



Introduction aux marchés de l'énergie

Benoît ALESSIS (benoit.alessis@edf.fr)

EDF R&D

Département OSIRIS (Optimisation et Simulation des Risques)

Attention ! Les opinions exprimées dans cette présentation sont celles de l'auteur uniquement et n'engagent que lui. Elles ne reflètent pas nécessairement celles du groupe EDF.



- 1. Notions de base**
- 2. Cas des marchés de l'énergie**
- 3. Evolutions récentes du marché de l'électricité en France**
- 4. Autre exemple : le marché du CO2**
- 5. La transition énergétique en Europe**

Notion de « commodité »

- Terme français, correspondant au terme anglais *commodity*.
- Différentes définitions :
 - Dictionnaire : bien matériel.
 - ONU, charte de la Havane (1948) : « Tout produit de l'agriculture des forêts et de la pêche et tout minéral, que ce produit soit sous sa forme naturelle ou qu'il ait subi la transformation qu'exige communément la vente en quantités importantes sur le marché international. »
 - Economique : produit standardisé, essentiel et courant, aux qualités parfaitement définies et connues des acheteurs.
- Un produit devient une commodité quand **a disparu**, par des élaborations successives, **toute différence qualitative issue de son origine naturelle**. Les producteurs peuvent donc s'adresser à un marché mondial où la concurrence porte uniquement sur **le prix**.
 - Produit de l'agriculture, de la forêt, de la pêche ou minéral ayant subi les transformations requises pour l'échange international → par exemple le GNL,
 - Standardisation minimale nécessaire pour l'échange → le minerai de cuivre brut extrait de la mine a une concentration en métal comprise entre 0,5 et 6 %, alors que le produit échangé sur le marché à une concentration proche de 25 %,
 - Le ratio (valeur à la tonne) / (coût de transport) joue sur la valeur → l'eau et le ciment ne sont pas des commodités échangées sur le marché,
 - Plus de caractéristiques géographiques, seulement différences de qualité / référence → par exemple les différents types de pétrole raffiné (Brent ou WTI).

Différences avec les actions

- Les commodités sont des **biens de consommation**, utilisés en premier lieu pour **une fonction** et non pour leur valeur.
- Ce sont des **produits physiques** :
 - Exploitation contrainte par des régulations favorisant par exemple l'idée de développement durable,
 - Leur échange entre zones productrices et bassins de consommation pose des **problèmes de transport et de stockage**, qui ont un coût,
 - Des **éléments géopolitiques** et des comportements stratégiques (par exemple les chocs pétroliers) jouent sur le marché,
 - Le fait d'avoir des produits de qualité variable joue sur les coûts : le WTI (West Texas Intermediate) est presque toujours moins cher que le Brent (actuellement, autour de 3\$ de moins),
 - Alors que la demande peut varier fortement, la production est généralement rigide et ne peut pas toujours s'adapter rapidement → Développer des instruments dérivés permet en partie de gérer ce risque,
 - Certaines commodités substituables ont des prix fortement corrélés → le pétrole et le gaz, par exemple, un certain nombre de contrats gaz étant même directement indexés sur les prix du pétrole.
- Du point de vue de l'échange, différence entre le règlement physique et le règlement financier.
 - La transformation en produit financier (*future*) ne fonctionne bien que si le **lien entre la livraison spot et les produits future est bien fait** → Succès du WTI en 1974,
 - Difficulté de définir un prix spot (ponctuel), à cause des délais de livraison → on définit généralement le **spot** comme la **maturité la plus proche sur les marchés à terme**,
 - La complexité de la transaction et le nombre d'intermédiaires introduit des **risques supplémentaires** : risque de transport (détérioration du produit), risque de livraison, risque de crédit sur toute la chaîne.



