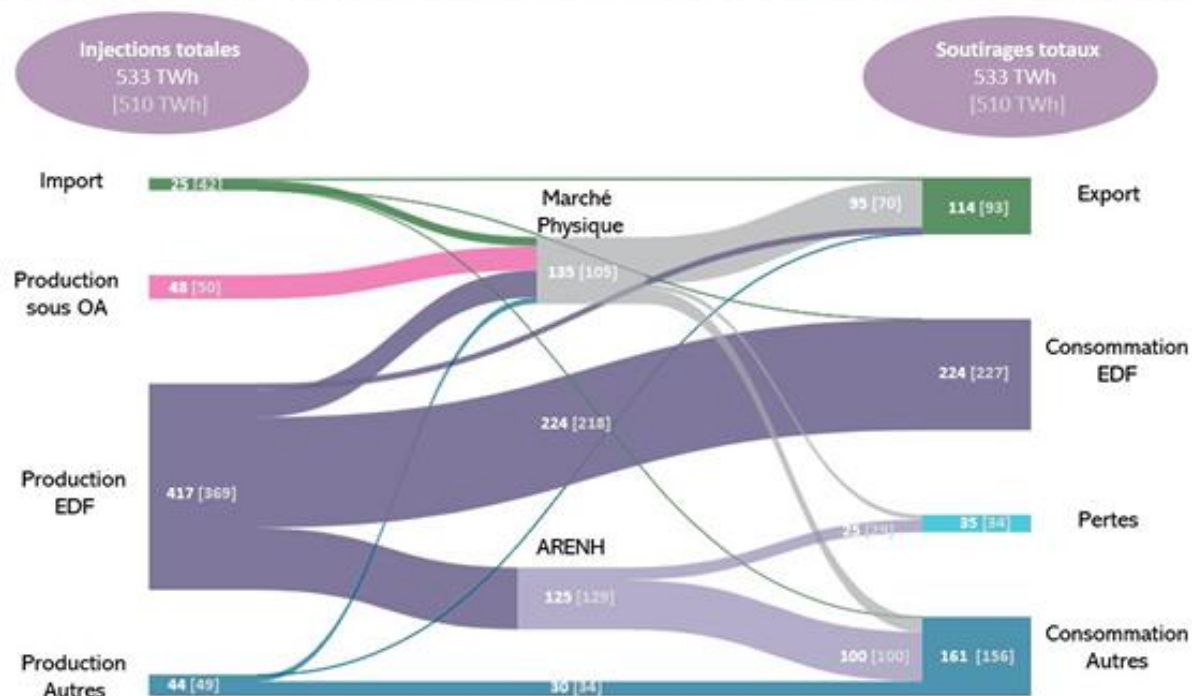


Source : RTE – Analyse : CRE

5. L'électricité

Bilan physique France

Figure 22: Bilan des injections et soutirages des responsables d'équilibre en 2024 [2023] (TWh)

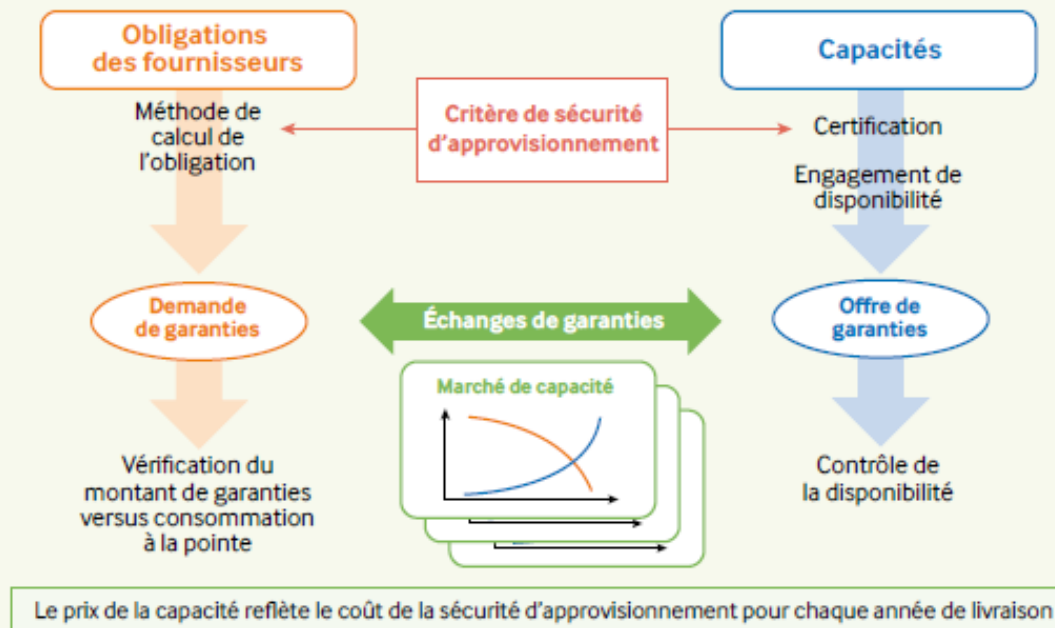


Source : RTE, Analyse : CRE

5. L'électricité

Le mécanisme de capacité et les effacements en France

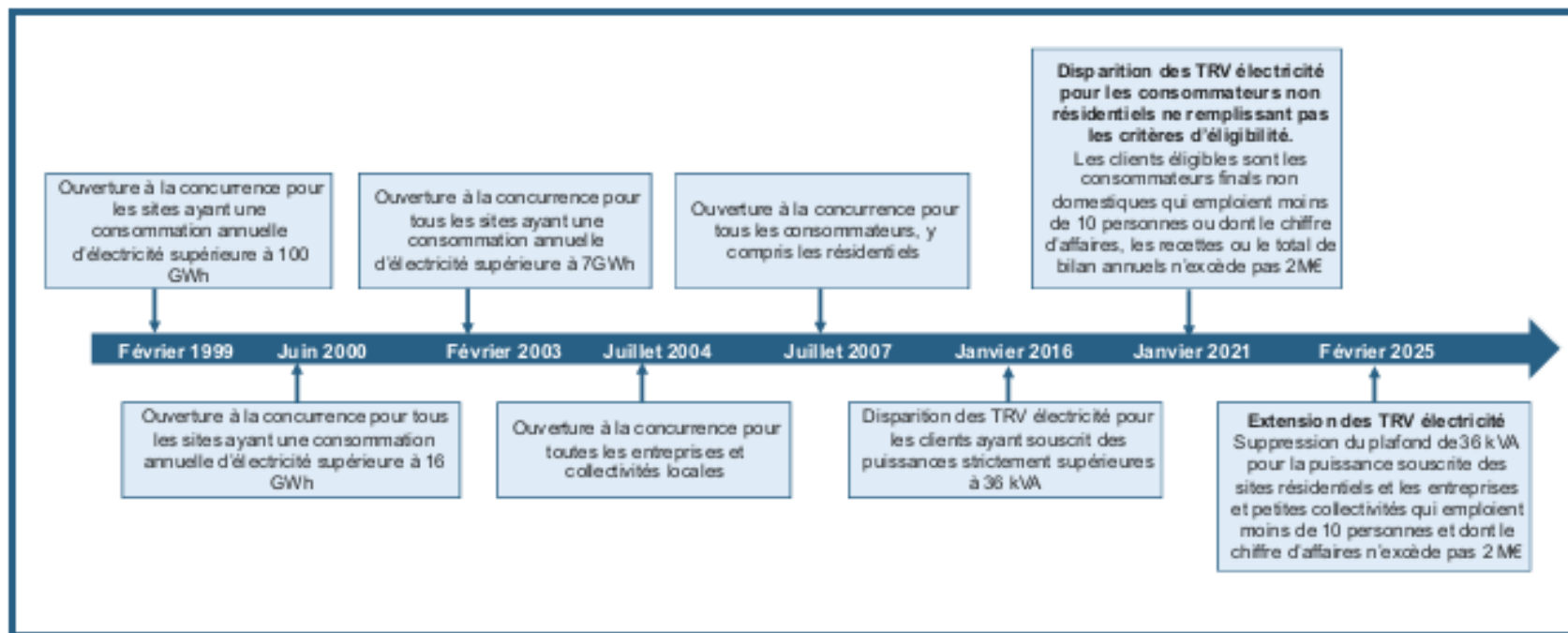
Schéma global du mécanisme de capacité



Source : CRE

5. L'électricité

L'ouverture du marché de l'électricité en France

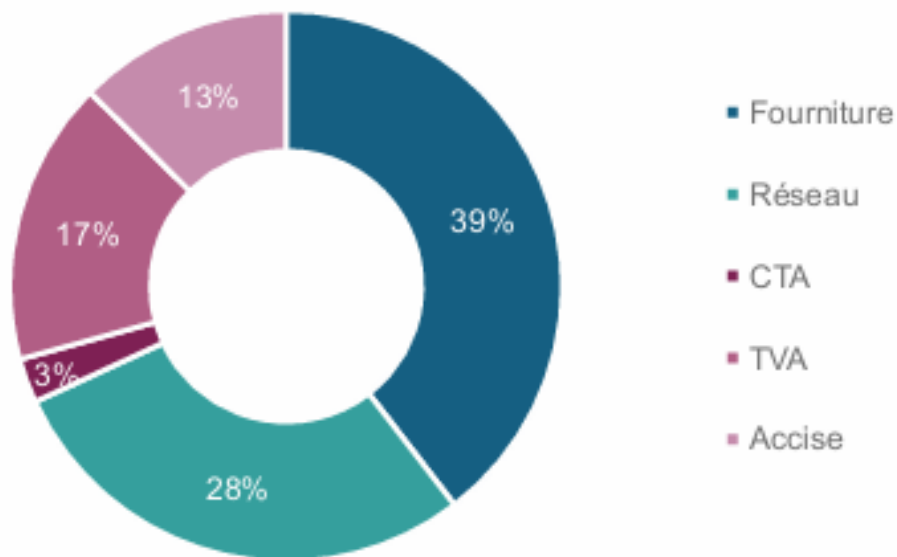


Source : CRE

5. L'électricité

Composition d'une facture

Figure 17 : Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente d'électricité pour un client résidentiel au 30 septembre 2025



Source : Analyse CRE

6. La transition énergétique

Contexte

La notion de transition énergétique émerge dans une période de l'histoire marquée par quatre grandes tendances :

1. Une croissance démographique et une urbanisation soutenue (10 Mds d'humains en 2050 dont 2/3 vivant dans les villes) couplées avec une demande énergétique toujours plus importante, en particulier dans les pays hors OCDE
2. Le développement de nouvelles technologies de l'énergie (décarbonisation, digitalisation, décentralisation)
3. Une conscience grandissante des enjeux environnementaux
4. Une mondialisation -avec ses opportunités et ses risques- qui ne résout pas de très grandes disparités géographiques (économiques, démographiques, politiques, énergétiques...)

Source : ENGIE

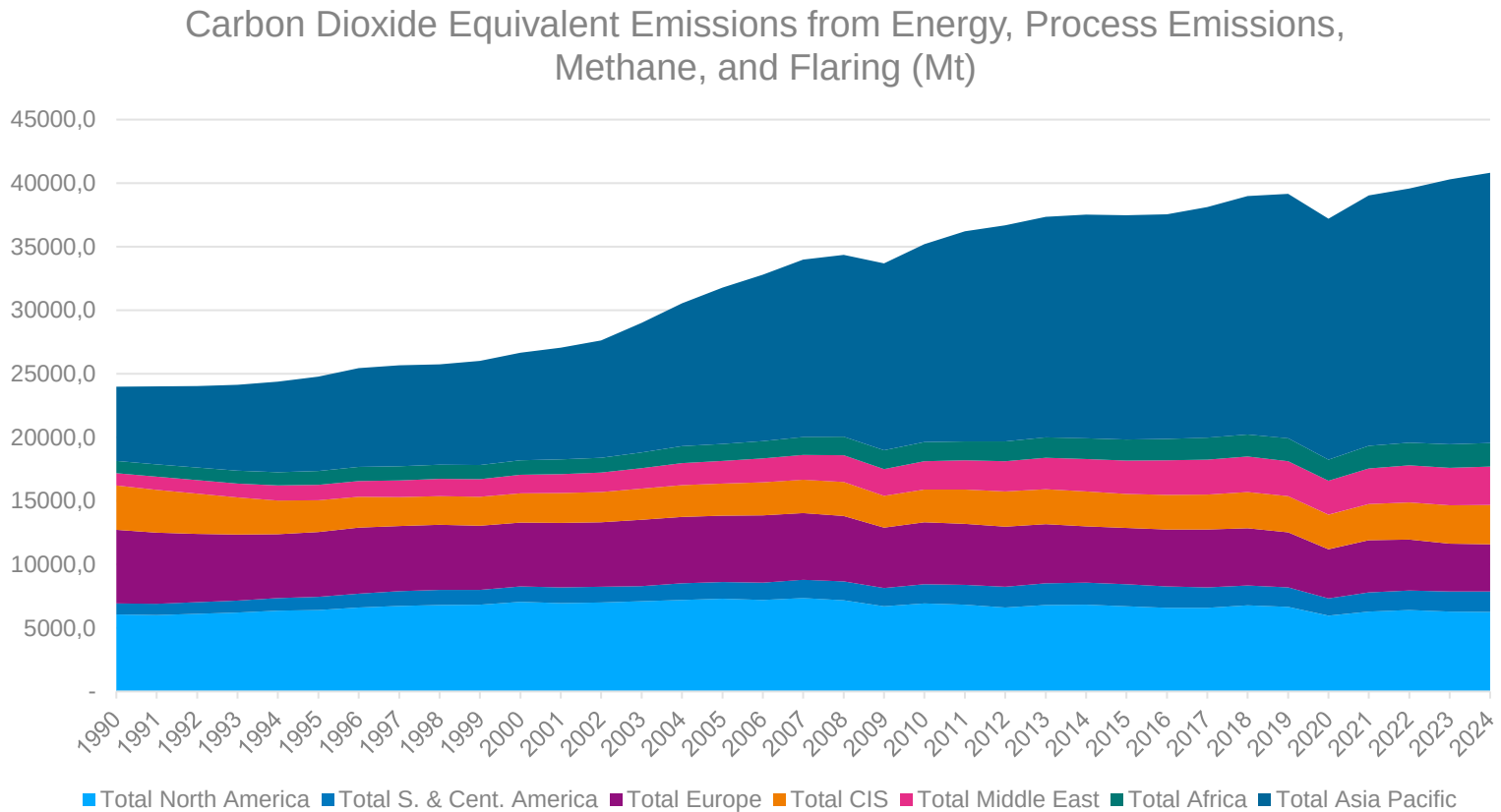
6. La transition énergétique

Cinq tendances disruptives (L'Usine Nouvelle, 24 novembre)

- *Décentralisation* : L'essor des énergies renouvelables, déjà largement compétitives, déclenche une révolution : la production d'électricité se décentralise de plus en plus.
- *Flexibilité* : La part, chaque année plus importante, de l'éolien et du solaire dans la production d'électricité requiert des outils nouveaux de flexibilité pour pallier leur intermittence.
- *Numérique* : De la connectivité généralisée au big data en passant par les algorithmes d'optimisation, la révolution numérique permet de piloter un système électrique plus complexe.
- *Stockage* : Disruption majeure dans un système électrique construit autour de l'impossibilité de stocker massivement l'électricité, le stockage, tiré par les batteries, avance à grands pas.
- *Consomm'acteur* : Dans l'énergie, ce n'est pas un vain mot. Le consommateur peut agir par sa production solaire et le pilotage de sa consommation pour fournir des services au réseau.

6. La transition énergétique

Emissions par régions



Source : Energy Institute

6. La transition énergétique

Prix des crédits d'émissions en Europe



Source : EMBER

6. La transition énergétique

Prix des crédits d'émissions – focus court terme

Figure 51 : Evolution du prix du quota de CO₂



Source : Argus

6. La transition énergétique

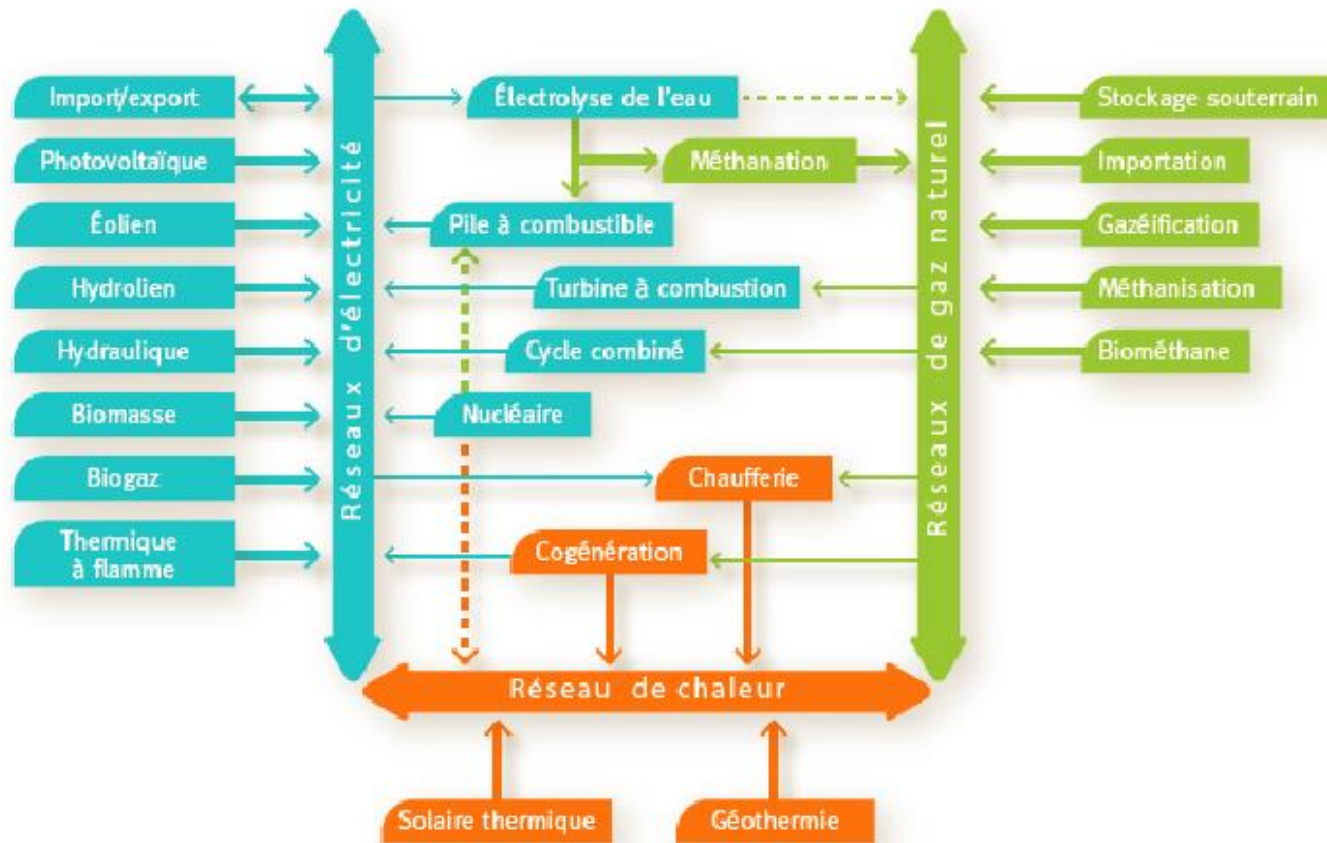
L'avenir des réseaux

Les réseaux de distribution vont également être impactés par

- Le déploiement des compteurs intelligents (Gazpar et Linky)
- Le développement des smart grids
- La voiture électrique
- Le développement de l'industrie de l'hydrogène

6. La transition énergétique

Vers une synergie entre les réseaux d'énergie ?



