

## OBSERVATOIRE

4<sup>E</sup> TRIMESTRE 2020 (DONNÉES AU 31/12/2020)

# Les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel



## **INTRODUCTION**

L'observatoire des marchés de gros a pour objectif de présenter à un large public des indicateurs de suivi des marchés français de l'électricité et du gaz.

Cet observatoire est actualisé tous les trimestres et publié sur le site internet de la CRE ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)).

Les faits marquants du trimestre sont présentés dans une première partie et les indicateurs sur le fonctionnement des marchés ainsi que les dates clés sont détaillés dans une deuxième partie.

Les données sous-jacentes aux tableaux des indicateurs sont disponibles sur le site internet de la CRE rubrique « Open Data » ([www.cre.fr/Pages-annexes/Open-Data](http://www.cre.fr/Pages-annexes/Open-Data)).

### **Références utiles**

#### **S'agissant des suspicions d'abus de marché**

Afin d'assurer la meilleure surveillance possible des marchés, il est demandé à toute personne ayant des suspicions raisonnables d'abus de marché d'alerter :

- les services de la CRE en charge de la surveillance de marché à l'adresse : [surveillance@cre.fr](mailto:surveillance@cre.fr) ;
- ou les services de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) en se rendant sur sa plateforme de notification : <https://www.acer-remit.eu/np/home>.

#### **S'agissant de l'enregistrement des acteurs du marché**

Pour toute question relative à l'enregistrement, les acteurs du marché peuvent se référer à la page de questions et réponses publiée sur le site internet de la CRE (<https://www.cre.fr/Electricite/REMIT/Enregistrement-et-FAQ>) ou contacter les services de la CRE en charge de la surveillance de marché à l'adresse [enregistrement.remit@cre.fr](mailto:enregistrement.remit@cre.fr).

#### **S'agissant de REMIT<sup>1</sup>**

Toute la documentation relative à la mise en œuvre du règlement REMIT peut être consultée sur le portail REMIT mis à disposition par l'ACER : <https://documents.acer-remit.eu/>.

<sup>1</sup> Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie

# SOMMAIRE

<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>3</b>
<b>LES FAITS MARQUANTS DU TRIMESTRE .....</b>	<b>5</b>
<b>LES INDICATEURS DE MARCHÉ .....</b>	<b>9</b>
<b>PARTIE 1 : LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ.....</b>	<b>10</b>
<b>1. DATES-CLES.....</b>	<b>10</b>
<b>2. PRODUCTION, CONSOMMATION ET ÉCHANGES AUX FRONTIÈRES .....</b>	<b>12</b>
<b>3. VOLUMES DE TRANSACTIONS .....</b>	<b>18</b>
<b>4. PRIX DE MARCHÉ .....</b>	<b>22</b>
<b>5. INDICES DE CONCENTRATION DES MARCHÉS.....</b>	<b>27</b>
<b>6. MÉCANISME DE CAPACITÉ .....</b>	<b>29</b>
<b>7. MÉCANISME D'AJUSTEMENT .....</b>	<b>29</b>
<b>8. CHIFFRES-CLES.....</b>	<b>30</b>
<b>PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ.....</b>	<b>32</b>
<b>1. DATES-CLES.....</b>	<b>32</b>
<b>2. BILAN PHYSIQUE .....</b>	<b>34</b>
<b>3. VOLUMES DE TRANSACTIONS .....</b>	<b>42</b>
<b>4. PRIX DE MARCHÉ .....</b>	<b>46</b>
<b>5. INDICES DE CONCENTRATION DES MARCHÉS.....</b>	<b>50</b>
<b>6. CHIFFRES CLES.....</b>	<b>51</b>
<b>PARTIE 3 : AUTRES ÉLÉMENTS DE CONTEXTE.....</b>	<b>53</b>
<b>1. PRIX DES QUOTAS DE CO<sub>2</sub>.....</b>	<b>53</b>
<b>2. CLEAN SPARK SPREAD ET CLEAN DARK SPREAD .....</b>	<b>55</b>
<b>3. PRIX DU GAZ EN EUROPE ET AUX ÉTATS-UNIS VERSUS LES PRIX DU CHARBON .....</b>	<b>57</b>
<b>GLOSSAIRE.....</b>	<b>58</b>
<b>INDEX DES GRAPHIQUES .....</b>	<b>60</b>
<b>INDEX DES TABLEAUX .....</b>	<b>62</b>

# **LES FAITS MARQUANTS** **DU TRIMESTRE**

Le quatrième trimestre 2020 voit la majorité des fondamentaux retourner à la normale après deux trimestres fortement touchés par la crise du COVID-19. La consommation de gaz et d'électricité a retrouvé ses niveaux historiques, notamment en décembre en raison de la baisse de température.