1. Notions de base
2. **Cas des marchés de l'énergie**
3. Evolutions récentes du marché de l'électricité en France
4. Autre exemple : le marché du CO₂
5. La transition énergétique en Europe

Généralités sur les commodités énergétiques

- Apparition progressive de marchés pour les différentes commodités :
 - Charbon,
 - Pétrole,
 - Electricité,
 - Gaz,
 - CO2 (→ « permis d'émission négociable »),
 - Uranium.
- Pour l'électricité, **l'apparition du marché** est liée à la **dérégulation du secteur** : on passe d'une structure d'engagements de gré à gré de long terme à un accroissement de la part des échanges au comptant.
 - Schéma classique : entreprise intégrée Amont / Aval (qui gère la production, le transport et la distribution sur l'ensemble d'un territoire),
 - Nouveau schéma : dérégulé et dé-intégré → plusieurs producteurs et plusieurs distributeurs (mais un seul opérateur de transport, ou « gestionnaire de réseau », en France, Réseau de Transport d'Electricité, RTE),
 - Apparition à la fois d'un marché spot (physique) et de marchés à terme (futurs, financiers) qui permettent d'anticiper dans une certaine mesure les besoins en énergie.
- Apparition d'un **risque de prix** pour les acteurs aux extrémités du cycle de production (minier, producteur d'énergie électrique, gaz) et consommateur (tous les industriels électro-intensifs ou énergétivores).
- Apparition de certains acteurs qui n'ont pas de lien avec l'énergie, par exemple les banques : les commodités servent alors de nouvelle classe d'actifs pour diversifier les portefeuilles ou couvrir des risques d'inflation.

Acteurs des marchés de l'énergie

- Les **producteurs** : minier (charbon, uranium), pétrolier, gazier et énergétique
 - Position **structurellement longue** (vendeur) : veulent des prix élevés.
 - Hedgers : ils ne cherchent pas de profits dans le trading, mais dans la rente différentielle (différence entre prix de vente et coût de production). Leur métier est le cycle : exploration, investissement, exploitation.
 - Le trading est un moyen d'arbitrer les écarts de prix entre les points de production et de consommation et de couvrir les positions nettes de leurs activités de production et commercialisation.
 - Ils **verrouillent les profits dès que possible** en vendant des contrats forwards.
 - Ils **optimisent leur moyens de production** (quand produire, quand arrêter pour maintenance).
 - Ils ont dans leur portefeuille physique des **options réelles**, dont ils **cherchent à extraire toute la valeur** : stockages, lacs hydrauliques, centrales, ...
- Les **consommateurs** : particuliers, professionnels, collectivités locales, grandes entreprises, électro-intensifs, ...
 - Exemple: les ménages (fuel pour leur résidence secondaire et électricité), Air France pour son exposition au prix du kérosène, Arcelor-Mittal pour son exposition au prix de l'électricité,
 - Position courte (acheteur) mais **préfèrent se concentrer sur leur métier** que d'internaliser des moyens d'approvisionnement,
 - Existence de **contrats spécifiques** entre fournisseurs et électro-intensifs (en France: 200 clients, **conso. > 100GWh**),
 - Ce sont des hedgers : ils achètent forward pour réduire la volatilité de leur facture énergétique annuelle dans leur compte de résultat. Ils **préfèrent payer plus cher mais que ce soit prévisible** et ne raisonnent pas nécessairement en perte d'opportunité.

Acteurs des marchés de l'énergie

- Les **spéculateurs** : traders dans les salles de marché de banques ou de hedge fund faisant un pari ouvert sur l'évolution prochaine des cours
 - Prise de positions directionnelles sur les cours des commodités,
 - Les banques voient dans les commodités un nouveau support de placement (futures),
 - Elles mettent en place des systèmes de gestion de risque pour éviter que les paris causent des pertes insupportables par la banque (VaR et réserve).
- Les **arbitrageurs** : cherchent à trouver des transactions d'achat/vente réalisant un profit quasiment sans risque
 - Ecart à l'hypothèse d'absence d'opportunité d'arbitrage (AOA)
 - Arbitrages possibles avec de bons outils de prévision de prix spot, permettant de réaliser des gains avec pertes potentielles limitées,
 - Exemple sur l'électricité : acheter un produit à terme proche et le revendre sur le spot.