Source : CRE



Les marchés de gros de l'énergie

Introduction

- Typologie des risques de marché
- Les produits échangés sur les marchés de gros et leur structuration
 - Produits à terme
 - Swaps
 - Marché spot
- Notion de volatilité
- Les produits dérivés et leur valorisation
- Notion de couverture
- Mesures et cadres de risque

Typologie des risques de marché

Les risques encourus par les acteurs des marchés des énergies peuvent se classer en trois catégories :

- Le risque Prix
- Le risque Volume
- Le risque Structurel

Typologie des risques de marché : le risque prix

- Le risque prix résulte de l'évolution incertaine des conditions de marché:
 - prix et différentiels de prix
 - volatilités et corrélations
 - liquidité
- C'est un risque probabilisable : des modèles de prix sont disponibles pour mesurer statistiquement son impact financier.
- Des stratégies de gestion fondées sur les instruments de marché standards (contrats à terme, swaps, produits dérivés) ou faisant intervenir des actifs physiques existent pour gérer ce type de risque.

Typologie des risques de marché : le risque volume

- Le risque volume résulte de l'évolution incertaines :
 - Des conditions climatiques (température, précipitations, ensoleillement),
 - Des aléas de demande non climatiques,
 - Du taux de défaillance des actifs de production et de transport.
- C'est également un risque probabilisable : des modèles climatiques et de défaillances industrielles sont disponibles pour en mesurer statistiquement l'impact financier.
- Mais il n'existe pas de stratégie ni d'instrument de gestion standard pour cette famille (hors recours marginal à des produits dérivés climatiques).

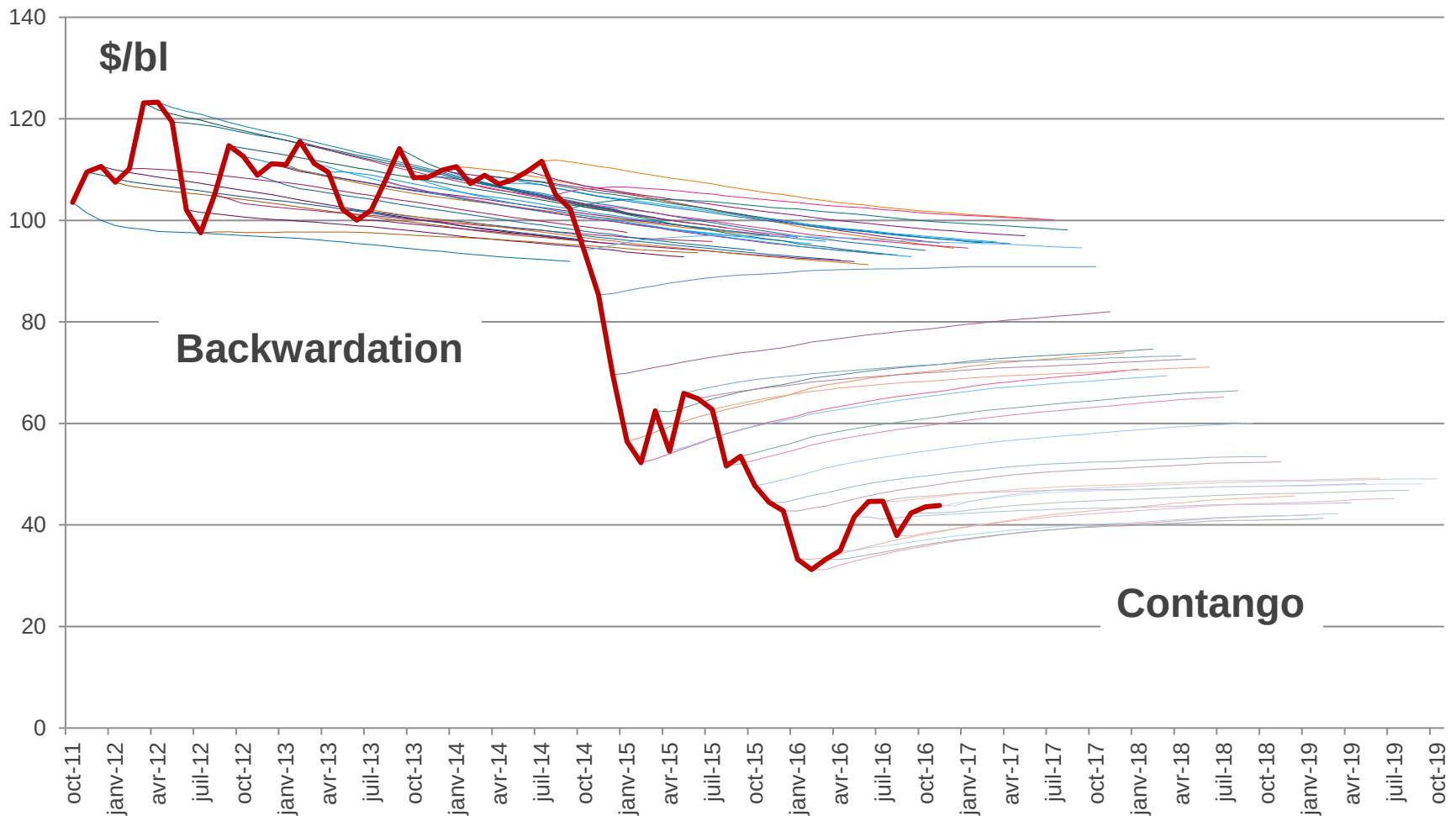
Typologie des risques de marché : le risque structurel

- Le risque structurel regroupe :
 - Les risques réglementaires,
 - Les risques géopolitiques,
 - ...
- De manière plus générale, tous les risques non probabilisables qui peuvent impacter quantitativement l'offre ou la demande d'énergie.
- A fortiori, il n'existe pas non plus de stratégie de gestion standard de cette famille de risques, hors une stratégie générale de diversification du portefeuille.

Marchés à terme

- Un contrat à terme permet à son détenteur d'acheter pour un prix convenu à l'avance un volume donné de sous-jacent. Il n'y a pas de flux échangé lors de la transaction. Le règlement se fait à une date donnée, après la livraison.
- On parle de contrat *future* si la transaction se fait via un marché organisé, avec une chambre de compensation, de contrat *forward* sinon.

Déformation de la courbe à terme : l'exemple du pétrole



Les swaps (1/5)

- Un **swap** est un contrat entre 2 contreparties qui conviennent du prix et du volume d'un sous-jacent pour une période déterminée, et permet donc de couvrir le risque lié à un flux de paiement. Un swap portant sur une seule date n'est rien d'autre qu'un forward.
- Considérons l'exemple d'un industriel souhaitant acheter 100 000 barils de brut chaque année, sur les deux prochaines années.
 - Les prix à terme sur les deux prochaines années YA1 et YA2 sont respectivement 45 \$/bl et 50 \$/bl.
 - Les taux zéro-coupons sur les deux années à venir sont respectivement de 5% et 5,5%.

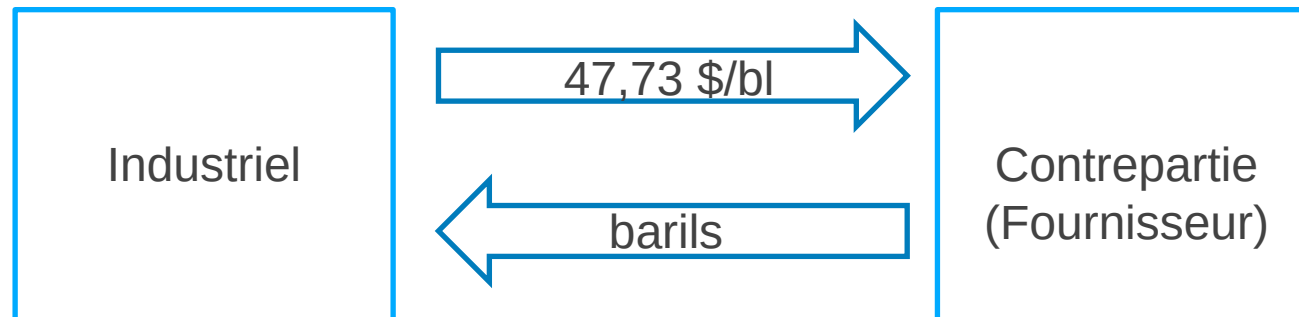
Les swaps (2/5)

- Pour se prémunir contre le risque d'évolution du prix du baril, l'industriel peut entrer dans une position longue sur deux forwards de maturités YA1 et YA2 pour un volume de 100 000 bl.
- La valeur actualisée du baril est de $100000\left(\frac{45}{1,05} + \frac{50}{1,055^2}\right) = 8\,778\,000\$$.
- L'entreprise peut donc conclure, pour ce prix, un tel contrat avec une contrepartie qui s'engagera à livrer le nombre voulu de barils.
- Dans le cas d'un *prepaid swap*, le montant financier est échangé aujourd'hui et l'industriel prend donc un risque de contrepartie liée à l'éventuel non livraison des barils dans le futur.

Les swaps (3/5)

- Pour se prémunir contre ce risque de contrepartie, une solution consiste à étaler les paiements, par exemple en versant le même montant x chaque année au fournisseur.
- Ce montant x doit vérifier $\frac{x}{1,05} + \frac{x}{1,055^2} = 87,78 \text{ \$/bl}$, soit $x = 47,73 \text{ \$/bl}$.

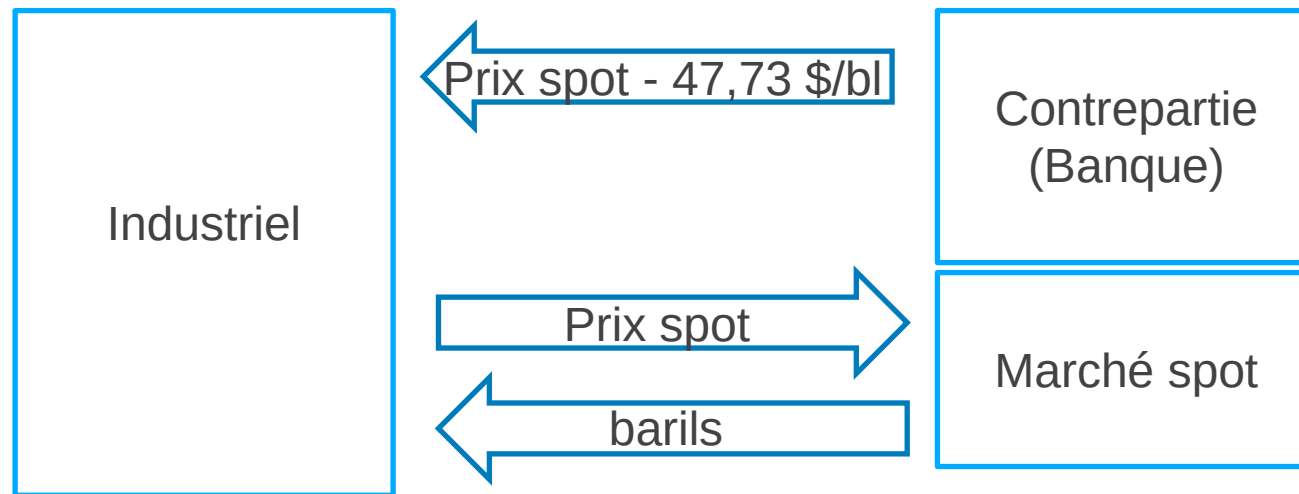
Flux d'un swap avec règlement physique :



Les swaps (4/5)

- La contrepartie n'est pas nécessairement le fournisseur. Si l'entreprise achète elle-même les barils sur le marché spot, elle peut solliciter une contrepartie financière à laquelle elle transfère le risque prix par un mécanisme de swap.

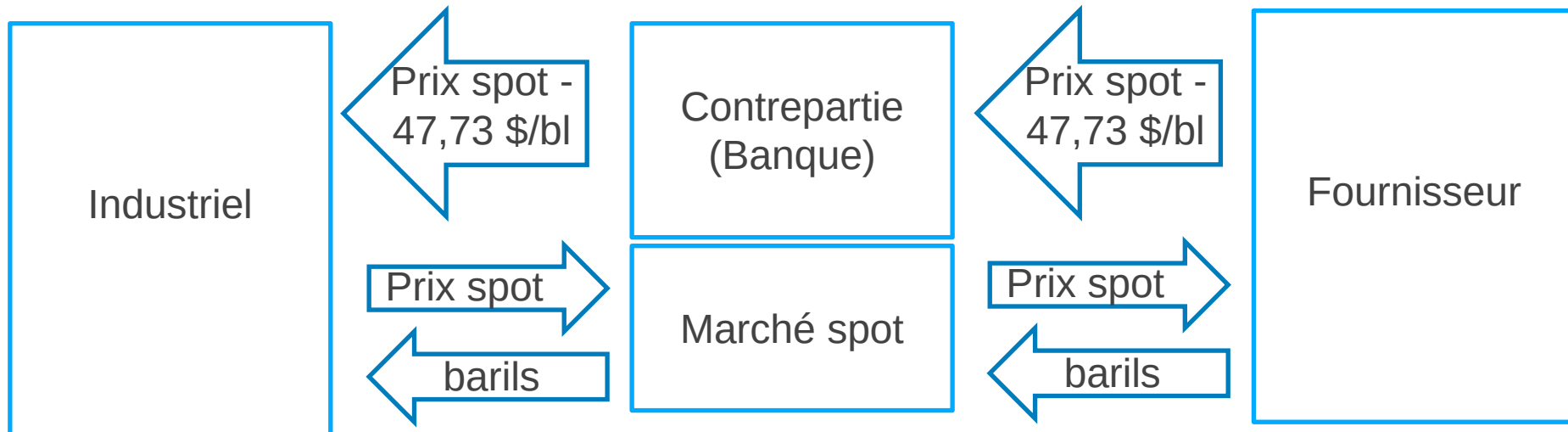
Flux d'un swap avec règlement financier :



Les swaps (5/5)

- La contrepartie peut également intervenir en tant qu'intermédiaire entre l'industriel et le fournisseur.

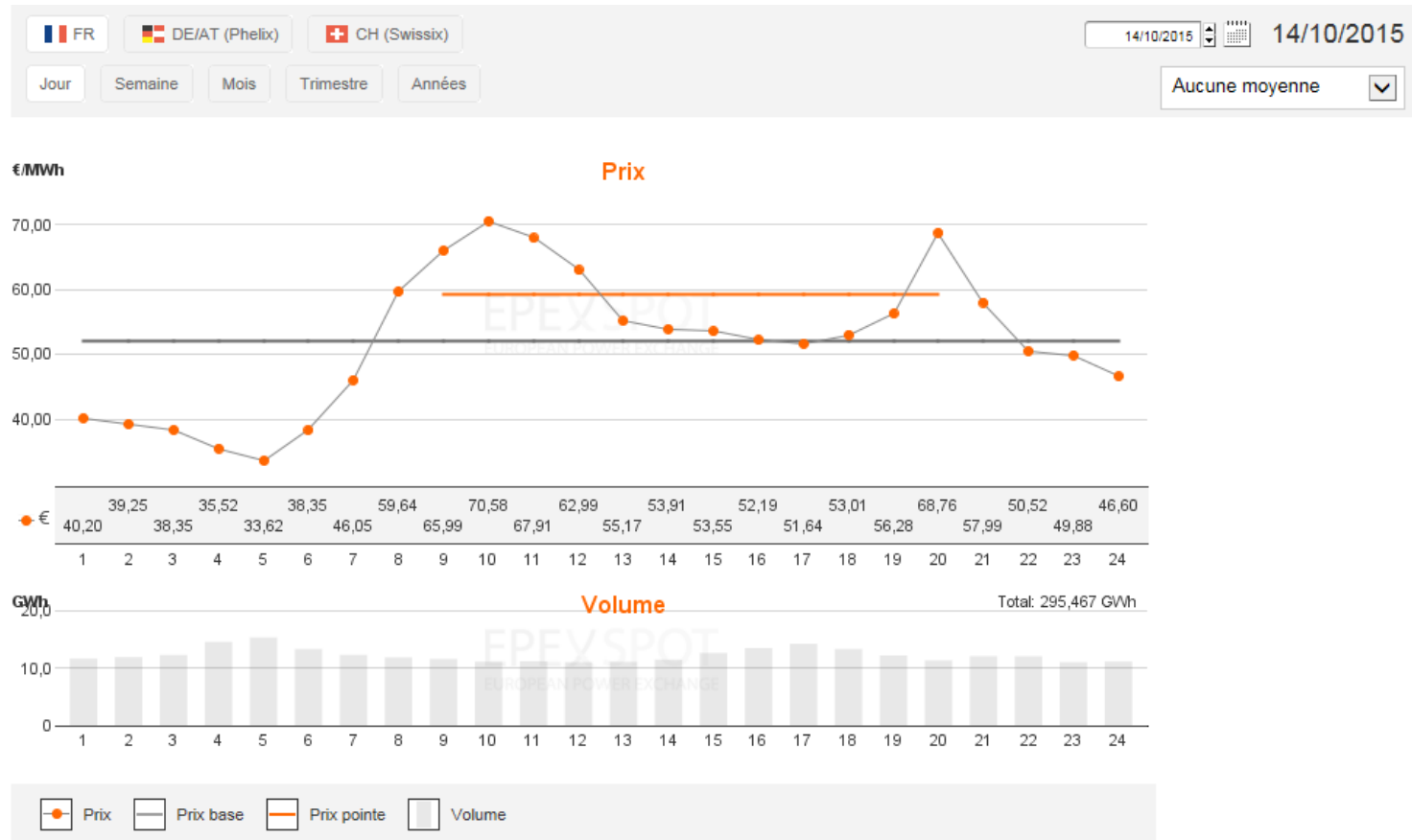
Flux d'une transaction *back-to-back* :



Marchés spot

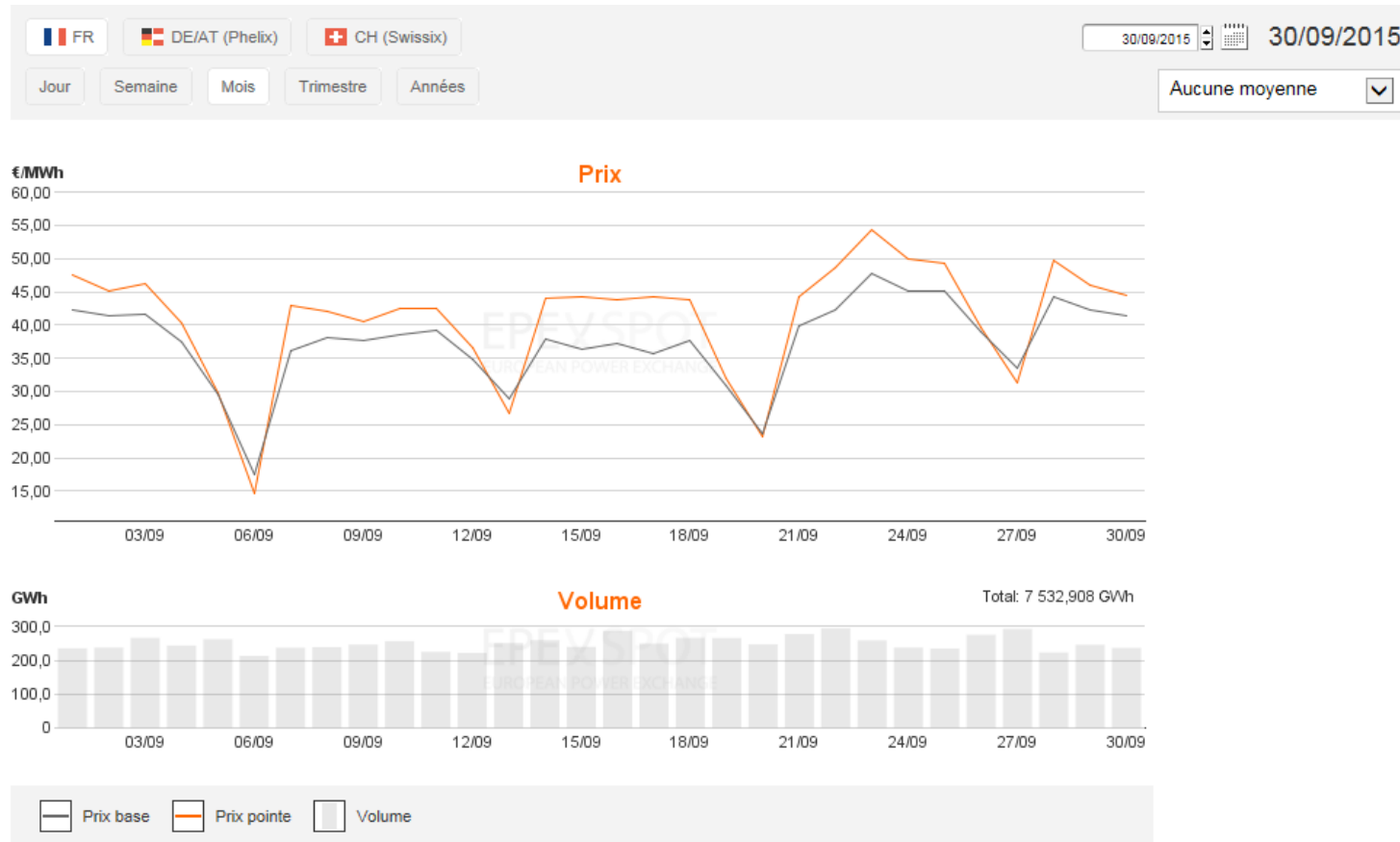
- De manière générale, le spot pourrait être défini comme le prix à terme de plus petite maturité.
- Une approximation qui a du sens pour des marchés très financiarisés comme celui du pétrole (*month-ahead*).
- Sur les marchés du gaz et de l'électricité, les contraintes physiques conduisent le plus souvent à considérer le marché spot comme distinct de celui des marchés à terme.