L'augmentation des prix des matières premières amorcée dès le deuxième trimestre, dans le contexte d'une reprise de l'activité économique mondiale, persiste et accélère en particulier à partir du mois de novembre.

Les prix à terme du gaz retrouvent les valeurs d'avant crise. On assiste à une hausse importante des prix des quotas de CO<sub>2</sub> à plus de 30 €/t à la fin du trimestre, soit le plus haut niveau de 2020.

A court terme, le marché de l'électricité en France apparaît moins tendu que prévu, grâce à la hausse de la disponibilité du parc nucléaire et à une pluviométrie importante en fin d'année. Toutefois, les prix à terme de l'électricité observent une tendance haussière depuis novembre, en corrélation avec la hausse des prix des matières premières.

### Croissance quasi-continue des prix du pétrole et du charbon à partir de novembre en lien en particulier avec l'annonce de vaccins efficaces contre le COVID-19

Les prix du pétrole ont fluctué en octobre, avant de connaître une croissance quasi-continue sur novembre et décembre 2020 (voir l'évolution des prix des commodités en Base 100 sur la Figure 1).

Le mois d'octobre a été entamé par une conjonction de facteurs haussiers tels que la reprise économique soutenue de la Chine, une baisse importante de l'extraction pétrolière dans le golfe du Mexique à la suite de l'ouragan Delta et une grève sur le plus grand champ pétrolier de Norvège (Johan Sverdrup). Après un pic de 36,9 €/baril à la moitié du mois, la montée de la crainte que la seconde vague de COVID-19 s'avère plus forte que prévue ainsi que l'apaisement des tensions en Lybie ont conduit à une baisse de prix jusqu'à la fin du mois pour atteindre 32,2 €/baril le 30 octobre.

A partir de novembre, les prix du pétrole ont été tirés à la hausse en très grande majorité par les annonces de l'efficacité de vaccins efficaces contre le COVID-19 ce qui devrait conduire à une hausse de la consommation. On relèvera toutefois d'autres facteurs haussiers tels que la baisse des stocks américains, les plans de relance économiques américains et européens et la mesure d'une hausse de production pour janvier 2021 plus faible qu'initialement annoncée sur laquelle s'est accordé l'OPEP+. Le prix du baril de Brent s'élevait ainsi à 42,4 €/baril le 31 décembre.

Le prix du charbon du produit calendaire API 2 s'est en moyenne élevé à 50,71 €/t sur le quatrième trimestre de 2020, soit une augmentation de 2,51 % par rapport à la moyenne du trimestre précédent. La demande mondiale en charbon en fin d'année a été supérieure aux niveaux pré-COVID, soit une hausse de 3,5 % par rapport au quatrième trimestre 2019. Les causes de cette hausse sont majoritairement à attribuer au rebond des économies asiatiques ainsi qu'à un mois de décembre 2020 particulièrement froid sur ce continent.

### Des pics de prix journaliers sont atteints en France et en Europe face à des températures particulièrement froides en décembre. Forte hausse des prix à terme tirés par le rebond des matières premières.

La situation sanitaire se dégradant à la mi-octobre, la consommation d'électricité restait inférieure de 2 à 3 % par rapport à la normale. Puis, à partir de fin octobre, le renforcement des mesures sanitaires (couvre-feux et second confinement) a entraîné une nouvelle diminution de la consommation, mais beaucoup plus modérée qu'au printemps, portant la diminution à environ 3-4 % en dessous de la normale. Le second déconfinement et le début du mois de décembre particulièrement froid par rapport aux températures normales ont vu la consommation électrique remonter légèrement jusqu'à des niveaux proches de 2019 (voir Figure 3).

Côté production, la production nucléaire est repartie à la hausse tout au long du trimestre par rapport au 3<sup>ème</sup> trimestre, bénéficiant d'une amélioration de la disponibilité du parc à la suite des retours de maintenance de plusieurs réacteurs (Figure 5). La production thermique a, quant à elle, baissé pendant les mois d'octobre et novembre alors que les productions hydraulique et éolienne ont connu une forte hausse durant le mois d'octobre (bénéficiant de conditions météorologiques favorables), et que la consommation était moindre pendant le mois de novembre (Figure 4). En revanche, les températures froides du début du mois de décembre ont favorisé une augmentation de la production thermique de 10 % par rapport à décembre 2019. En fin d'année, la production à partir du charbon a légèrement augmenté notamment en raison de la hausse de consommation hivernale, mais également du fait de l'arbitrage avec le gaz, le prix du gaz étant à la hausse et le prix du CO<sub>2</sub> en baisse jusqu'en novembre (Figure 7).