Caractéristiques des marchés

- **Maturité** : période de temps de « bon » fonctionnement d'un marché depuis sa mise en place (bonne profondeur, bonne liquidité). Un marché mature a un long historique d'évolution des cours, les agents ont beaucoup de données pour caler leurs modèles : le marché est davantage prévisible, les agents ont davantage confiance.
- **Concurrence** : marché où aucun acteur n'influence directement le prix de marché.
- **Complétude** : marché qui dispose d'un très large ensemble de produits spot et forwards, et de produits dérivés (options), qui permet d'acheter et de vendre partout et à tous horizons de temps, permet également de couvrir tous les risques.
- **Profondeur** : indicateur qui reflète le volume qui peut être négocié sans induire de distorsion sur les prix.
- **Liquidité** : facilité à trouver rapidement des contreparties. Dépend en particulier du nombre de participants actifs sur le marché, du volume et de la fréquence des transactions.
- **Volatilité** : amplitude des variations de prix sur une période de temps donnée. Pour les acteurs, il s'agit d'un indicateur du degré d'incertitude sur l'évolution des prix. Elle influence beaucoup, notamment, le pricing des options.
- Différents degrés de maturité pour les marchés de l'énergie :
 - Pétrole : le marché est mondial et liquide, mais les cartels (OPEP notamment) continuent d'avoir une influence forte sur les prix.
 - Electricité et gaz en Europe : les marchés ne sont pas encore stabilisés, leur développement est sous contrôle, notamment législatif.
 - CO2 : le marché est encore récent et relativement peu liquide. Son existence est essentiellement due au législateur.



1. Notions de base
2. Cas des marchés de l'énergie
3. **Evolutions récentes du marché de l'électricité en France**
4. Autre exemple : le marché du CO₂
5. La transition énergétique en Europe

Caractéristiques des marchés de l'électricité

- Une énergie secondaire : **non disponible à l'état naturel**, produite par:
 - Fission nucléaire
 - Combustion d'énergies fossiles (fuel, gaz ou charbon)
 - Exploitation de la force hydraulique
 - Mécanismes verts (éolien, solaire)
- Une énergie **non stockable**: sauf hydroélectricité
- Il y a 15 ans :
 - Acteurs historiques avec chaîne Amont/Aval intégrée
 - Tarifs réglementés: nucléaire historique pour l'électricité, contrats long terme pour le gaz
- Aujourd'hui, des marchés développés en Europe : via les rapprochement entre bourses, on tend de marchés nationaux vers des marchés inter-européens :
 - EEX (European Energy Exchange: France, Allemagne, Autriche) : futures
 - Epex Spot, détenu par EEX et Powernext (France, Allemagne, Autriche, Suisse)
 - NordPool (Suède, Finlande, Norvège, Danemark) : marché spot et à terme
 - APEX-ENDEX (Pays-Bas, Belgique, UK) : marché spot et futures

Evolution de l'environnement réglementaire

19/12/1996: 1^{ière} directive européenne sur le marché de l'électricité
Accès au réseau, concurrence à la prod.

Juin 1998: 1^{ière} directive européenne gaz

23/06/2003: 2^{ières} directives européennes électricité et gaz
Règlement technique des conditions d'accès aux réseaux (échanges transfrontaliers)

19/06/2009: Paquet législatif électricité et gaz
Stricte indépendance des GRT, augmentation du droit des consommateurs

2008: UE Paquet Energie-Climat (émissions, efficacité)

1996 1998 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2007 2009 2010

10/02/2000: Transposition française 1^{ière} dir. électricité

2004: Transposition des 2^{ières} directives

01/2008: Loi relative aux tarifs réglementés particuliers (possibilité retour) → 07/2010

03/01/2003: Transposition française 1^{ière} dir. gaz, Loi électricité et gaz

01/07/2007: Ouverture du marché à tous les clients

05/2000: Abaissement du seuil d'éligibilité à 16 GWh (~1300 sites)

01/07/2004: Ouverture aux professionnels (4.5M) Création de 2 GRD

2009/2010: Lois Grenelle 1 et 2: dévt. ENR, émissions

03/2000: Création de la CRE

07/2000: Création de RTE

02/2003: Abaissement à 7 GWh (~3500)

12/2006: TARTAM (Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché) → 07/2011