Le marché spot : exemple de l'électricité



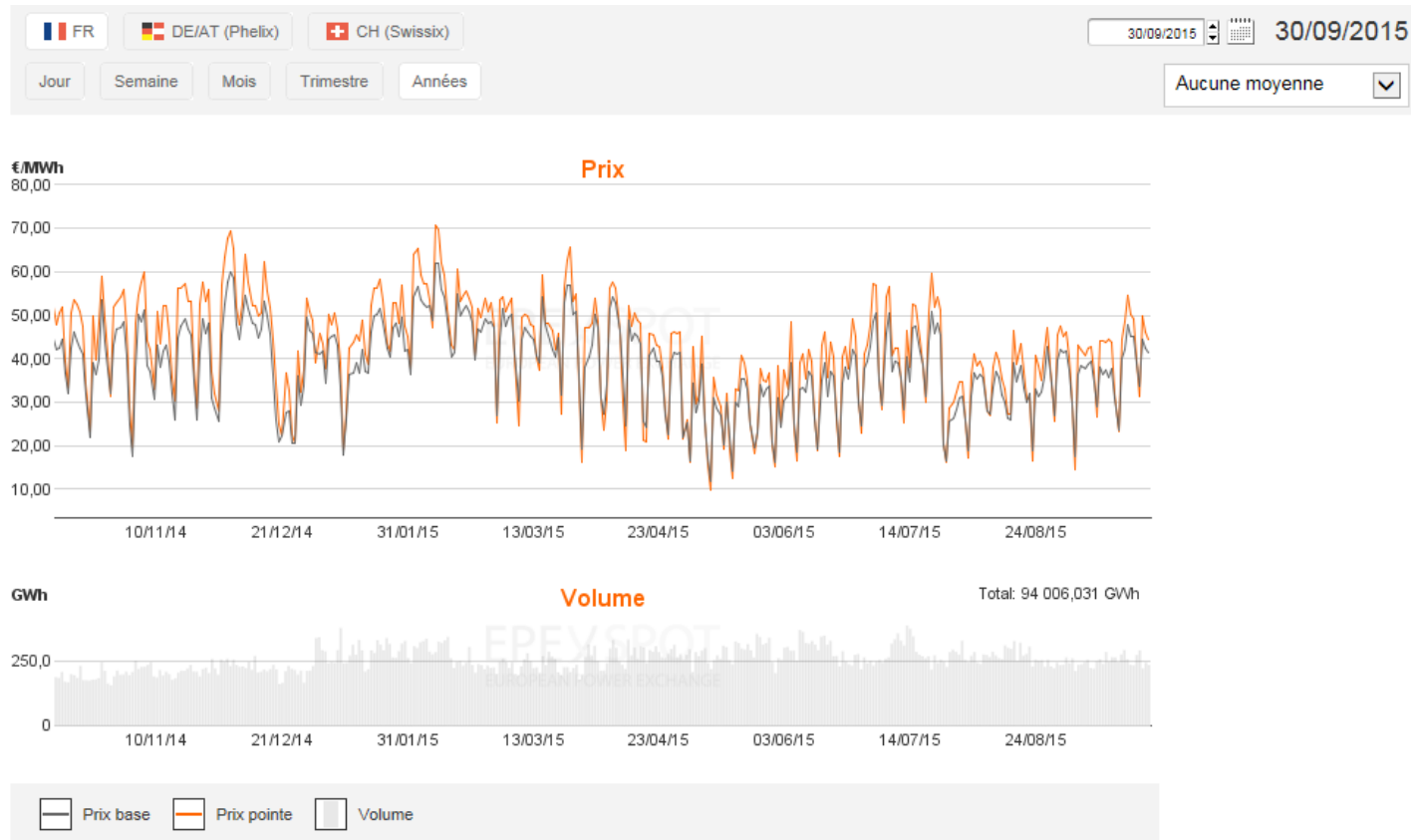
Source : EPEX

Le marché spot : exemple de l'électricité



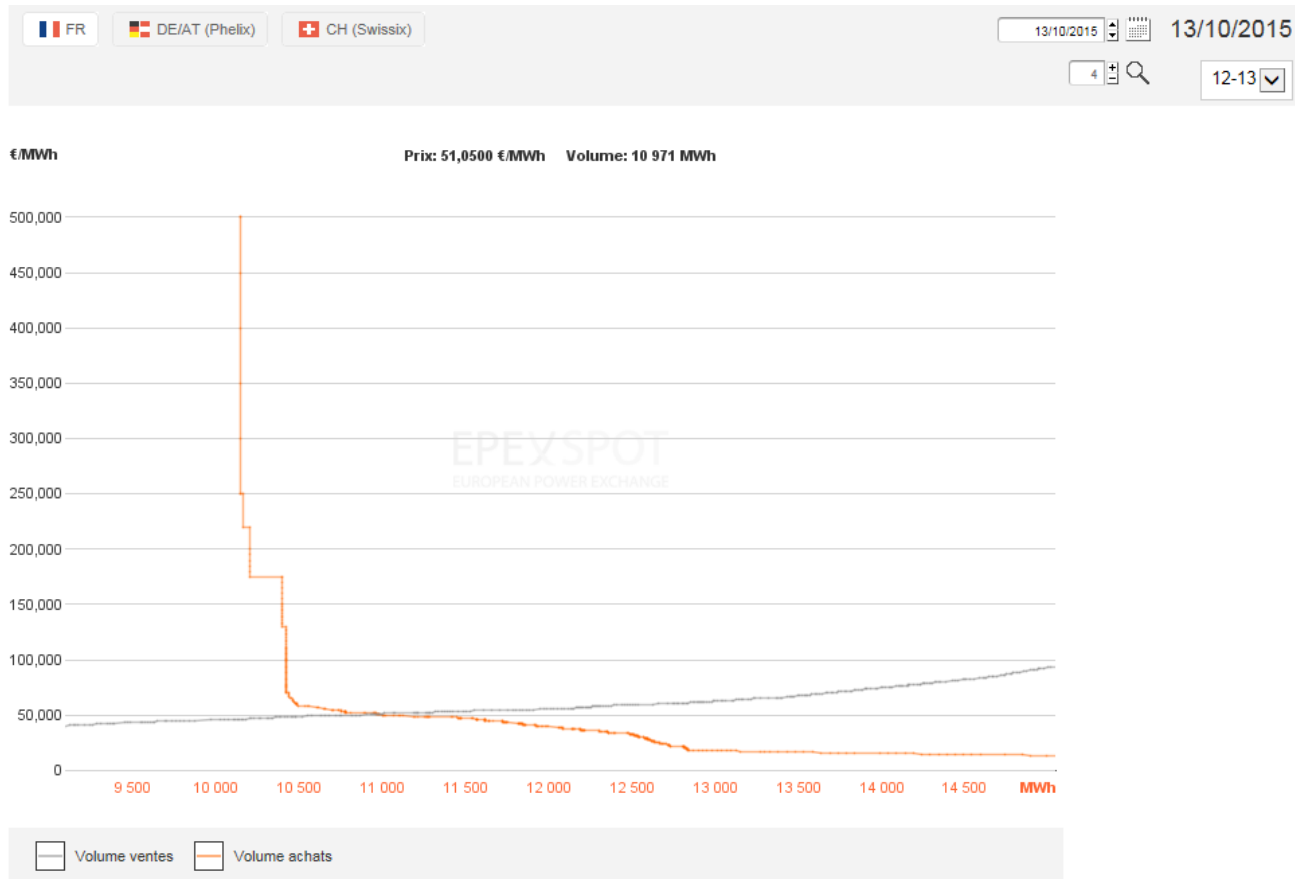
Source : EPEX

Le marché spot : exemple de l'électricité



Source : EPEX

Le marché spot : exemple de l'électricité



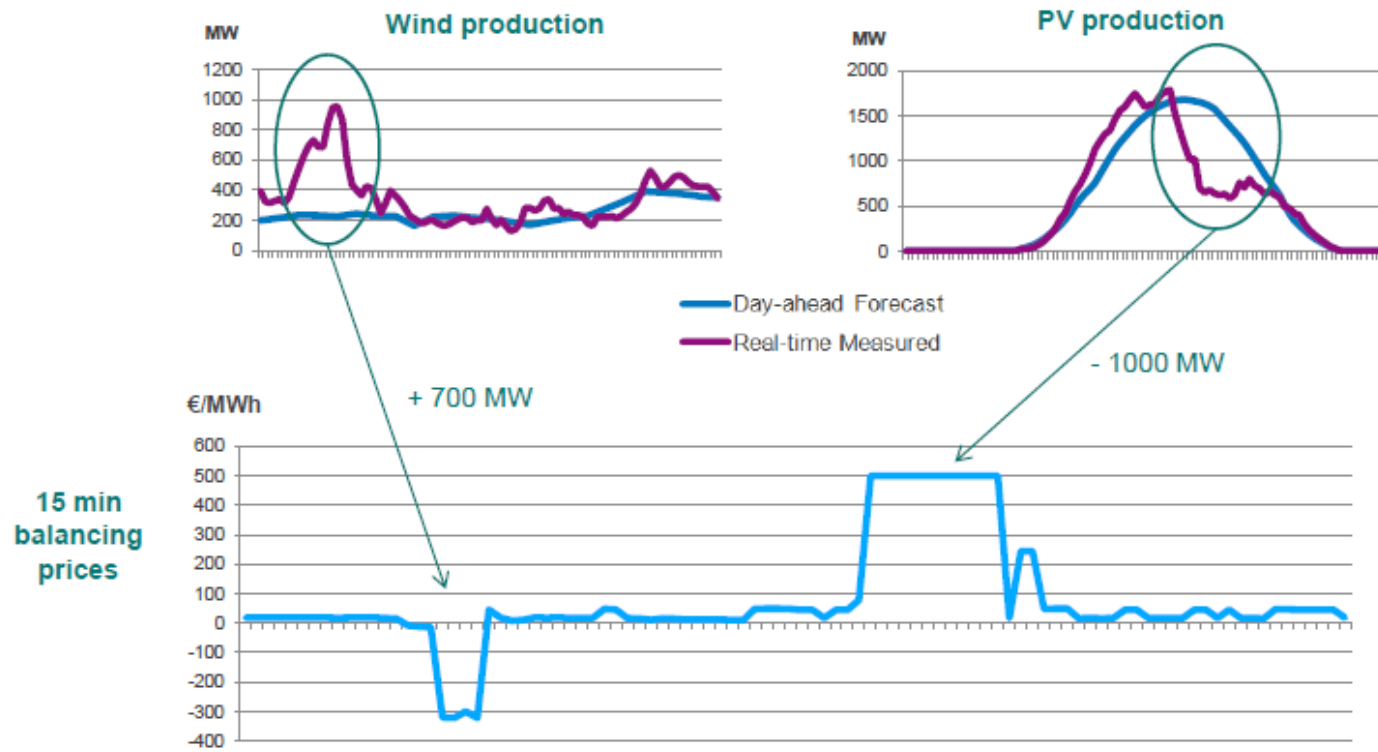
Source : EPEX

Caractéristiques de la dynamique des prix

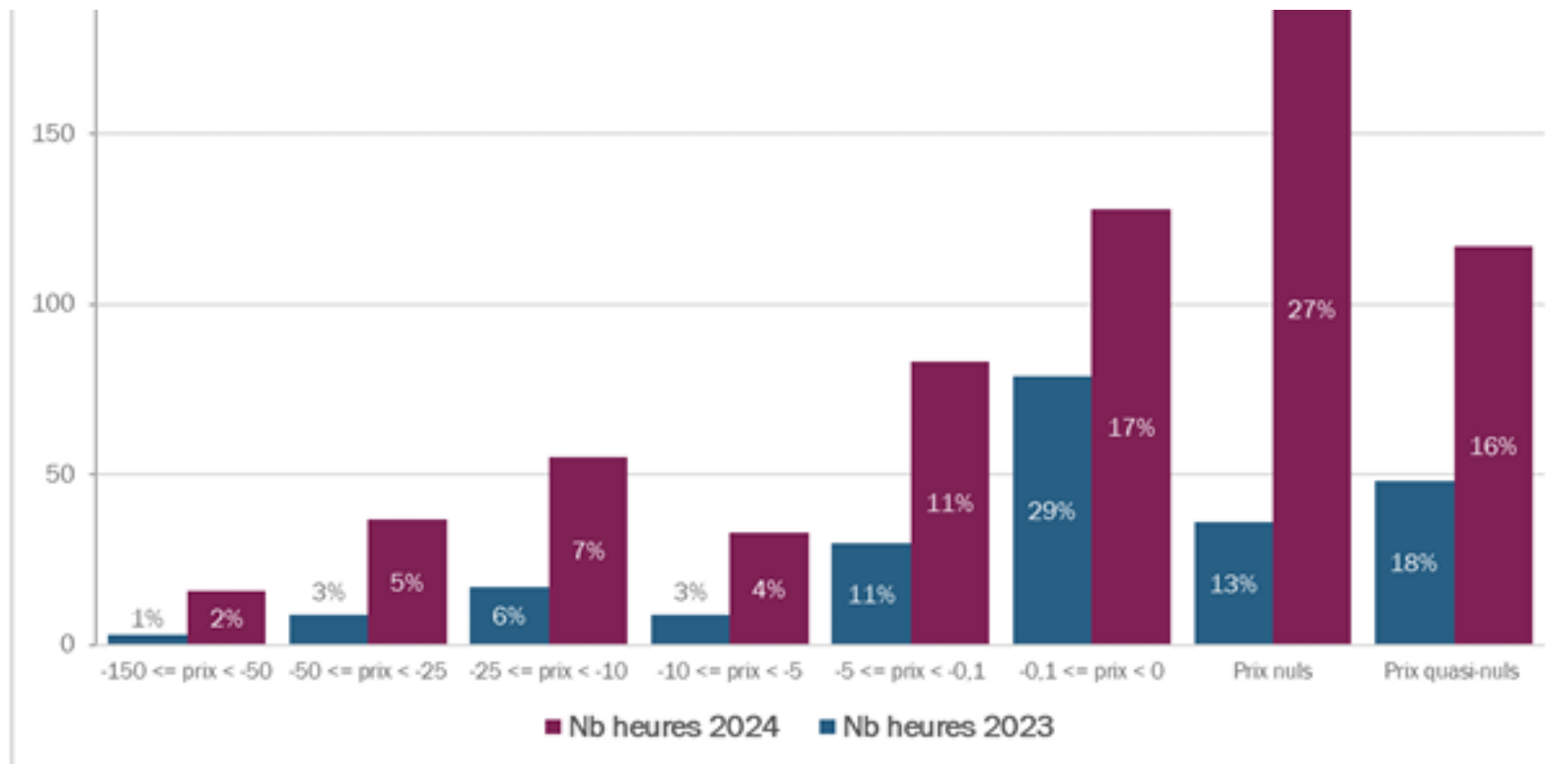
- La dynamique des prix des matières premières se caractérise par des phénomènes de stationnarité et de saisonnalité, à des granularités différentes suivant les énergies, autant sur les niveaux que sur la volatilité.
- La prise en compte de ces phénomènes est importante en termes de
 - Prévision du fonctionnement des actifs,
 - Gestion et valorisation des portefeuilles,
 - Mesures des risques opérationnels et financiers.
- Ceci requière en général différents modèles, spécifiques aux différentes applications. Des modèles qui peuvent éventuellement prendre en compte des données climatiques.

Un exemple de l'impact de la météorologie sur la formation des prix de l'électricité

- An example for Tuesday 10/06/2014 in Belgium to see how RES is impacting the **balancing prices**



Exemple du marché français day-ahead



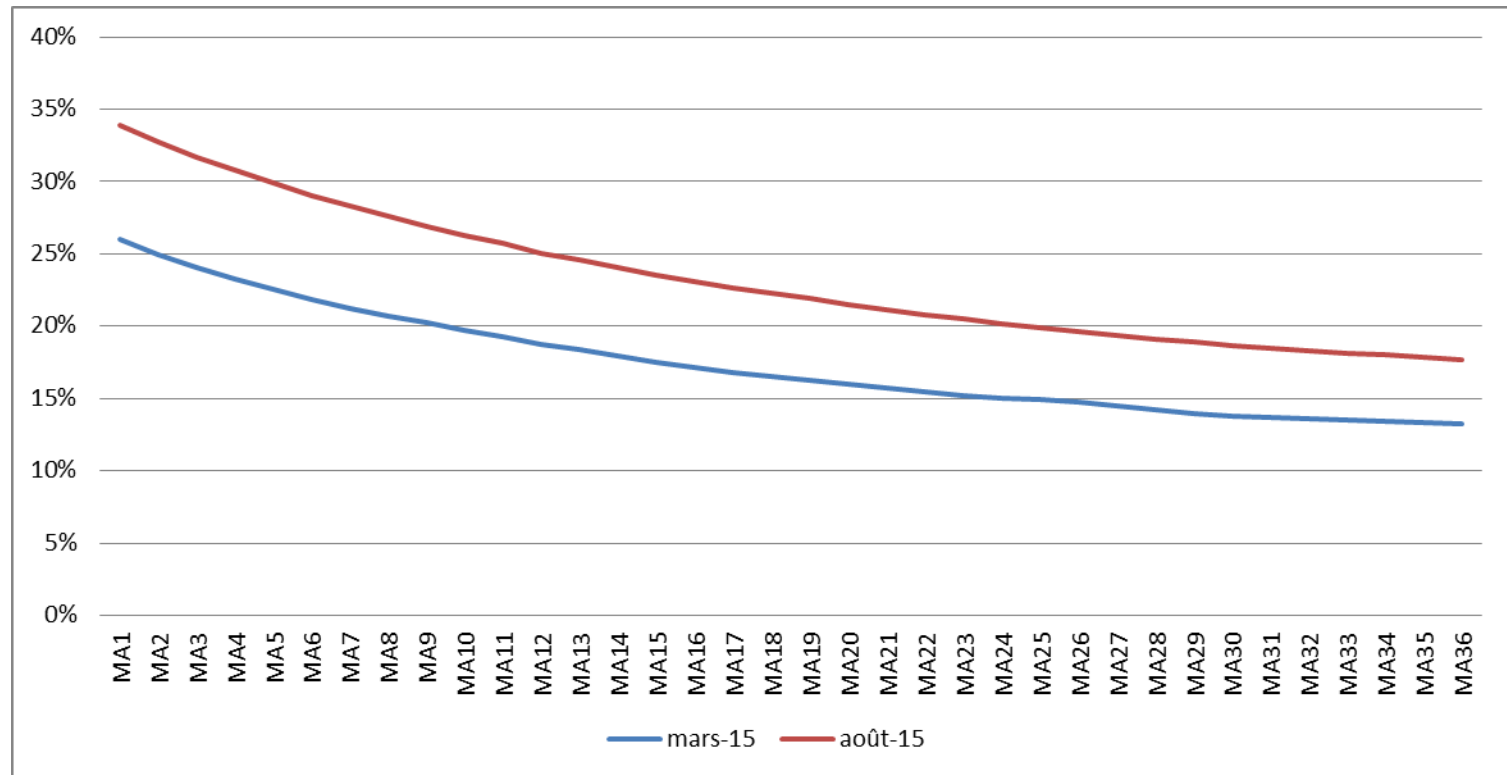
Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Notion de volatilité