2005: Changement de statut d'EDF et GDF

12/2008: Powernext et EEX → EPEX Spot

12/2001: Création de Powernext

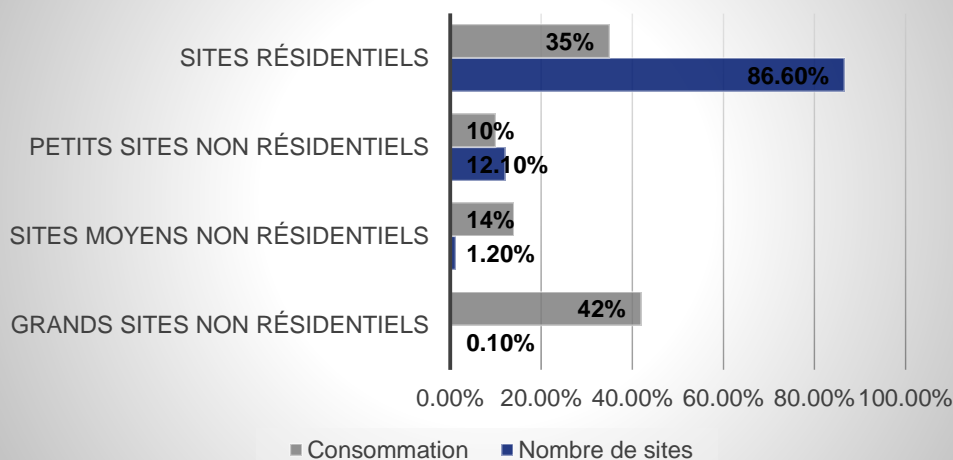
Introduction aux marchés de

07/2010: Loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché Electrique) : avenir des tarifs, 07/2011: droit d'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) pour les fournisseurs alternatifs(dévt. concurrence)

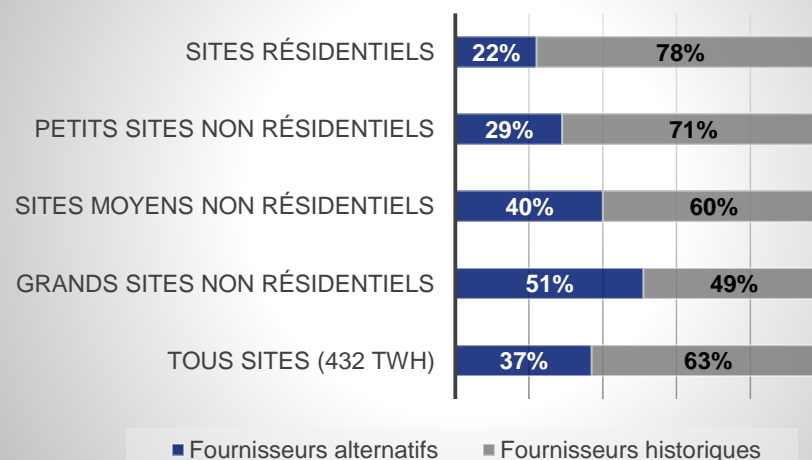
Structure du marché

- Au 2^e trimestre 2019, la répartition des parts de marché est assez inégale :
 - Grands sites non résidentiels : puissance > 250kW, consommation > 1GWh (grands sites industriels, hôpitaux, hypermarchés, grands immeubles, ...)
 - Sites moyens non résidentiels : puissance 36 à 250kW, consommation de 0.15 à 1 GWh (locaux de PME, ...)
 - Petits sites non résidentiels : puissance < 36kW, consommation < 0.15 GWh (professions libérales, artisans, ...)
 - Sites résidentiels : puissance < 36kW, consommation < 10 MWh.