Le terme de volatilité recouvre plusieurs concepts et peut désigner

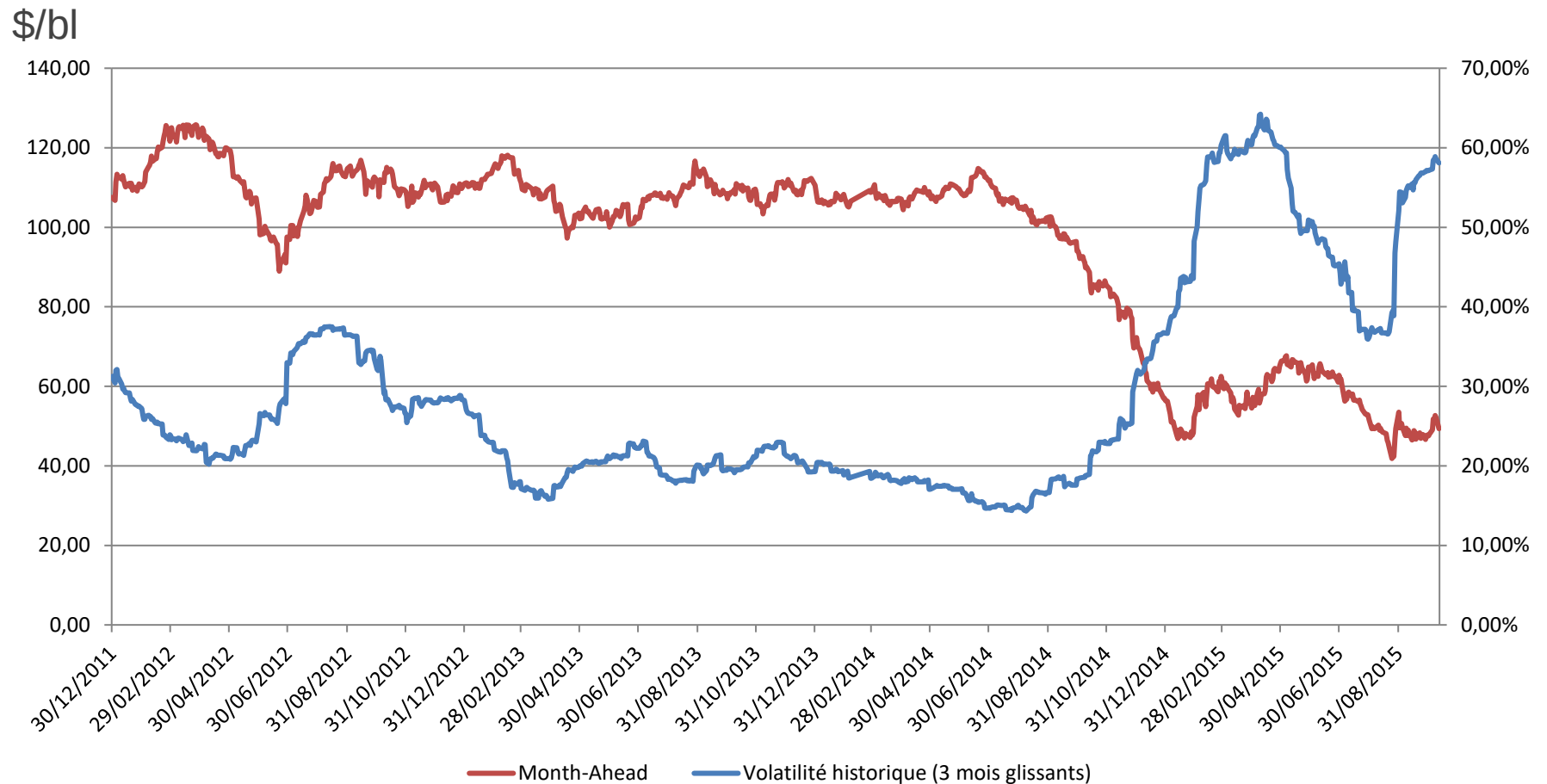
- la mesure de l'incertitude sur un projet d'investissement,
- un indicateur des variations historiques d'un indice de marché (volatilité historique),
- le paramètre qui détermine la valeur d'une option (volatilité implicite).

Structure de volatilité et effet Samuelson



La volatilité des prix forwards des matières premières (ci-dessus le Dated Brent) décroît quand la maturité augmente.

Evolution de la volatilité historique du Brent MA



Notion de produit dérivé : options d'achat et de vente

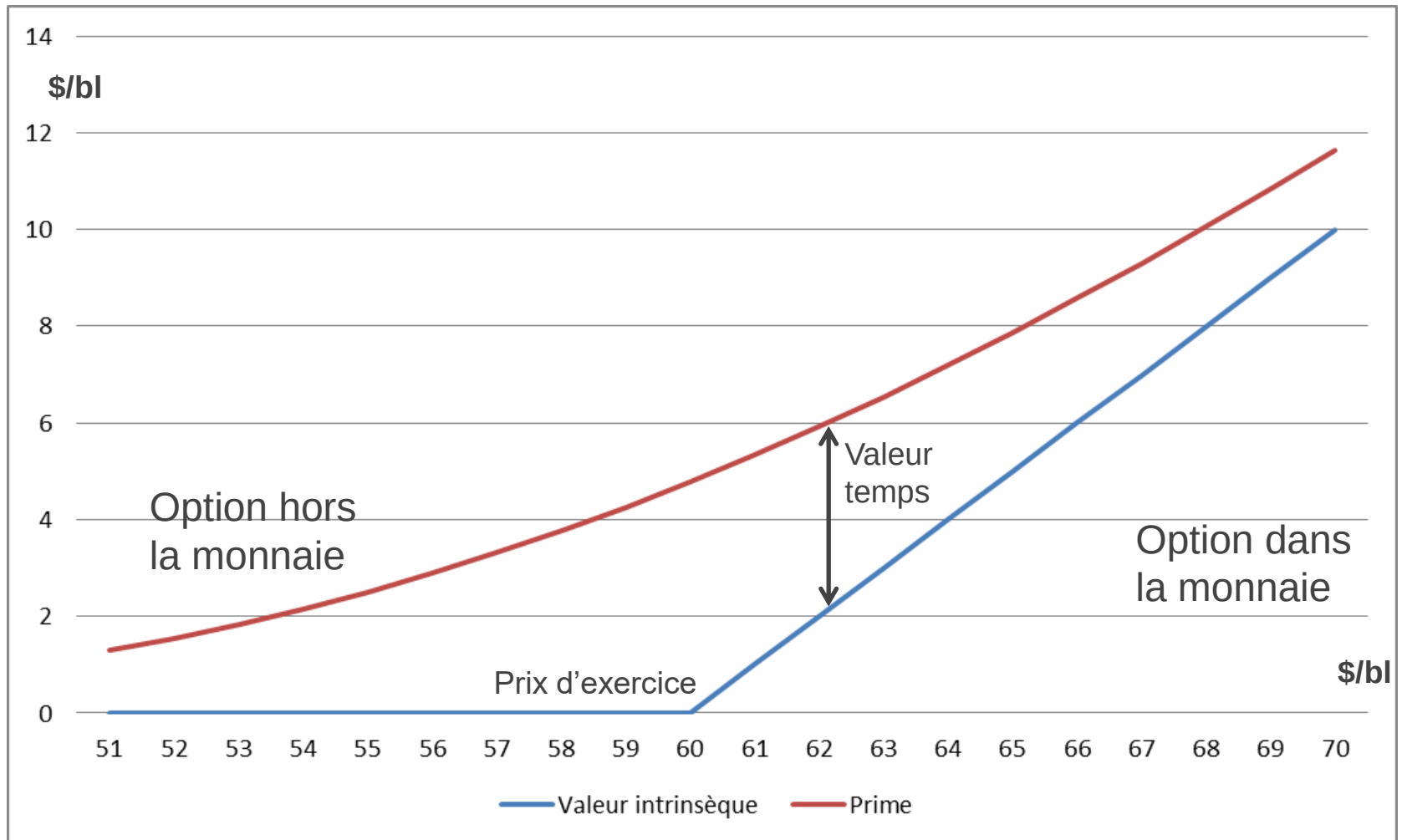
- Dans sa forme la plus simple, une option est un contrat entre deux contreparties par lequel l'une accorde à l'autre le droit (mais non l'obligation) de lui acheter (**option d'achat**) ou de lui vendre (**option de vente**) un volume donné de sous-jacent, moyennant le versement d'une prime. L'achat (ou la vente) de cet actif se fera à un prix déterminé à l'avance (prix d'exercice), durant une période (période d'exercice pour les options dites "américaines") ou à une date précise (date d'exercice, ou maturité, pour les options dites "européennes").
- Des options beaucoup plus complexes (asiatiques, barrières, lookback...) peuvent être élaborées pour répondre à des risques spécifiques.

Valeur intrinsèque et valeur temps (1/2)

La valeur (prime) d'une option peut être décomposée en

- sa **valeur intrinsèque**, qui correspond aux flux financiers qui seraient dégagés par le détenteur de l'option s'il l'exerçait aujourd'hui. Si cette valeur est positive, l'option est dite ***dans la monnaie***; si cette valeur est nulle, l'option est dite ***hors la monnaie***.
- sa **valeur temps**, qui représente la possibilité de voir la valeur intrinsèque croître d'ici l'exercice.

Valeur intrinsèque et valeur temps (2/2)



Notion d'absence d'opportunité d'arbitrage et valorisation des produits dérivés

- On parle d'absence d'opportunité d'arbitrage (AOA) quand il n'existe pas de stratégie qui assure un revenu non nul sans investissement initial.
- Cette hypothèse est fondamentale dans la théorie de valorisation des produits dérivés puisqu'elle permet de déterminer un prix unique pour une option donnée et d'identifier une stratégie de couverture qui en réplique la valeur.
- En pratique, elle est souvent difficile à vérifier sur les marchés des énergies, voire clairement infondée sur les marchés spot.

Les options d'échange (1/2)

Une option d'échange est une option d'achat ou de vente qui porte sur le différentiel (*spread*) de prix entre deux sous-jacents. Il peut s'agir

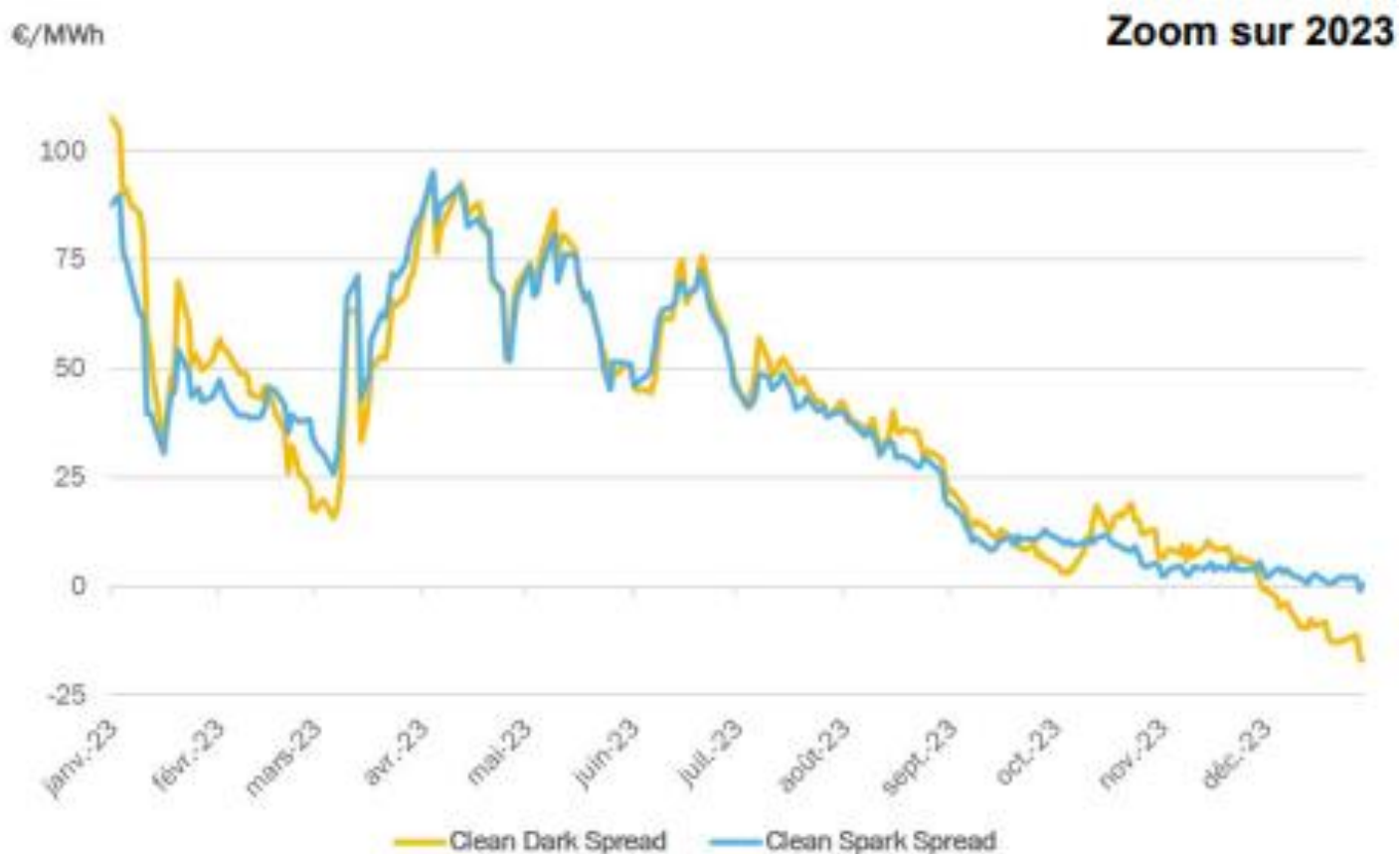
- D'un spread géographique (*locational spread*) : différentiel de prix entre deux cotations d'une même énergie sur deux places de marchés différentes,
- D'un spread temporel (*time spread*) : différentiel de prix entre deux cotations d'une même énergie, sur une même place de marché, mais à deux dates distinctes
- D'un spread inter-indices (*cross-commodities spread*) : différentiel de prix entre différentes énergies

Les options d'échange (2/2)

Les options d'échange se rencontrent fréquemment dans le domaine de l'énergie car elles sont étroitement liées à la modélisation financière des actifs physiques :

- Les capacités de transport peuvent se voir comme des options sur spread géographique,
- Les stockages (stockages souterrains de gaz naturel mais aussi *pump storages*) peuvent se voir comme des paniers d'options sur spread temporel,
- Les options inter-énergies peuvent permettre de modéliser les raffineries (*crack spread*), les actifs thermiques de production d'électricité (*spark spread*, *dark spread*), les contrats d'approvisionnement...

Clean Spark Spread et Clean Dark Spread Y+1 France en 2023



Source : Argus – Analyse : CRE

Notion de stratégie de couverture

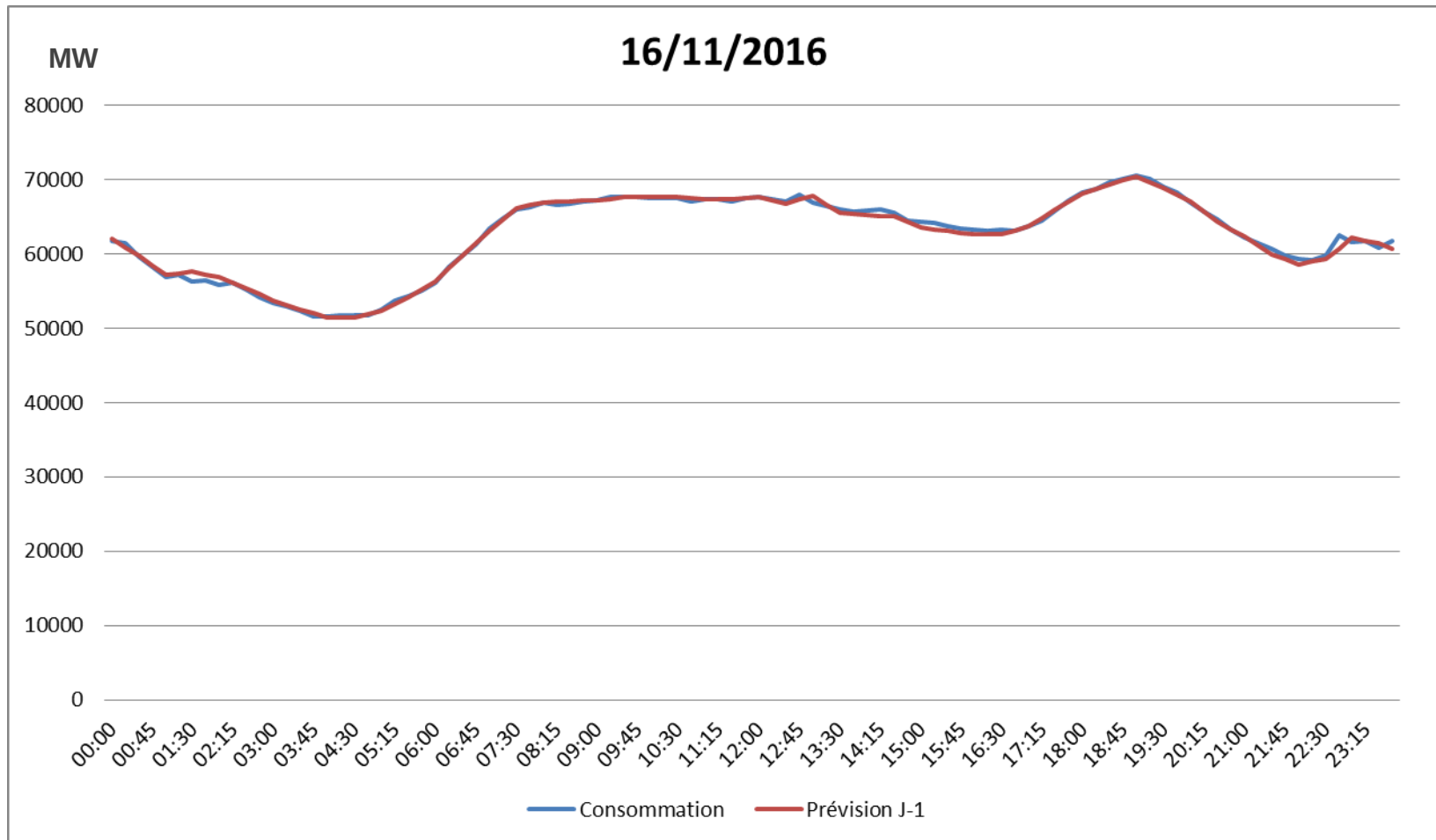
De manière générale, étant donné un portefeuille d'actifs (physiques et/ou financiers), la notion de stratégie de couverture recouvre

- toutes les décisions d'achats et de ventes d'actifs (le plus souvent financiers)
- ainsi que le choix d'exercer ou non les options détenues (qu'elles soient physiques ou financières)

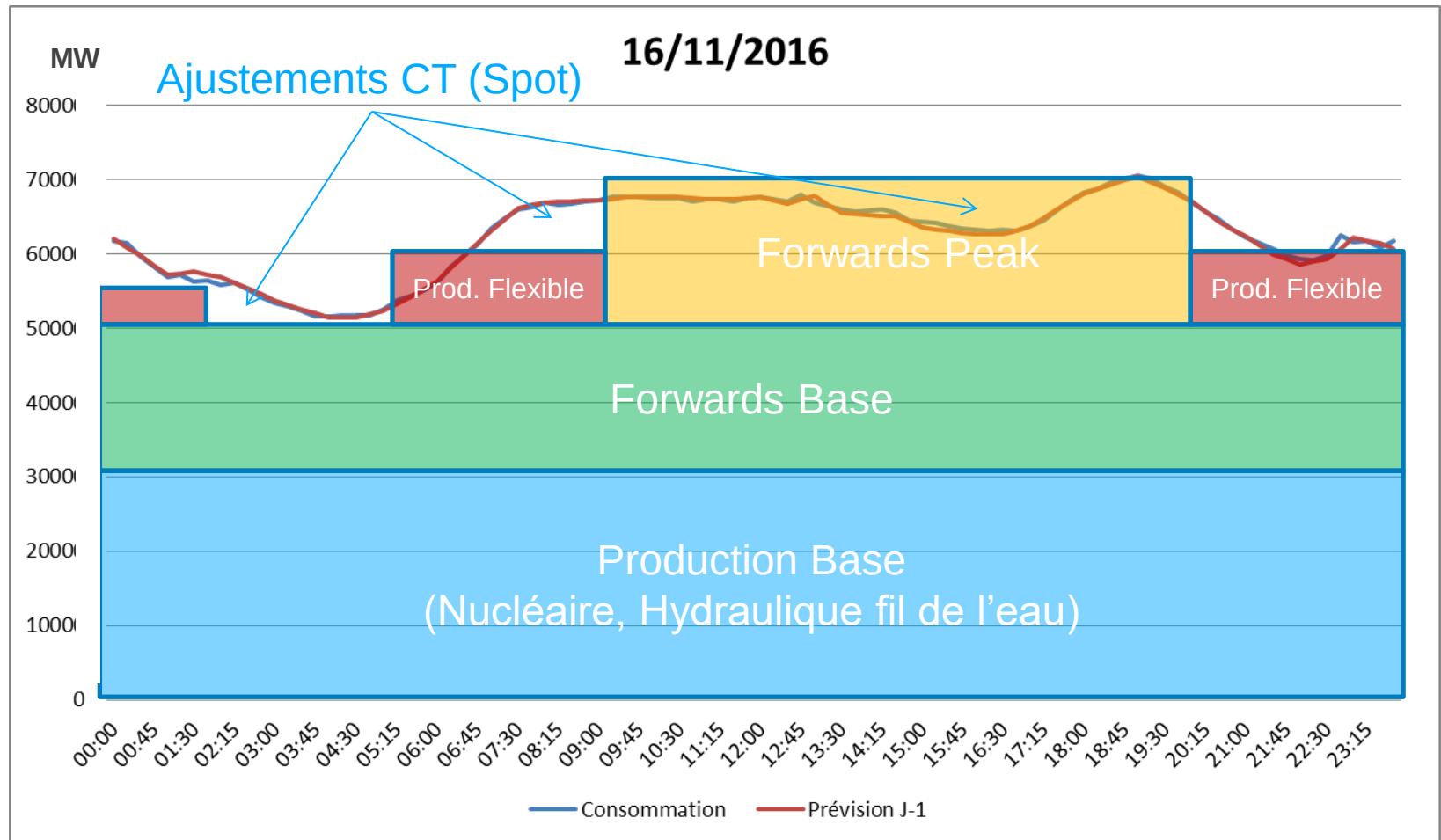
effectués dans le but de réduire l'incertitude autour de la valeur dudit portefeuille.