Typologie des sites en électricité



Répartition de la consommation



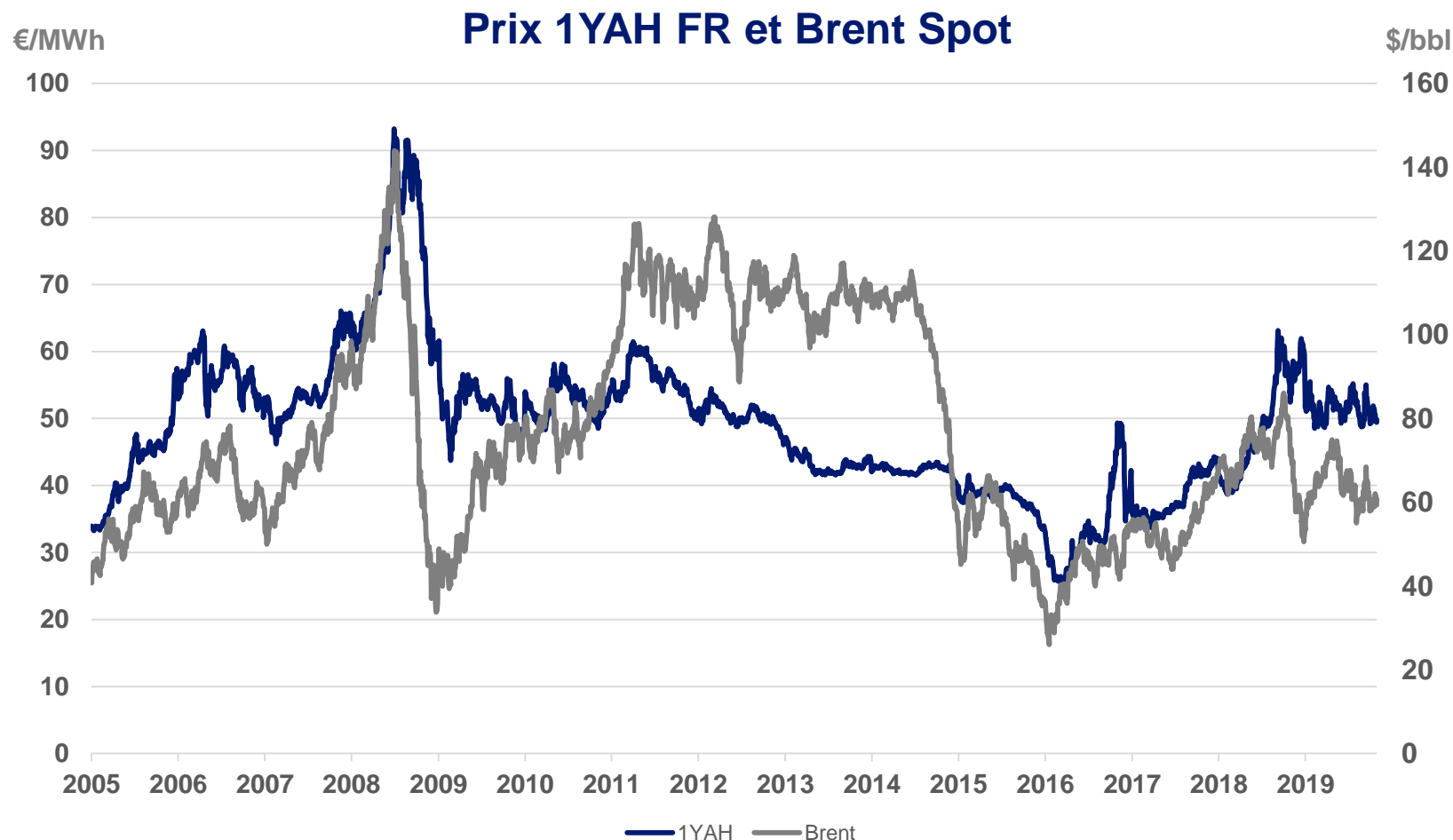
Source : CRE, OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE DÉTAIL
DEUXIEME TRIMESTRE 2019

Le niveau des prix sur le marché de gros français

Prix à terme FR Base Année N+1 (en € courants)



Pétrole européen et prix de gros français



Que dire de la corrélation entre prix du Calendar et prix du Brent ?

Le développement de la concurrence : l'ARENH

- La commission européenne estime qu'il y a peu d'espace en France pour la concurrence.
 - En particulier à l'amont : la durée de vie du parc nucléaire et le montant des investissements correspondants ont été vus comme favorisant EDF.
- EN 2010, la loi NOME organise « **un accès régulé à l'énergie nucléaire historique** » (ARENH) afin de mettre sur un pied d'égalité le producteur historique et ses concurrents.
 - L'idée est de remonter la régulation de l'aval vers l'amont.
 - Les producteurs alternatifs peuvent acheter un produit « base » ou ruban auprès d'EDF à un tarif fixé par le régulateur, uniquement destiné à alimenter des clients en France métropolitaine continentale.
 - Volume maximum disponible au titre de l'ARENH : 100 TWh/an, soit 25% environ de la production nucléaire d'EDF.
 - Les droits ARENH sont attribués par la CRE en fonction de la prévision de consommation de son portefeuille.
- Le prix initial de l'ARENH a été fixé par arrêté , et doit refléter les conditions économiques de production des centrales nucléaires historiques sur la durée du dispositif :
 - 40 €/MWh à compter du 1er juillet 2011
 - 42 €/MWh à compter du 1er janvier 2012
- Conséquences :
 - En termes de business pour EDF : un alignement sur la logique d'offre des concurrents
 - En termes de concurrence aval : une certaine dynamique
- Cependant, maintenant que le prix de marché est sous l'ARENH :
 - Les clients redemandent des offres au vrai prix de marché. La demande de produit ARENH a drastiquement baissé.
 - Le nucléaire d'EDF est en fait l'objet d'un arbitrage entre sa valeur régulée et sa valeur marché, EDF étant rémunéré systématiquement à la plus faible valeur des deux.