Et ce sans accroître le risque volume...

Couverture d'une position linéaire : l'exemple d'une courbe de charge (1/2)



Couverture d'une position linéaire : l'exemple d'une courbe de charge (2/2)



Couverture d'une position optionnelle : l'exemple d'un actif thermique de production d'électricité

- Autre exemple : sécuriser les revenus liés à la vente sur le marché de la production d'un actif flexible (CCGT)
- Plusieurs stratégies de gestion sont envisageables :
 1. Déléguer la gestion de l'actif à une contrepartie via un contrat de tolling (vente d'un call sur Clean Spark Spread)
 2. Ne rien couvrir et vendre toute la production sur le marché spot
 3. Vendre à terme toute la production dès aujourd'hui (couverture statique)
 4. Etaler les ventes à terme sur une période donnée (couverture linéaire)
 5. Gérer dynamiquement le portefeuille de couverture (couverture en delta)

Mesures et cadre de risque

- Chaque stratégie de gestion induit un revenu espéré et un certain niveau de risque.
- Ce niveau de risque doit être évalué à l'aide d'une mesure convenablement choisie (Value at Risk, Earning at Risk...).
- Cette mesure permet de définir un cadre de risque spécifiant les stratégies admissibles.
- Le cadre de risque fait partie intégrante de la **politique de risque** dont doit se doter l'entreprise pour préciser les rôles des entités exposées aux risques de marché.

Valorisation des options swing



Les options swing

- Des produits dérivés classiques sur les marchés des énergies
- Options à exercices multiples comportant des contraintes de volume
- Cadre de modélisation pour les contrats d'approvisionnement, les stockages gaziers, les actifs de production d'électricité
- Principaux enjeux :
 - Pricing rapide
 - Analyse des sensibilités (notamment aux contraintes de volumes)
 - Estimation d'indicateurs de risque ($V@R$)

Les contrats Take Or Pay

- Un exemple classique d'utilisation des options swing : **les contrats d'approvisionnement en gaz**

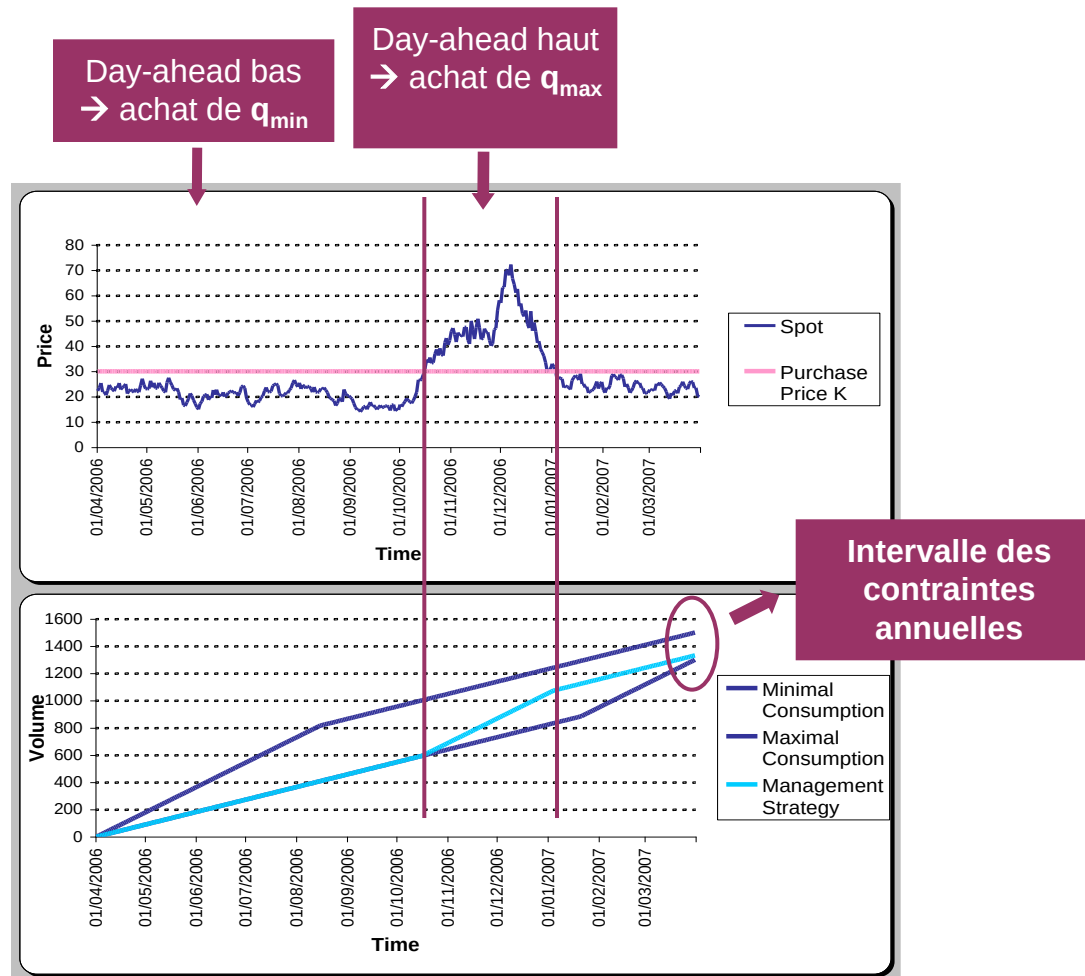
→ Le négociant s'engage à acheter périodiquement au producteur un volume de gaz compris entre deux bornes.

$$\begin{aligned} q_{\min} &\leq q_{t_k} \leq q_{\max} \\ \bar{q}_T &= \sum_{k=0}^{n-1} q_{t_k} \in [Q_{\min}, Q_{\max}] \end{aligned}$$

→ Le prix d'achat est défini par un panier de produits pétroliers.

→ En général, le volume q_t est prélevé quotidiennement $Q_{\min}$, $Q_{\max}$ sont des contraintes annuelles.

Gestion d'une option swing



Prime d'une option swing

$$P(t_k, S_{t_k}, \bar{q}_{t_k}) = \operatorname{ess\,sup}_{(q_{t_\ell})_{k \leq \ell \leq n-1} \in \mathcal{A}_{[q_{\min}, q_{\max}]}^{Q_{\min}, Q_{\max}}(k, Q)} \mathbb{E} \left(\sum_{\ell=k}^{n-1} e^{-r(t_\ell - t_k)} q_{t_\ell} (S_{t_\ell} - K) \mid S_{t_k} \right)$$

où

$$\mathcal{A}_{[q_{\min}, q_{\max}]}^{Q_{\min}, Q_{\max}}(k, Q) = \left\{ (q_{t_\ell})_{k \leq \ell \leq n-1}, q_{t_\ell} : (\Omega, \mathcal{F}_{t_\ell}, \mathbb{P}) \mapsto [q_{\min}, q_{\max}], \sum_{\ell=k}^{n-1} q_{t_\ell} \in [(Q_{\min} - Q)_+, Q_{\max} - Q] \right\}$$

- est l'ensemble des contrôles admissibles

$$P(0, S_0, 0) = \sup_{(q_{t_k})_{0 \leq k \leq n-1} \in \mathcal{A}_{[q_{\min}, q_{\max}]}^{Q_{\min}, Q_{\max}}(0, 0)} \mathbb{E} \left(\sum_{k=0}^{n-1} e^{-rt_k} q_{t_k} (S_{t_k} - K) \right)$$

est le prix à la date initiale.

Décomposition du payoff

$$\begin{aligned} P(0, S_0) = & \underbrace{\mathbb{E} \left(\sum_{k=0}^{n-1} q_{\min} e^{-rt_k} (S_{t_k} - K) \right)}_{\text{Swap}_0} \\ & + (q_{\max} - q_{\min}) \underbrace{\sup_{(q_{t_k}) \in \mathcal{A}_{[\tilde{Q}_{\min}, \tilde{Q}_{\max}]}(0,0)} \mathbb{E} \left(\sum_{k=0}^{n-1} e^{-rt_k} q_{t_k} (S_{t_k} - K) \right)}_{\text{Normalized Contract}} \end{aligned}$$

• avec
$$\left\{ \begin{aligned} \tilde{Q}_{\min} &= \frac{(Q_{\min} - nq_{\min})_+}{q_{\max} - q_{\min}}, & \tilde{Q}_{\max} &= \frac{(Q_{\max} - nq_{\min})_+}{q_{\max} - q_{\min}}. \\ \\ \text{Swap}_0 &= q_{\min} \sum_{i=0}^{n-1} e^{-rt_k} (F_{0,t_k} - K) \end{aligned} \right.$$

Propriétés du problème

- Soit la fonction valeur, considérée en fonction des contraintes globales

$$P(Q_{\min}, Q_{\max}) = \sup_{(q_{t_k})_{0 \leq k \leq n-1} \in \mathcal{A}^{Q_{\min}, Q_{\max}}(0,0)} \mathbb{E} \left(\sum_{k=0}^{n-1} e^{-rt_k} q_{t_k} (S_{t_k} - K) \right)$$

$$\{(u, v) \in \mathbb{R}^2, 0 \leq u \leq v \leq n\}$$

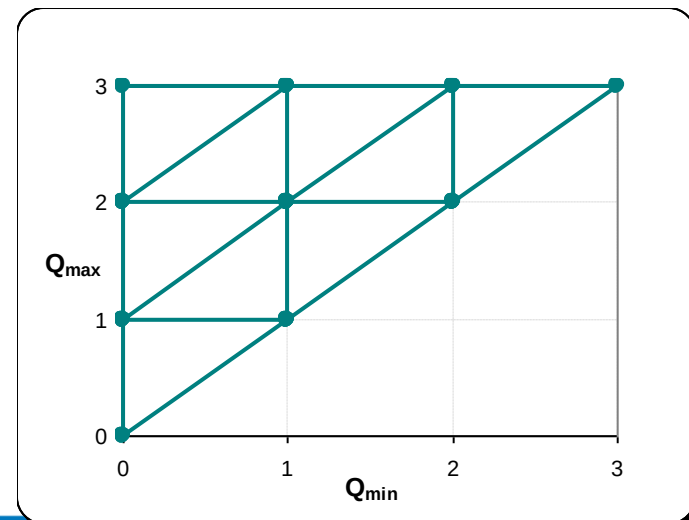
- définie sur le simplexe

(Bardou-Bouthemy-Pagès, 2008)

- Cette fonction prix

- $(Q_{\min}, Q_{\max}) \rightarrow P(Q_{\min}, Q_{\max})$ est

- concave et affine par morceaux



Stratégie optimale bang-bang

- (Bardou-Bouthemy-Pagès, 2008 et Gobet et al., 2006)
-
- Pour des contraintes globales entières, i.e.
- $(Q_{\min}, Q_{\max})$ in $\mathbb{N}^2$ il existe toujours une stratégie de contrôle bang-bang, i.e. à valeurs dans $\{0,1\}$.
- De fait, de telles stratégies ne se rencontre pas dans la pratique.
- Mais ce résultat a un grand intérêt numérique.

Contraintes pénalisées ou fermes

- Il existe deux manières de modéliser les contraintes de volume:

- Contraintes fermes

$$P(t_k, S_{t_k}, \bar{q}_{t_k}) = \operatorname{ess\,sup}_{(q_{t_\ell})_{k \leq \ell \leq n-1} \in \mathcal{A}_{[q_{\min}, q_{\max}]}^{Q_{\min}, Q_{\max}}(k, Q)} \mathbb{E} \left(\sum_{\ell=k}^{n-1} e^{-r(t_\ell - t_k)} q_{t_\ell} (S_{t_\ell} - K) \mid S_{t_k} \right)$$

$$P(t_k, S_{t_k}, \bar{q}_{t_k}) = \operatorname{ess\,sup}_{(q_{t_\ell})_{k \leq \ell < n}} \mathbb{E} \left(\sum_{\ell=k}^{n-1} e^{-r(t_\ell - t_k)} q_{t_\ell} (S_{t_\ell} - K) + e^{-r(T - t_k)} \operatorname{Pen}_T(S_T, Q_T) \mid S_{t_k} \right)$$

$$\operatorname{Pen}_T(x, Q) = - (A x (Q - Q_{\min})_- + B x (Q - Q_{\max})_+)$$

Equation de programmation dynamique

- La prime de l'option swing est solution de l'équation de programmation dynamique

$$\begin{cases} P(t_k, S_{t_k}, \bar{q}_{t_k}) = \max_{q \in [q_{\min}, q_{\max}]} \left\{ q(S_{t_k} - K) + e^{-r(t_{k+1} - t_k)} \mathbb{E}(P(t_{k+1}, S_{t_{k+1}}, \bar{q}_{t_k} + q) | S_{t_k}) \right\} \\ P(T, S_T, Q_T) = Pen_T(S_T, Q_T). \end{cases}$$

- Un grand nombre de méthodes numériques ont été étudiées pour résoudre ce problème (Gobet et al, 2006 ; Jaillet et al, 2004; Carmona and Touzi, 2004, Bardou, Bouthemy et Pagès, 2007).

Quantification optimale

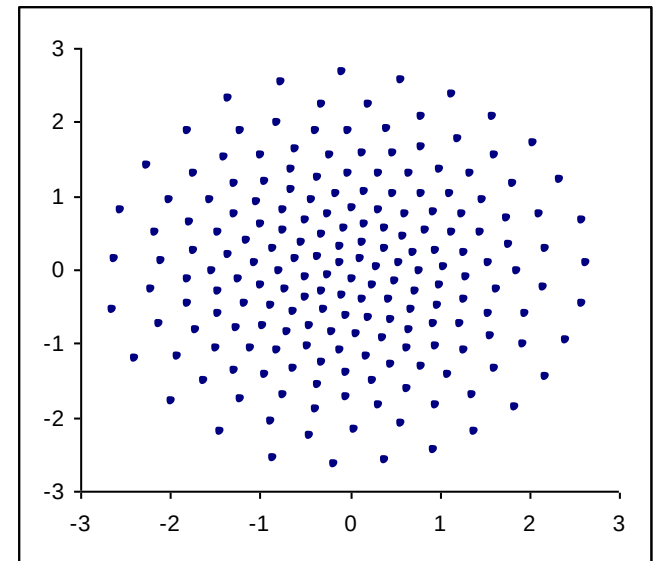
(Bally-Pagès, 2001; Pagès-Printemps, 2003)

- Principe : quantifier un signal continu par un signal discret $X \mapsto \hat{X}^x \in \{x_1, \dots, x_N\}$
- Le quantifieur optimale minimise l'erreur quadratique

$$x = (x_1, \dots, x_N) \mapsto \mathbb{E}(\min_{1 \leq i \leq N} |X - x_i|^2) = \|X - \hat{X}^x\|_2^2$$

- Convergence (Zador, 1982) : $\|X - \hat{X}^x\|_2 = o(N^{-\frac{1}{d}})$
- Stationnarité : $\mathbb{E}(X | \hat{X}^x) = \hat{X}^x$
- **Exemple** : Quantifieur d'une loi normale en dimension deux
- Application à l'intégration numérique

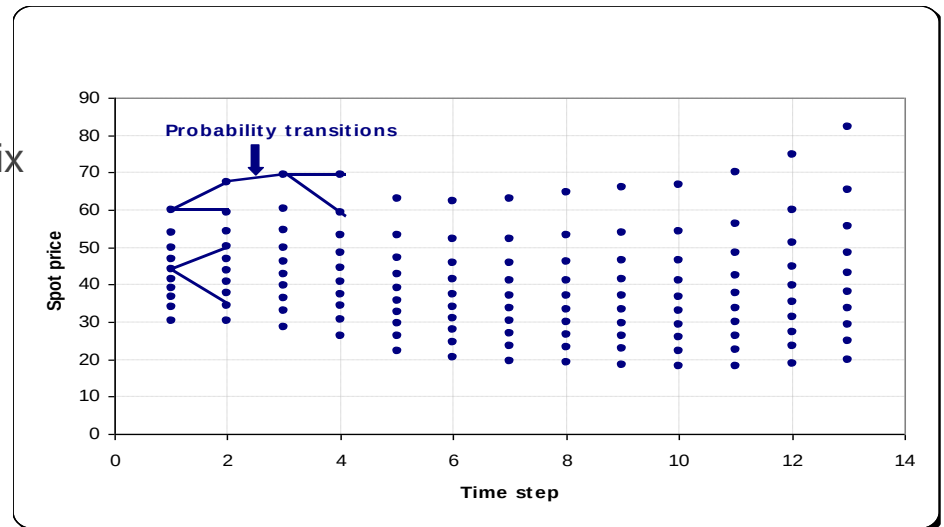
$$\mathbb{E}(f(\hat{X}^x)) = \sum_{i=1}^N f(x^i) \mathbb{P}(X \in C_i(x))$$



Application au pricing des options swing

- Arbre de quantification du processus de prix

- Grille de quantification
- Matrice de transition



- Résolution de l'EPD par rétro-propagation.

$$\begin{cases} P(t_k, s_k^i, \bar{q}_{t_k}) = \max_{q \in \{0,1\}} [q(s_k^i - K) + \mathbb{E}(P(t_{k+1}, \hat{S}_{t_{k+1}}, \bar{q}_{t_k} + q) | \hat{S}_{t_k} = s_k^i)], & k = 0, \dots, n-1, \\ i = 1, \dots, N_k, \\ P(T, s_T^i, \bar{q}_T) = Pen_T(s_T^i, \bar{q}_T), & i = 1, \dots, N_n. \end{cases}$$

$$\mathbb{E}(P(t_{k+1}, \hat{S}_{t_{k+1}}, Q) | \hat{S}_{t_k} = s_k^i) = \sum_{j=1}^{N_{k+1}} P(t_{k+1}, s_{k+1}^j, Q) \pi_k^{ij}$$

Quantification des modèles gaussiens multi-dimensionnels (1)

- Nous considérons la dynamique générale de prix spot

$$S_{k\Delta} = f_k(X_k), k \geq 0$$

- où (X_k) est un processus auto-régressif gaussien et (f_k) une famille de fonctions continues.
- Le modèle spot associé à la dynamique de prix à terme suivant dérive de cette modélisation :

$$\frac{dF_{t,T}}{F_{t,T}} = \sum_{i=1}^m P_i(T-t)e^{-\alpha_i(T-t)} dW_t^i$$

Quantification des modèles gaussiens multi-dimensionnels (2)

- (X_k) processus auto-régressif $X_{k+1} = AX_k + T\varepsilon_{k+1}$
- La grille de quantification de (X_k) est obtenue par dilatation de la grille de quantification de la loi normale

$$\bar{x}_k = \sum_k x_k^{(N_k)}$$

- Calcul des matrices de transition : $\pi_k^{ij} = \mathbb{P}(X_{k+1} \in C_j(\bar{x}_{k+1}) | X_k \in C_i(\bar{x}_k))$
 - $\mathbb{P}(X_k \in C_i(\bar{x}_k)) = \mathbb{P}(Z \in C_i(x_k^{(N_k)}))$ disponible sur <http://www.quantize.maths-fi.fr>
 - $\mathbb{P}(X_{k+1} \in C_j(\bar{x}_{k+1}), X_k \in C_i(\bar{x}_k)) = \mathbb{P}(U \in C_i(x_k^{(N_k)}), A_{k+1}U + B_{k+1}V \in C_j(x_{k+1}^{(N_{k+1})}))$

où A_k et B_k sont des matrices dont les coefficients dépendent de k , de ceux de A et de T .