Perspectives

- Le développement important des renouvelables contribue à pousser les prix de gros à la baisse :
 - Conjugué à l'impact de la crise sur le niveau de consommation
 - Conjugué aux mises en service de CCGT décidées à contre-cycle
 - Le mix européen peine à se rééquilibrer et se réadapter
 - Les producteurs souffrent à vendre en dessous de leurs coûts complets
- Mais il contribue aussi à pousser les prix de détail à la hausse :
 - Montant croissant des taxes destinées à compenser leur surcoût
 - Impact complémentaire du développement corrélatif du réseau
- Malgré des divergences profondes entre les politiques énergétiques nationales, l'intégration des marchés européens continue :
 - La couche physique (les interconnexions)
 - La couche économique (le couplage des mécanismes des bourses journalières)
 - La couche market design / sécurité du système (le modèle cible, les codes réseaux)
 - La couche industrielle (les énergéticiens, les sociétés de bourse)
 - La couche de la gouvernance (les régulateurs)



1. Notions de base
2. Cas des marchés de l'énergie
3. Evolutions récentes du marché de l'électricité en France
4. **Autre exemple : le marché du CO2**
5. La transition énergétique en Europe

Le marché du CO₂

- En 1997, le protocole de Kyoto (1997) fixe le principe de quotas d'émission.
- Une directive européenne de 2003 crée le système de Permis d'Emissions Négociable (PEN) de gaz à effet de serre dans l'UE : EU-ETS (EU greenhouse gas Emission Trading Scheme)
 - (Tonne de) CO₂ = Permis d'émission (= Allocation versus Emission)
- **Système Cap & Trade**
 - Chaque tonne émise doit être couverte par un permis
 - Plafond d'émissions défini en amont de la délivrance des permis
 - Les permis sont échangeables entre acteurs
- Deux types de participants au marché :
 - Acteurs contraints (long PEN) : électricité, acier, allocations et obligation de conformité, arbitrage entre utilisation de permis / recours au marché
 - Acteurs non contraints (short PEN) : énergies vertes, financiers, pas d'allocations, transactions sur le marché, assure la liquidité
- Ce système fonctionne dans 31 pays (28 Etats membres de l'UE plus l'Islande, le Liechtenstein et la Norvège).
- Il limite les émissions de plus de 11000 grandes installations consommatrices d'énergie (centrales électriques et industries) et des compagnies aériennes reliant les pays participants.
- Il couvre environ 45% des émissions de CO₂ de l'UE.

Le marché du CO₂

- En 2020, l'objectif est d'avoir réduit les émissions de CO₂ de 20% par rapport à celles de 1990.
- En 2030, l'objectif est d'avoir réduit les émissions de CO₂ de 40% par rapport à celles de 1990.
- Entre 1990 et 2018, les émissions ont reculé de 23%.
- Entre 2017 et 2018, les émissions de CO₂ ont chuté de 2%. Cette chute est principalement portée par les centrales de production d'électricité qui sont soumises au mécanisme. Les émissions non couvertes (transports, agriculture, construction, déchets) ont décliné de 0,9%.
- Les émissions de l'aviation internationale sont en hausse en 2018 et ont progressé de 19% sur les cinq dernières années. Seuls les vols intra-européens sont concernés par le dispositif.





1. Notions de base
2. Cas des marchés de l'énergie
3. Evolutions récentes du marché de l'électricité en France
4. Autre exemple : le marché du CO₂
5. **La transition énergétique en Europe**