Complexité

- La construction de l'arbre de quantification et le calcul des poids

- Repose sur une méthode de Monte Carlo
- Sur la mise en œuvre d'algorithmes de plus proche voisin
- Ne doit être effectuée qu'une seule fois pour un modèle donné

— Le pricing,
$$\sum_{k=0}^n (k+1) N_k N_{k+1}.$$

— Si toutes les grilles ont la même dimension $\rightarrow n^2 \bar{N}^2$

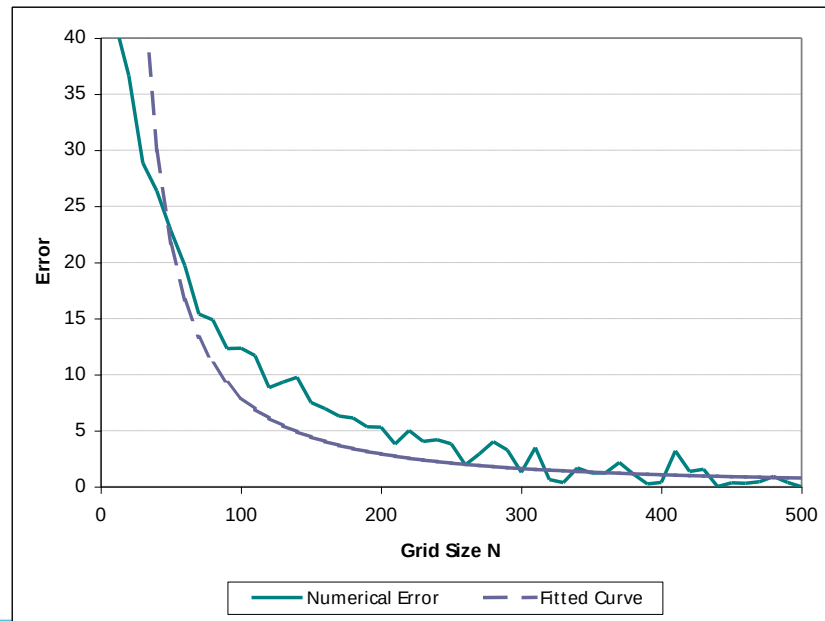
— La taille N_k peut-être optimisée pour réduire la complexité. Ceci est plus coûteux en mémoire.

Convergence

$$\left\| \sup_{Q \in T^+(n)} |P_0^n(Q) - \hat{P}_0^n(Q)| \right\|_p \leq C \frac{n}{\bar{N}^{\frac{1}{d}}}$$

(Bardou-Bouthemy-Pagès,
2008)

- D'après les simulations numériques, la vitesse de convergence est plutôt $O(\bar{N}^{-\frac{2}{d}})$



Longstaff-Schwartz

- L'algorithme de Longstaff-Schwartz (2001) combine Monte-Carlo et régression.
- Elle repose sur l'interprétation de l'espérance conditionnelle comme opérateur de projection :

$$\mathbb{E}(X|Y) = f(Y) \approx \sum_{i=0}^n \alpha_i \varphi_i(Y)$$

- où φ_i est une base de polynômes, les α_i minimisent l'erreur quadratique :

$$(\alpha_i)_{i=0,\dots,n} = \operatorname{argmin} \mathbb{E} \left[\left(\sum_{i=0}^n \alpha_i \varphi_i(Y) - X \right)^2 \right]$$

Cette espérance est calculée par Monte-Carlo.

Résultats numériques (1)

- Comparaison avec Longstaff-Schwartz (1000 trajectoires) et la prime Black-Scholes d'un strip de calls (TOP sans contraintes de volume)

	$K = 5$	$K = 10$	$K = 15$	$K = 20$
Longstaff-Schwartz	[32518,33282]	[21572,22335]	[11113,11815]	[3758,4227]
10 point grid	32815	21865	11342	3917
20 point grid	32841	21894	11399	3956
50 point grid	32849	21903	11411	3976
100 point grid	32849	21905	11411	3976
200 point grid	32851	21905	11412	3979
Theoretical price	32850	21904	11413	3977

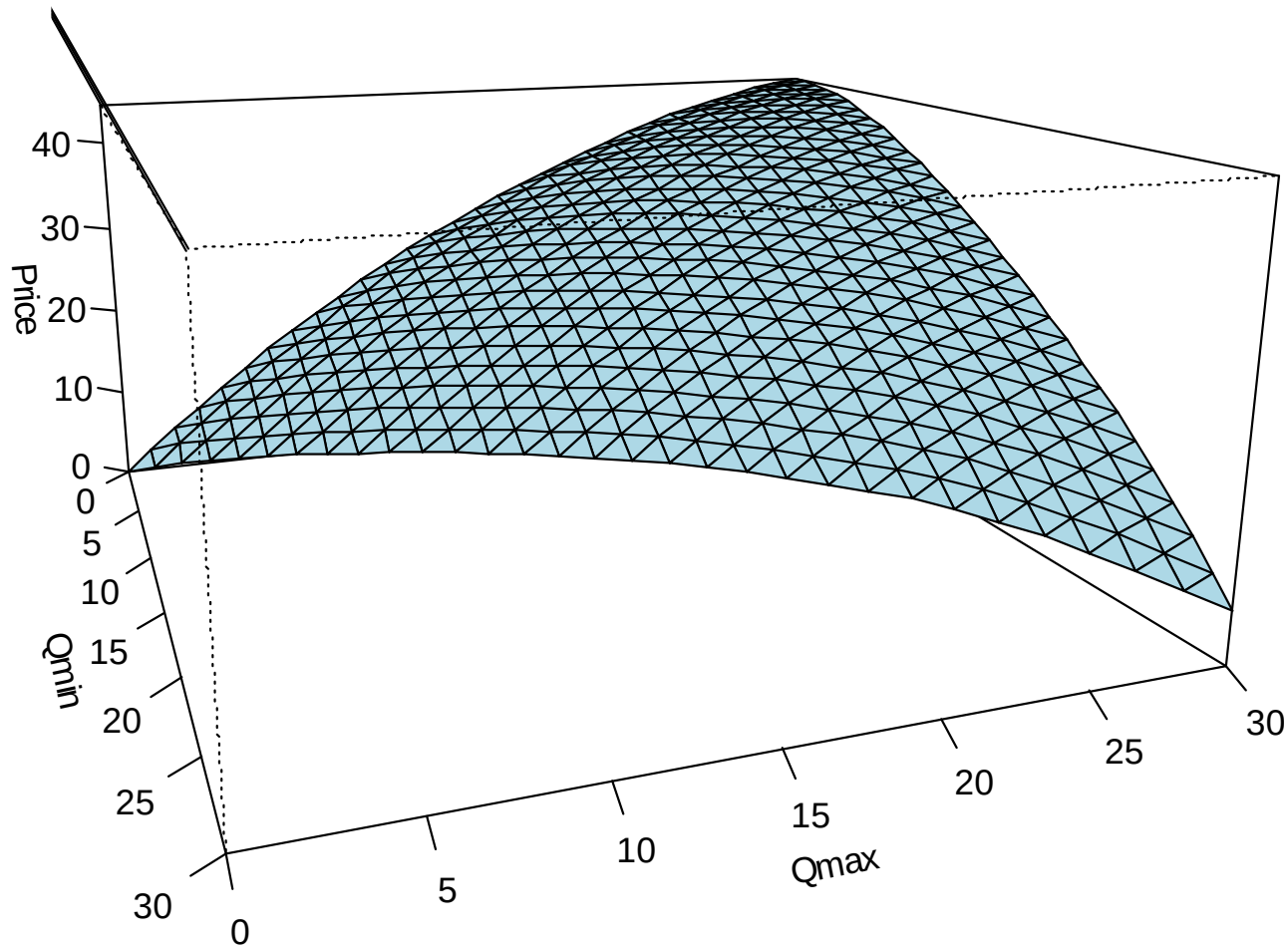
$L-S$	Quantization: Transition weight estimation + Pricing	Quantization: Pricing only
160 s	38.5 s	2.5 s

Résultats numériques (2)

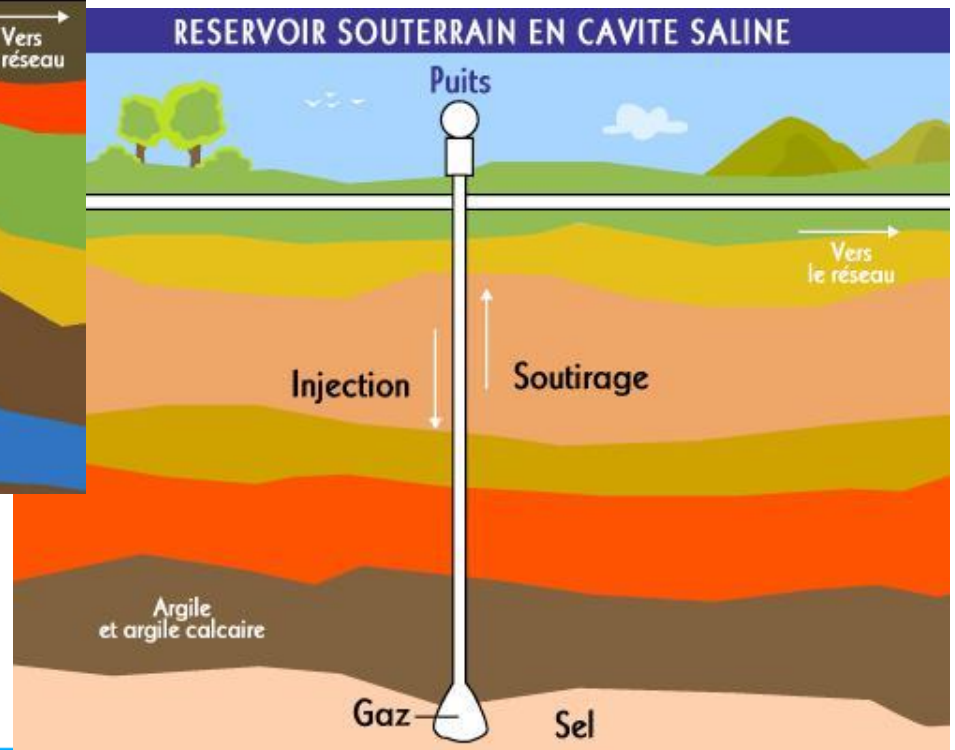
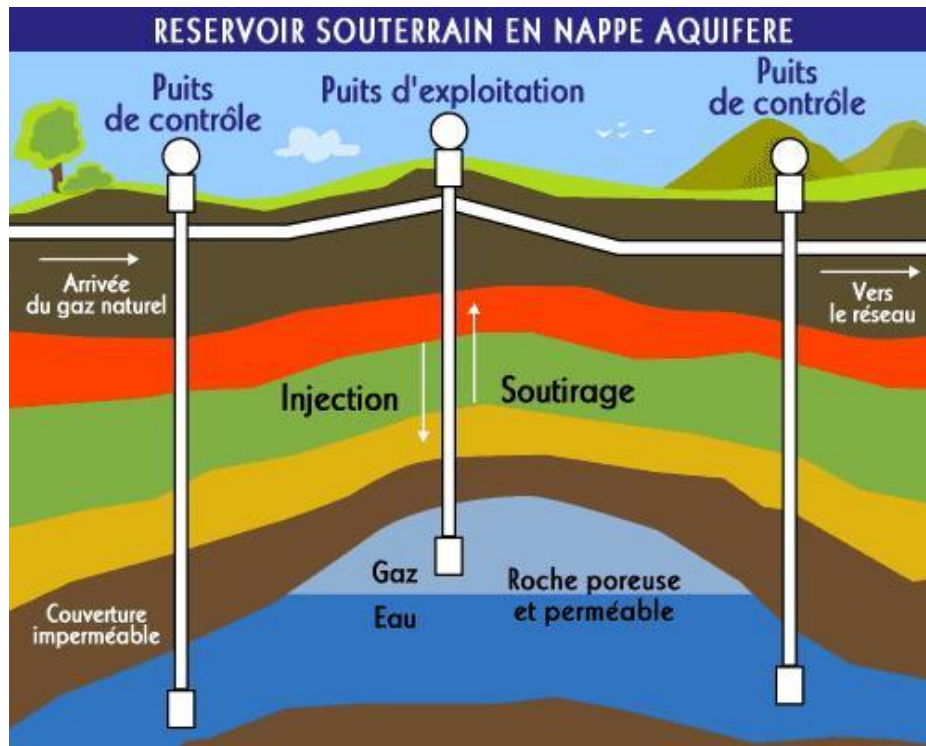
- Comparaison entre Longstaff-Schwartz et la quantification

- La quantification est une méthode déterministe
 - Elle permet une analyse fine des sensibilités
 - L'arbre de quantification ne doit être calculé qu'une seule fois.
 - La méthode est « model driven »
- L'algorithme de Longstaff-Schwartz
 - pose des problèmes de gestion de la RAM
 - rend difficile l'analyse des sensibilités
 - sa vitesse de convergence dépend de la dimension du sous-jacent.

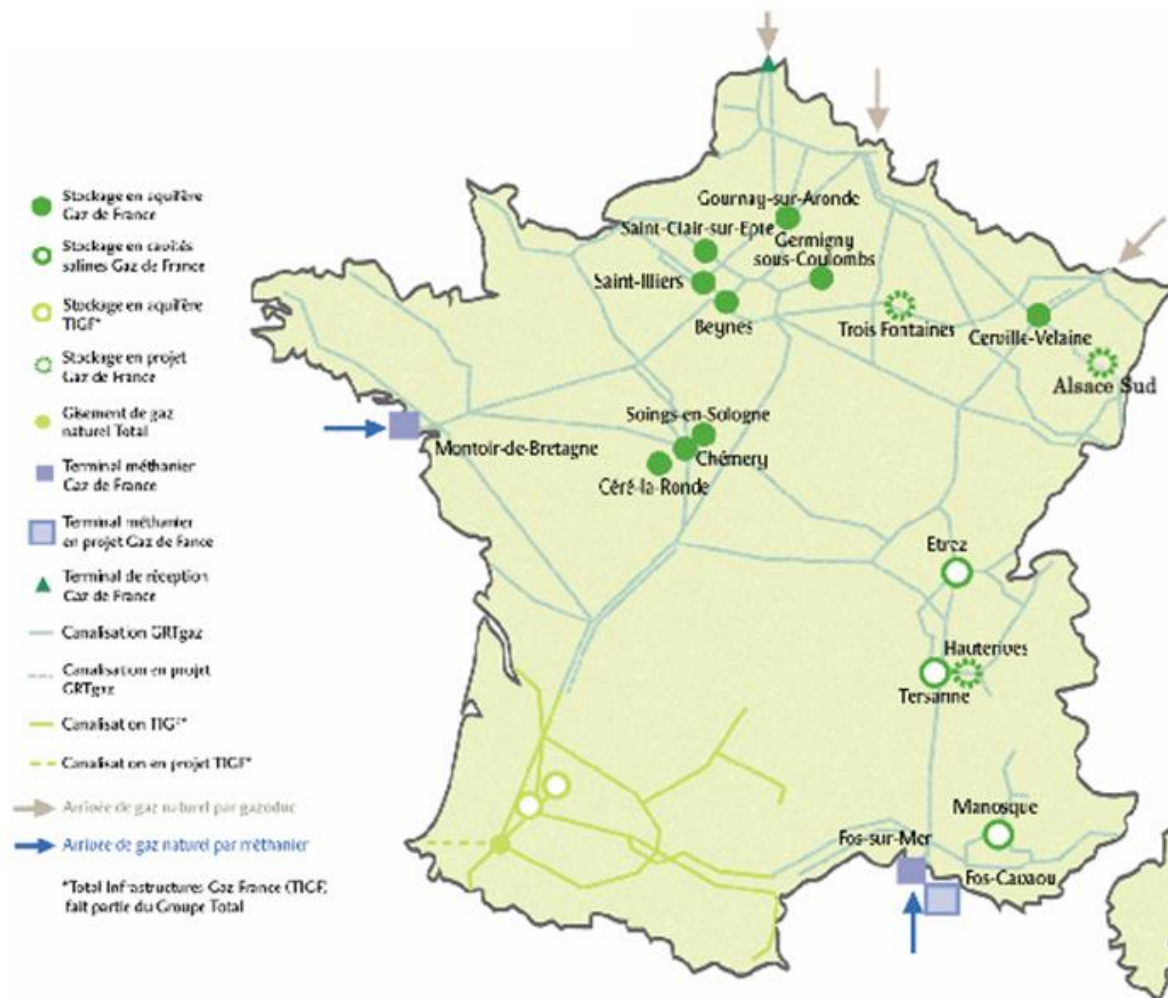
Résultats numériques (3)