La transition énergétique au niveau européen

- Transition énergétique : changer de source d'énergie.
 - En France, après 1945 : transition vers l'hydraulique et le charbon.
 - Après le traité de Rome en 1957 : régression du charbon et transition vers le pétrole.
 - Après le premier choc pétrolier de 1974 : transition vers le nucléaire.
- Au niveau de l'Union Européenne :
 - En 2020, le **paquet énergie climat 3x20** (compatible avec les engagements du protocole de Kyoto) : -20 % de CO₂, 20 % ENR, 20 % efficacité énergétique.
 - Pour 2050 : l'Intergovernmental panel on climate change préconise une réduction par 4 des émissions de CO₂ pour les pays de l'OCDE. De son côté, l'Union européenne s'est engagée à réduire de 80 à 95 % ses émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990.
 - Une contribution forte est attendue de la part du secteur électrique.
- Cependant, la politique énergétique est une prérogative nationale.
 - La commission a donc fait des propositions de scénarios énergétiques, parmi lesquels les états ont la liberté de choisir.
 - Chaque état doit en effet tenir compte de sa propre situation préexistante, de ses potentiels (par exemple pour les ENR ou l'amélioration de l'efficacité énergétique), mais aussi de l'acceptabilité sociale de ses projets.
 - Cela peut néanmoins mener à des décisions nationales non coordonnées.

Transition énergétique : l'Allemagne

- L'**Energiewende** est théorisé en 1979, dans le livre *Energiewende: Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran*.
 - Dans un contexte post-chocs pétroliers, l'idée est d'opposer les énergies domestiques et les énergies importées.
 - En termes de mix énergétique, cela revient donc à se défaire du nucléaire et du pétrole, et à se reposer sur le charbon et le solaire.
- En 1998, avec le gouvernement Schröder, la « modernisation écologique » et le tournant énergétique intègrent la politique du gouvernement.
- En 2012, l'Allemagne annonce sa **sortie du nucléaire** après l'accident de Fukushima.
 - Développement massif des ENR et de l'efficacité énergétique pour compenser...
 - ... mais aussi réouverture de mines de charbon dans la Ruhr !
 - Les objectifs pris à cette occasion sont plus volontaristes que les engagements pris par l'Allemagne auprès de la commission européenne.
- Au final :
 - Les émissions de CO2 ont augmenté sur les dernières années (à cause du remplacement du nucléaire par le charbon), même si l'Allemagne atteindra néanmoins son objectif de réduction du paquet 3x20.
 - Le bilan industriel pour les ENR est mitigé : la filière photovoltaïque a été restructurée au profit de la Chine.
 - Le pays a besoin d'investissements complémentaires (développement du réseau nord-sud) et les coûts de gestion du réseau vont augmenter (mise en place de réserves, par exemple) pour permettre l'introduction massive d'ENR.
 - Actuellement, les ENR sont lourdement subventionnées en taxant les consommateurs résidentiels, ce qui soulève des questions sur la justice sociale de la mesure.

Transition énergétique : le Royaume-Uni

- Contexte particulier :
 - Alors que le Royaume-Uni était traditionnellement exportateur d'hydrocarbures (champs pétroliers en mer du Nord), il est depuis quelques années importateur net.
 - Le marché britannique de l'énergie est très concurrentiel (présence de 6 acteurs importants), il est donc difficile de dégager des marges d'investissement.
- Le pays s'est fixé d'importants objectifs de réduction d'émission de gaz à effet de serre et souhaite simultanément développer son indépendance énergétique / sa sécurité d'approvisionnement, et réduire la précarité énergétique.
 - Le Royaume-Uni était le champion de la libéralisation, et devient maintenant très interventionniste dans ce secteur...
- Développement important des ENR : champs éoliens le long du littoral (6 des 10 plus grands parcs éoliens mondiaux).
- Investissement dans l'énergie nucléaire : construction de 2 EPR à Hinkley Point.
 - Le prix d'achat de l'électricité en sortie de centrale est garanti par le gouvernement britannique sur de très longues échéances afin de garantir la rentabilité du projet.

Transition énergétique : l'Espagne

- Initialement, la transition énergétique devait être entièrement ENR :
 - Fort développement éolien et photovoltaïque
 - Acteurs nationaux de l'éolien : Iberdrola, Gamesa
- Cela a néanmoins induit un important « déficit tarifaire » = cumul de l'écart entre tarif au consommateur et prix de revient (30 Md€ de déficit cumulé).
- Afin d'y remédier, il a fallu augmenter sensiblement le prix facturé au client final : +63% depuis 2007 pour les clients <10kW
- Finalement, il a même été décidé de refondre le mécanisme de subvention des ENR, ce qui induit une baisse de la rémunération y compris pour les installations déjà en exploitation → Nécessité de mettre en place une mesure rétroactive.
- L'Espagne est donc un exemple de transition très volontariste mais finalement non soutenable.