Application to gas storage capacities



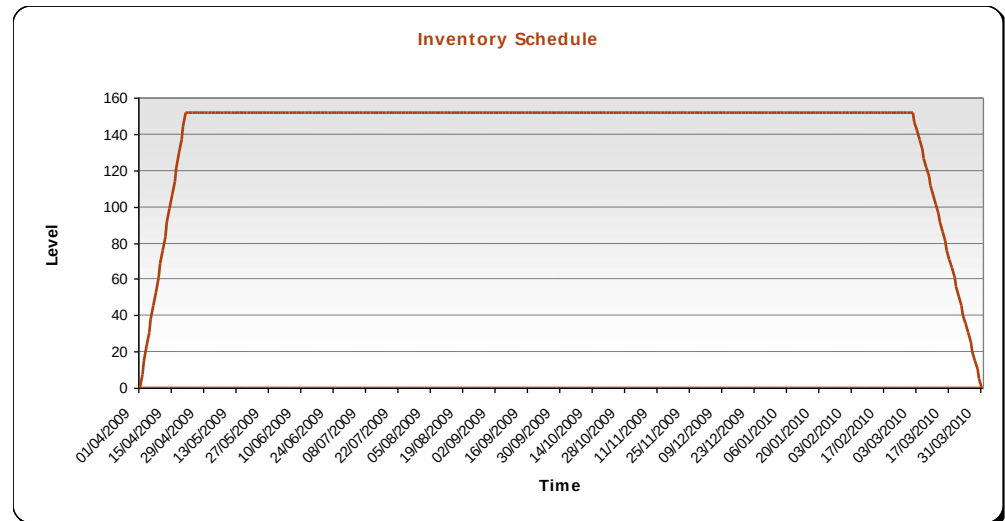
Application to gas storage capacities



Application to gas storage capacities

- A storage is defined by

- Its volume
- The injection and withdrawal rates

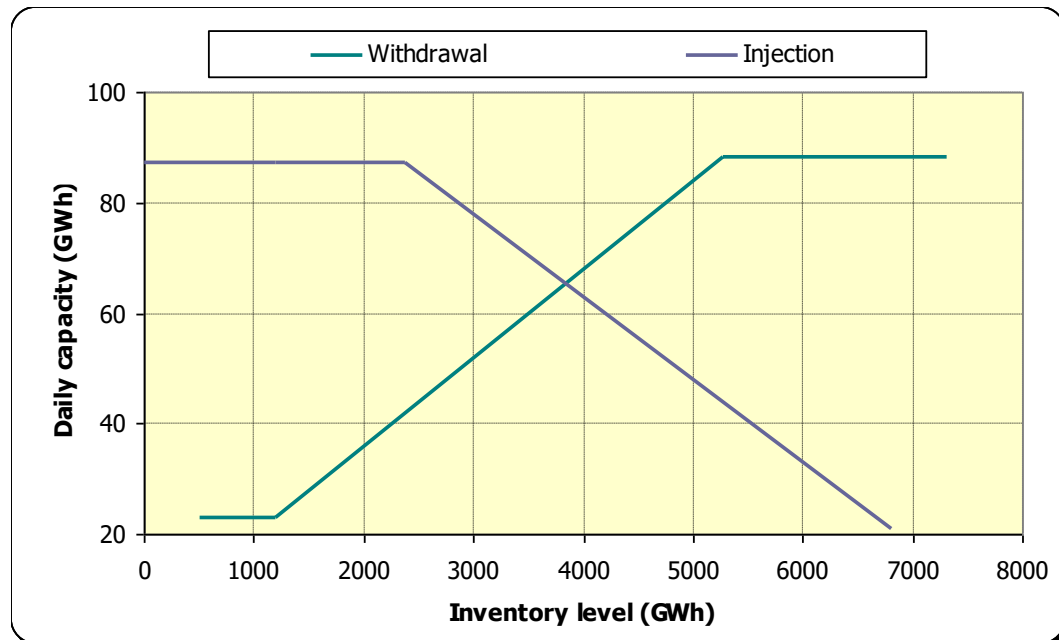


$$\psi(t_k, q_{t_k}, S_{t_k}) = \begin{cases} -q_{t_k}(S_{t_k} + c_I) & \text{if } q_{t_k} \geq 0 \quad (\text{Injection}) \\ -q_{t_k}(S_{t_k} - c_W) & \text{if } q_{t_k} \leq 0 \quad (\text{Withdrawal}) \\ 0 & \text{if } q_{t_k} = 0 \quad (\text{Same level in the storage}) \end{cases}$$



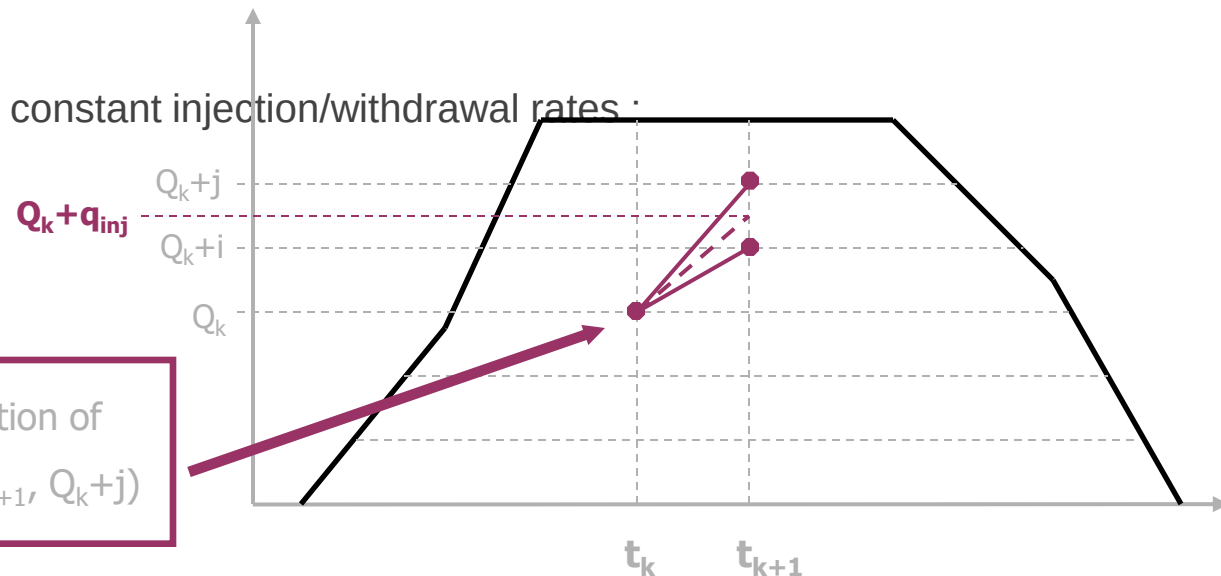
Injection/Withdrawal rates

- The injection and withdrawal rates are not constant, but depend on the inventory level



Issues of gas storage pricing

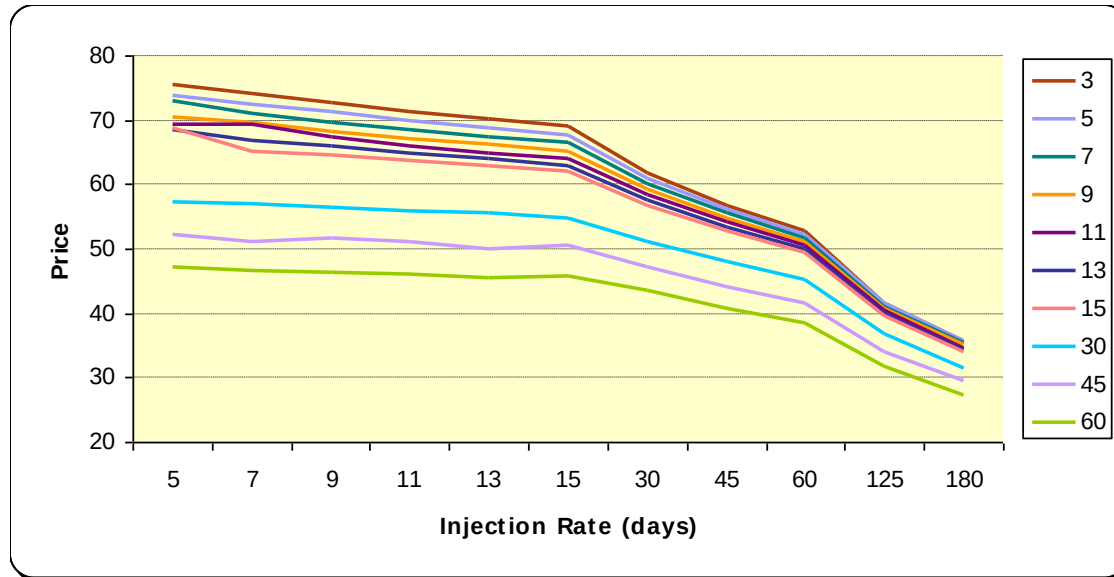
- Is the optimal consumption still bang-bang ?
- The discretisation of the cumulative consumption (inventory level) in the dynamic programming equation is a real issue.
- One way to deal with non constant injection/withdrawal rates :



$P(t_k, S_k, Q_k)$ as a linear combination of $P(t_{k+1}, S_{k+1}, Q_k+i)$ and $P(t_{k+1}, S_{k+1}, Q_k+j)$

Numerical Results

- Comparison of different injection/withdrawal rates



Actuarial vs Risk Neutral Pricing

In continuous time, the optimization reads

$$P_0 = \sup_{q \in \text{Adm}} \mathbb{E} \left[\int_0^T \varphi(q_t, S_t) e^{-rt} dt \right].$$

where $\varphi(q, s) := q(-s - c_I) \mathbb{1}_{q>0} + q(-s + c_S) \mathbb{1}_{q<0}$

Under the constraints

$$q_{\min} \leq q_t \leq q_{\max}, \quad 0 \leq Q_t \leq Q_{\max}, \quad \forall t \in [0, T], \quad Q_T = Q_0$$

où $Q_t := Q_0 + \int_0^T q_s ds, \quad Q_0 \geq 0.$

◀ ◻ ▶ ◻ ◻ ▶ ◻ ◻ ▶ ◻ ◻ ▶



Valorisation d'un actif de production d'électricité

Plan

- Une première modélisation simple comme somme d'options sur spread
- Valorisation d'un actif plus réaliste
 - Modélisation de la centrale
 - Simulation des prix
 - Simulation de la gestion
- Résultats
 - Résultats financiers
 - Résultats physiques
- Limites et Conclusions

Modélisation optionnelle



- Achat/Vente sur le marché spot, supposé parfait (pas de coût de transaction, pas de problème de liquidité...)
- **Objectif** : Déterminer la stratégie optimale d'arrêt/démarrage afin de maximiser les gains
- La **valeur de l'actif** correspond à l'espérance des gains

Première approche : Somme d'options sur spread

- **En négligeant les contraintes** : à chaque date t , la centrale tourne si

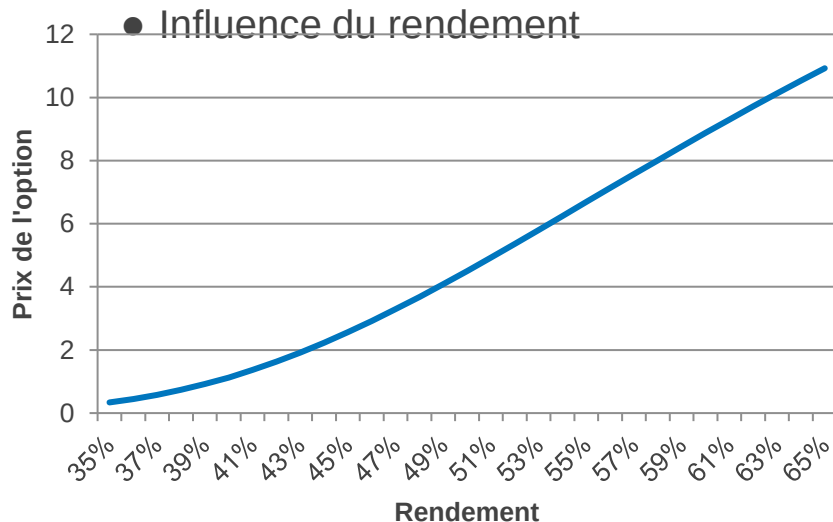
$$(\text{Elec}_t - \frac{\text{Gaz}_t}{\rho} - C_t) > 0$$

- Avec ρ le rendement de la centrale et C_t les coûts (CO_2 , coût de fonctionnement...)
- La centrale électrique est modélisée comme une somme d'**options sur un spread** entre les marchés de l'électricité et du gaz
- Valorisation de la centrale par une formule analytique (formule de Black-Scholes)
 - Rapide
 - Permet de faire des analyses de sensibilités

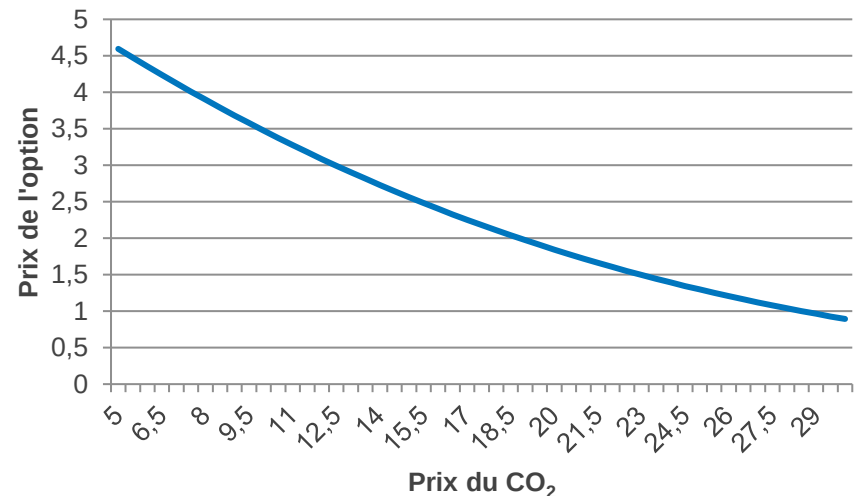
Influence des paramètres de la centrale

● Hypothèses

- Prix à terme de l'électricité 40€/MWh, du gaz 15€/MWh
- Coûts variables 2€/MWh, Rendement 45%
- Coefficient d'émission du CO₂ 0.18t/MWh, Prix 15€/t



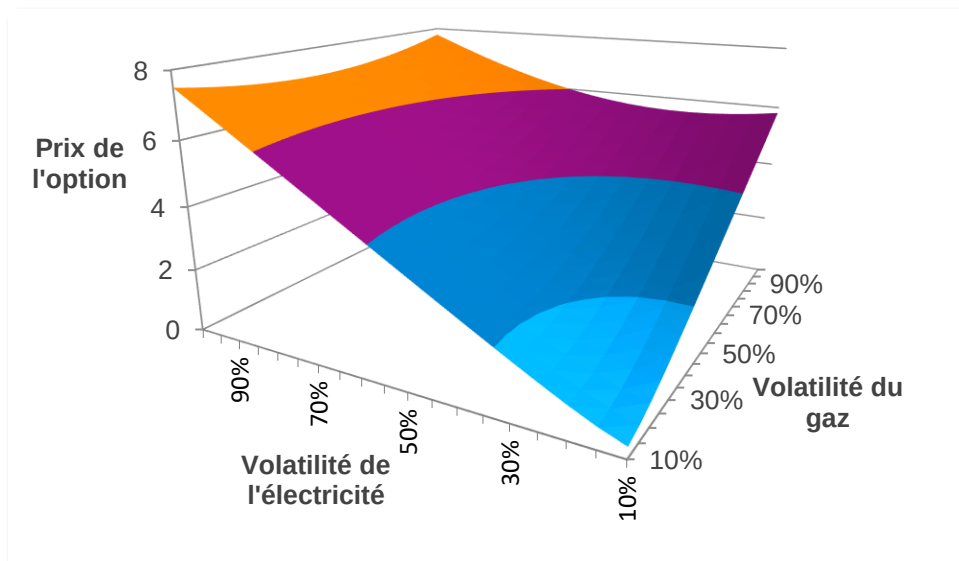
■ Influence du prix du CO₂ ~ Coûts



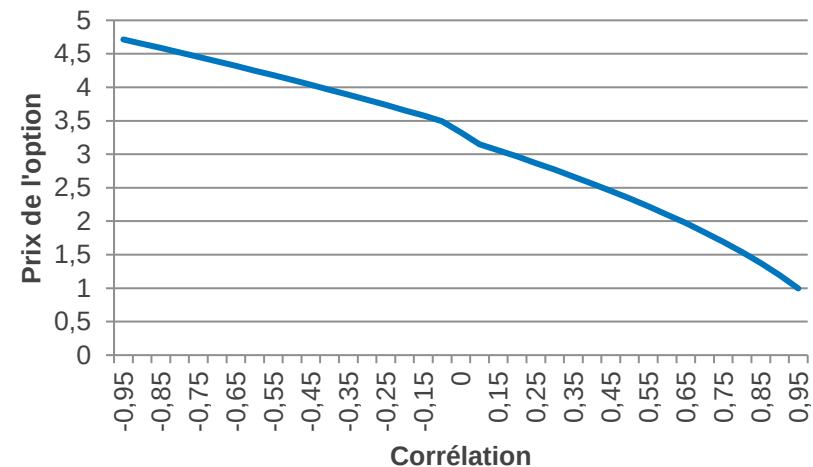
→ Relation non linéaire lorsque le spread est proche de zéro

Influence des volatilités et corrélation

- Volatilités (à corrélation constante)



- Corrélation



→ Très fort impact de la volatilité et de la corrélation

→ La complexité de la valorisation d'un actif est en partie due à l'estimation de ces paramètres

Vers une modélisation plus fine...

- Paramétrage de la centrale

- Définition mensuelle du coût marginal de production et de la puissance nominale

$$\frac{\text{Gaz}_t}{\rho} - C_t$$

- Possibilité de définir une ou plusieurs baisse de charge

- Spécifications de périodes de maintenance

- Choix du pas de temps de gestion

- Horaire
- Bloc de 4 heures
- Journalier

- Coûts d'arrêt/démarrage

- Contraintes opérationnelles

- Nombre minimum d'heures de fonctionnement

- Nombre minimum d'heures d'arrêt

ou

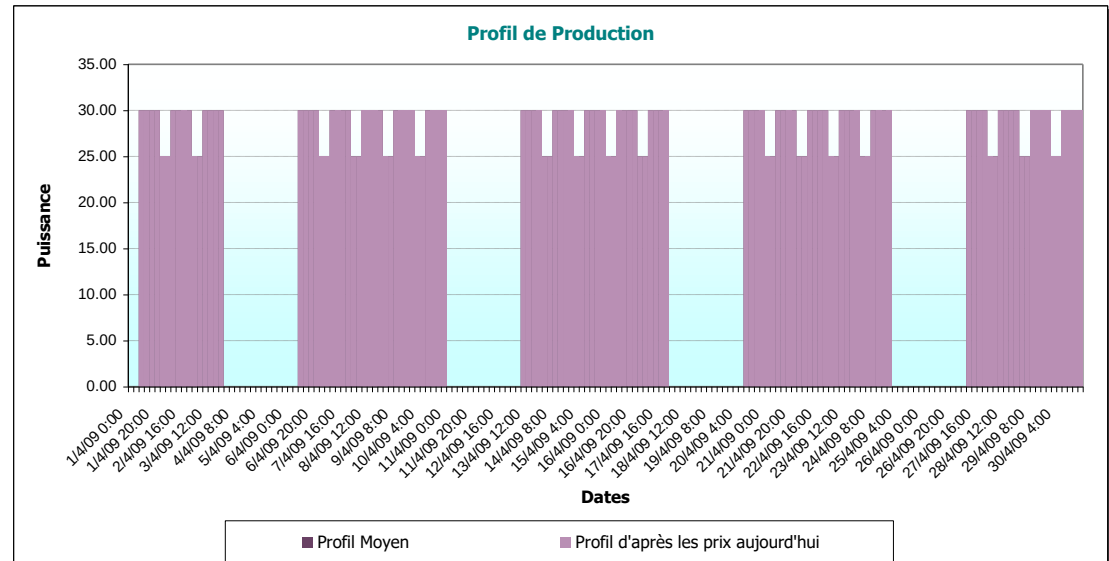
- Nombre maximal de démarrages par mois, semaine, trimestre...

Mais toujours simplifiée

- **Hypothèses simplificatrices**

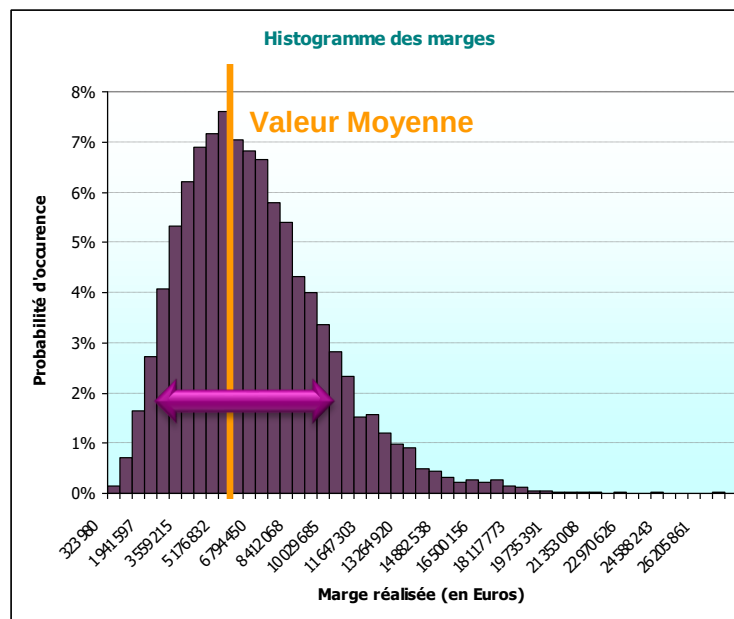
- La centrale a un seul train
- Un seul type de contrainte : nombre minimal d'arrêt/fonctionnement OU nombre de démarrages
- Pas de rampes de démarrages

➔ **Exemple de profil de production**



Valorisation de l'actif

- La valeur de l'actif est obtenue par la méthode de Monte Carlo
 - Simulation de la gestion de la centrale sur un grand nombre de scénarios de prix
 - Obtention d'une marge par scénario
 - La valeur de l'actif est la valeur moyenne des marges
 - Un indicateur de risque peut nous donner une idée de la dispersion des marges autour de cette moyenne



Simulation des prix

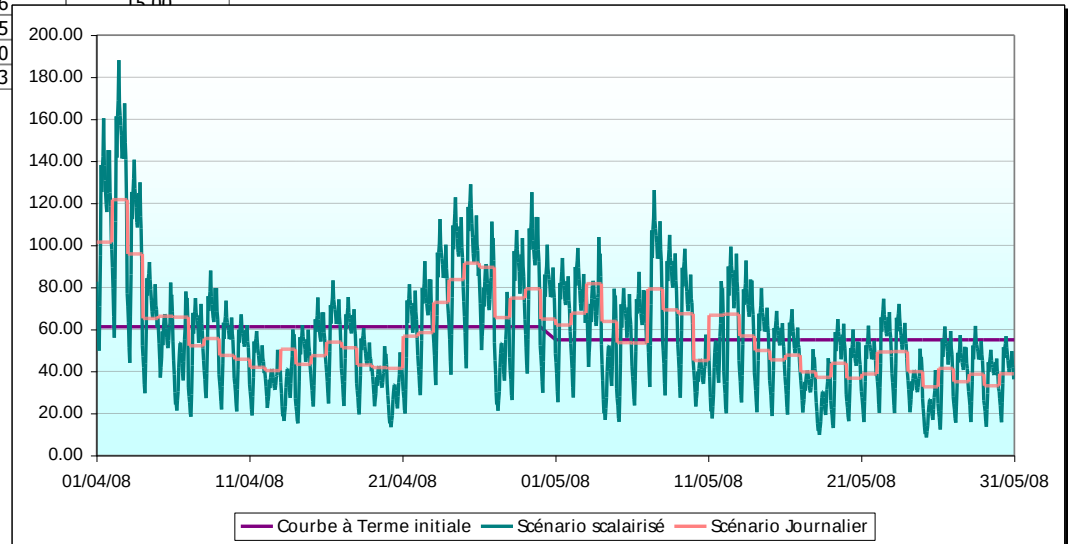
Courbe à terme initiale

■ Courbe à terme mensuelle

Contrats Mensuels	Courbe à terme Electricité (€/MWh)		Courbe à terme Gaz (€/MWh)	Courbe à terme CO2(€/t)
	Base	Peak		
janvier-09	80.80	108.25	33.06	15.00
février-09	80.75	109.25	32.62	15.00
mars-09	77.80	106.25	31.13	15.00
avril-09	54.70	74.68	26.92	15.00
mai-09	52.40	71.28	25.54	15.00
juin-09	52.50	71.28	24.37	15.00
juillet-09	54.20	77.73	24.67	15.00
août-09	54.20	77.73	25.50	15.00
septembre-09	57.40	81.28	25.36	15.00
octobre-09	70.10	96.88	28.15	
novembre-09	73.90	99.68	30.00	
décembre-09	73.20	97.68	31.13	

■ Scalaires

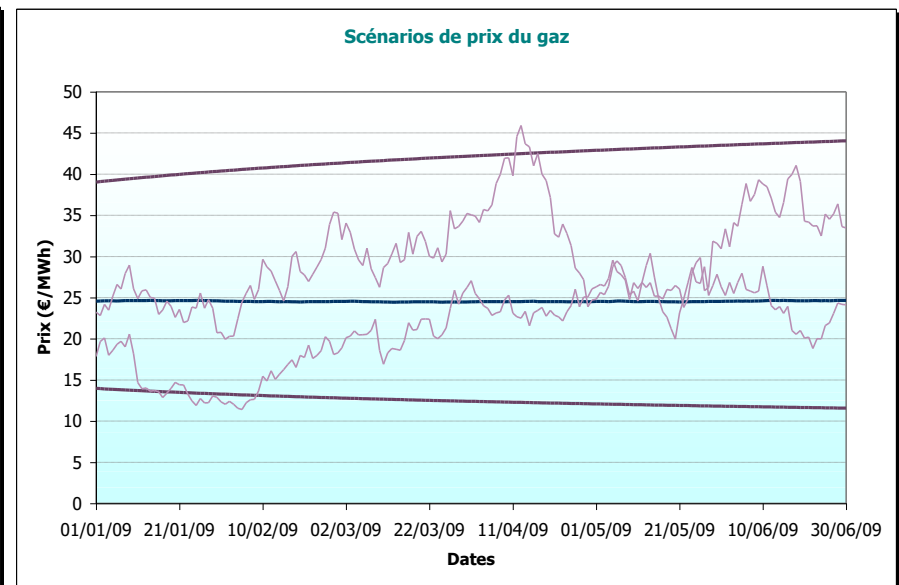
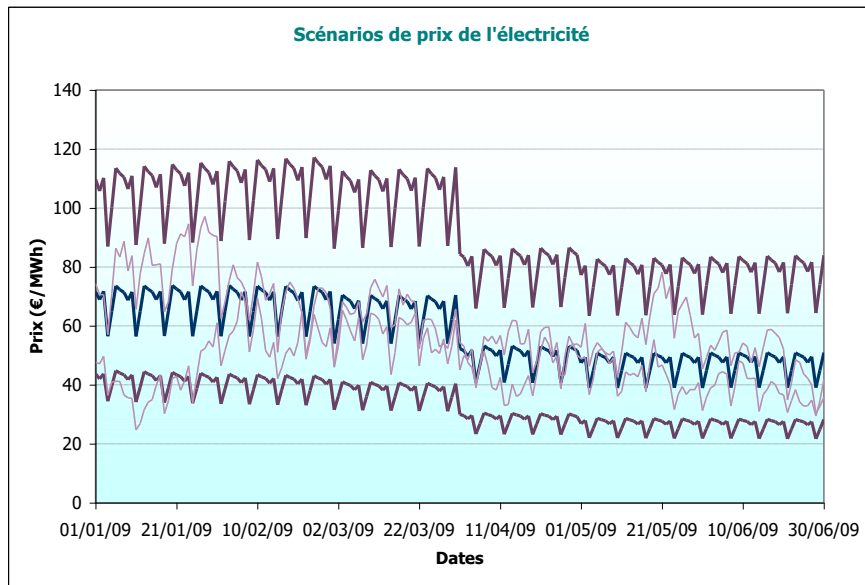
→ courbe horaire



Simulation des prix

Scénarios de prix Spot

- Simulation d'un grand nombre de scénarios de prix autour de la courbe à terme initiale



Exemples de scénarios



Valeur moyenne des simulations



Quantiles à 5% et 95%

Simulation de la gestion

Gestion de la centrale face au marché spot

- Arrêt / Démarrage de la centrale : stratégie permettant de maximiser les gains
 - A chaque pas de temps, plusieurs états possibles de la centrale
 - Arrêt
 - Fonctionnement à $P_{\max}$
 - Baisse de charge
 - Objectif : trouver le bon compromis entre
 - Le profit immédiat (clean spark spread si la centrale fonctionne)
 - Ce que l'on peut espérer gagner dans le futur (estimation sur la base du modèle de prix)
 - Cette stratégie s'obtient en résolvant une équation de programmation dynamique

Simulation de la gestion

Gestion avec Couverture Initiale vs Spot

- On peut considérer différentes façons de gérer l'actif
 - **Gestion Spot** : On ne fait rien avant le dernier moment, toutes les transactions sont réalisées en spot
 - **Couverture Initiale + Débouclages spot** :
 - Mise en place d'une couverture initiale en forward permettant de sécuriser une partie de la valeur
 - Débouclages éventuels en spot si c'est intéressant

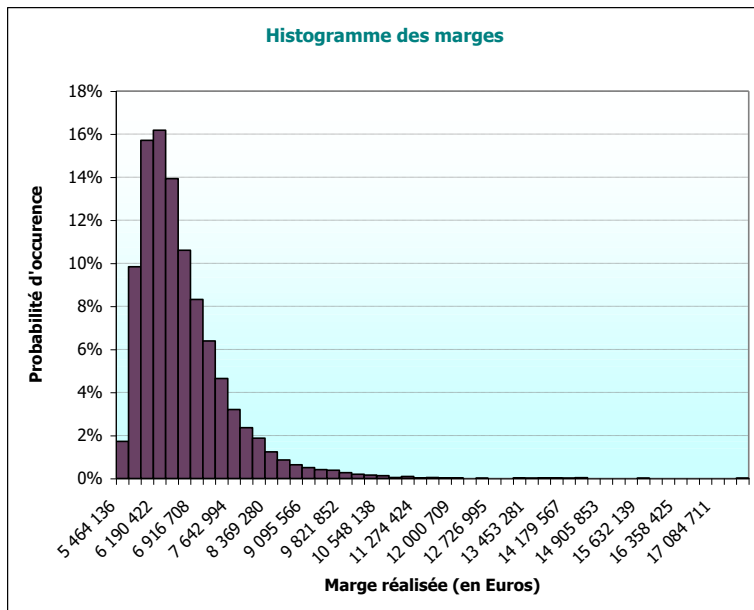
Même valeur, risque différent

Simulation de la gestion

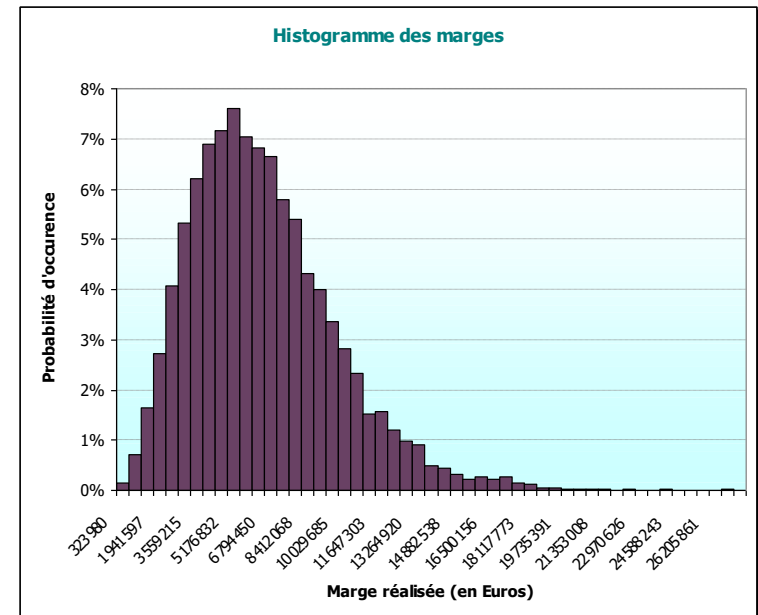
Exemple

- Valeur Moyenne 6,7 M€

Avec couverture initiale



Sans couverture initiale



Résultats financiers

Indicateurs de valeur

- Valeur Couvrable
 - Valeur optimale que l'on peut récupérer sur les marchés à terme, et qui correspond à un profil de production en adéquation avec les paramètres de l'actif
- Valeur Intrinsèque
 - Valeur fictive, qui correspond à la marge optimale sur la courbe à terme scalairisée, et que l'on pourrait récupérer s'il existait des cotations à terme horaires.)
- Valeur Moyenne
 - Valeur totale de l'actif, obtenue comme la moyenne des gains espérés dans le futur
 - Intègre toute l'optionnalité de l'actif

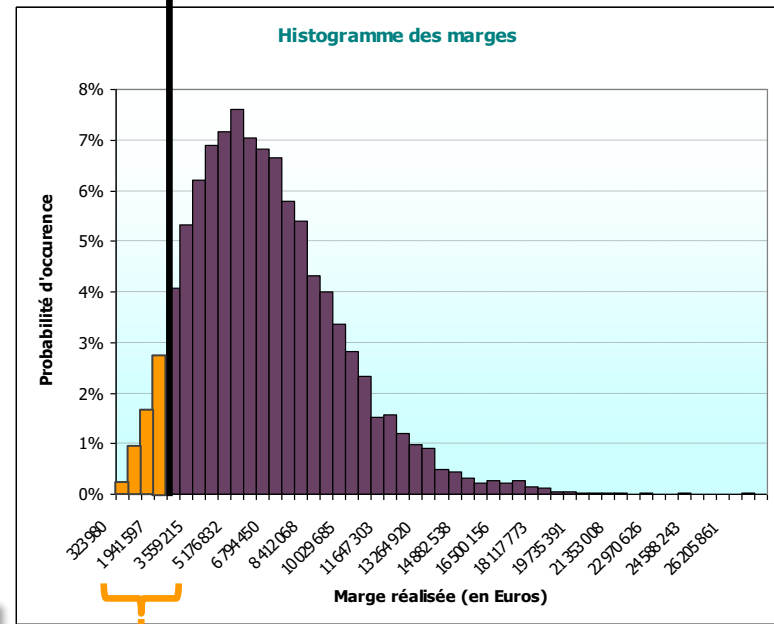


Résultats financiers

Indicateurs de risque

- Permet de quantifier le risque associé à la gestion de l'actif

Quantile 5% = Value At Risk



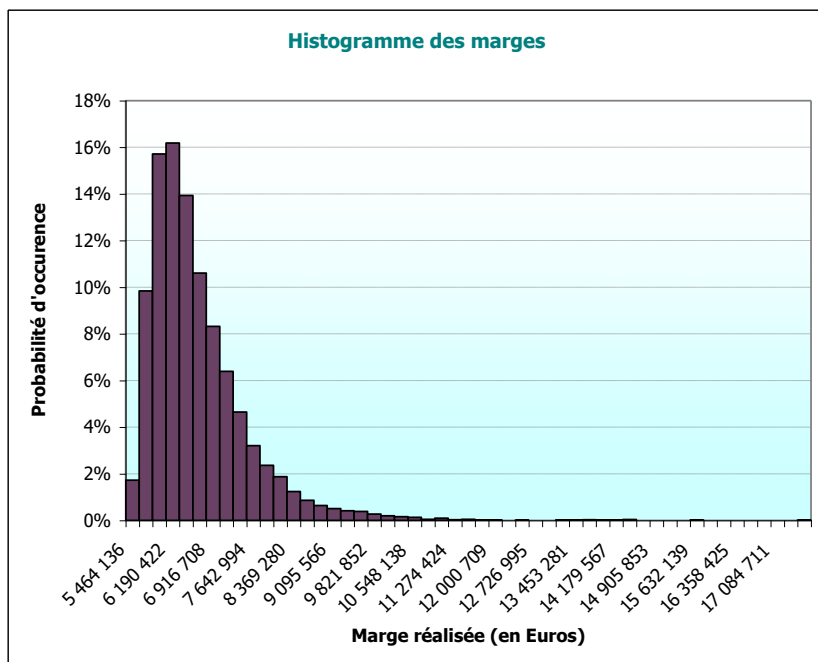
Moyenne des marges au-delà du quantile
=
Conditional Value At Risk

Résultats financiers

Exemple

Valeur couvrable	5 311 535 €
Valeur intrinsèque	5 762 184 €

VALEUR MOYENNE	6 760 694 €
Intervalle de confiance	6 743 020 €
	6 778 367 €



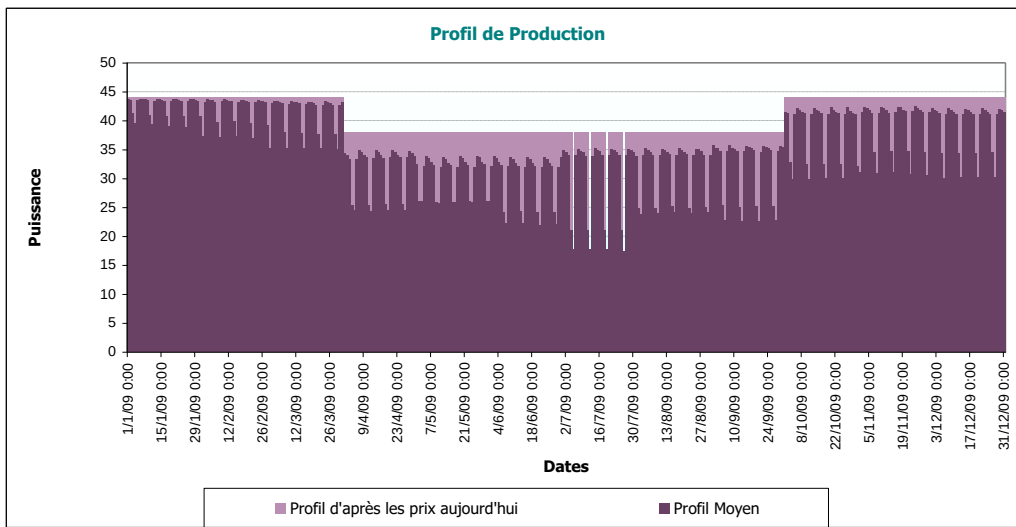
La largeur de l'intervalle de confiance dépend :

- De la volatilité
- Du nombre de simulations

Résultats physiques

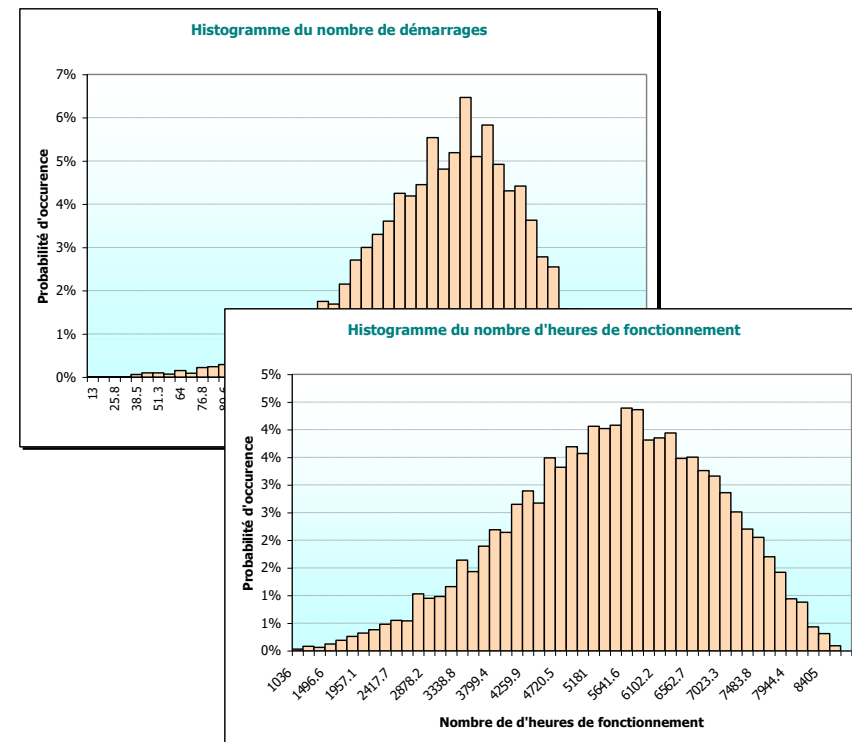
■ Profil de production

- « intrinsèque » (sur la courbe à terme)
- moyen (moyenne sur l'ensemble des scénarios)



■ Démarrages et Heures de fonctionnement

- Distribution
- Valeur Moyenne



Nombre de démarrages moyen	218.80
Nombre d'heures de fonctionnement moyen	5 526.68

Conclusions et limites de l'approche

- Méthodologie de valorisation marché d'une centrale électrique
 - Intègre des contraintes de fonctionnement
 - Prise en compte de l'incertitude sur les prix
 - Indicateurs de valeur et de risque
- Estimation objective de la valeur, risque dépendant de la gestion
 - Hypothèse d'une centrale seule face au marché, qu'en est-il de la valeur d'une centrale au sein d'un portefeuille ?
- Hypothèses simplificatrices
 - Marché parfait
 - Modélisation simple du fonctionnement de la centrale