Les températures du début du mois de décembre ont également particulièrement affecté à la hausse les prix *spot* (des prix supérieurs à 100 €/MWh ont été observés pendant un total de 19 heures), alors qu'ils étaient restés plutôt stables en début de trimestre dans un contexte d'équilibre offre-demande favorable (reprise de la production nucléaire et consommation moindre). En France, le prix moyen s'établit à 48,42 €/MWh en décembre, en augmentation de 8,3 €/MWh par rapport au mois de novembre (Figure 18). Plusieurs pics sont observés en France ainsi que dans les autres pays européens de la région *Central West Europe* (Figure 20).

S'agissant des prix à terme, en octobre, les perspectives d'un vaccin et d'une reprise économique ont conduit à un rebond des prix des matières premières, provoquant une nouvelle hausse des prix à terme de l'électricité. Ainsi, entre le 20 novembre et le 28 décembre, le produit annuel 2021 a augmenté de 27 %, passant de 42,0 €/MWh à 53,2 €/MWh (Figure 23).

Enfin, sur les marchés à terme, les volumes de transactions sur le produit annuel 2021 ont connu une augmentation de 43 % par rapport au troisième trimestre 2020, tout en restant inférieurs de -39 % par rapport aux volumes échangés sur le produit annuel 2020 au quatrième trimestre 2019. Sur le marché *spot* les volumes échangés sont en hausse de 15 % par rapport au trimestre précédent et affichent une hausse de 12 % par rapport à la même période en 2019 (Tableau 3).

### Poursuite de la hausse des prix du gaz avec un marché en tension à partir de décembre soutenu par la demande asiatique en GNL et entraînant des soutirages de stockages élevés

La France a connu un mois d'octobre frais qui a laissé place à des mois de novembre et décembre aux températures en moyenne supérieures aux normes saisonnières. Les températures sont cependant restées en dessous des normes sur la première dizaine de décembre ainsi que du 25 à la fin du mois.

Les flux par gazoducs en provenance de la mer du Nord ont connu des perturbations sur octobre et novembre en raison de grèves du personnel de champs de production et usines de traitement, ainsi que d'incidents techniques. De fait, les importations terrestres qui s'élèvent à 85 TWh ce trimestre affichent une baisse de 16 % par rapport au quatrième trimestre 2019 (Figure 30).

Au mois de décembre, l'Asie a été frappée par une vague de froid d'ampleur, conduisant à une augmentation progressive de l'écart de prix entre le GNL asiatique et le TTF. Ce dernier s'est élevé jusqu'à un maximum de 17,88 €/MWh le 17 décembre (Figure 57). Les arbitrages favorables à l'Asie au détriment de l'Europe en tant que destination pour les méthaniers a contribué à tendre l'offre en Europe, conduisant à une baisse de 16 % des importations françaises de GNL et une baisse de 40 % des émissions des terminaux méthaniers sur le quatrième trimestre 2020 par rapport à la même période en 2019.

L'Europe a en conséquence eu recours à des soutirages intensifs de ses stockages pour répondre à la demande locale. La variation nette moyenne des stockages français sur le quatrième trimestre 2020 a été deux fois et demie supérieure à celle de 2019 avec en moyenne -392 GWh/j contre -157 GWh/j l'an passé. Les niveaux des stockages étaient comparables avec ceux de 2019 jusqu'à fin novembre (à des niveaux supérieurs à ceux des années précédentes), avant de chuter sous l'effet de la demande pour atteindre 91 TWh le 31 décembre 2020, alors que les stockages affichaient 113 TWh à la même date l'an passé (Figure 42).

Le mois de décembre est celui qui a observé la plus forte hausse des prix *spot* avec une hausse du prix *day-ahead* sur le mois de 4,26 €/MWh, soutenue par des fondamentaux de court terme tels que la réduction de l'offre mondiale de GNL (Figure 50). Les volumes échangés sur le marché *spot* ont été identiques à ceux du quatrième trimestre de 2019, à 50 TWh (Figure 45).

Les prix à terme ont poursuivi leur tendance haussière amorcée à partir du relâchement progressif des mesures sanitaires liées au COVID-19 en juin. La courbe des prix à terme des produits calendaires PEG s'est inversée mi-décembre pour présenter une structure en *backwardation* (les produits de courtes maturités s'échangeant à des niveaux de prix supérieurs à ceux des produits aux maturités plus élevées), du fait du resserrement de l'offre à court terme.

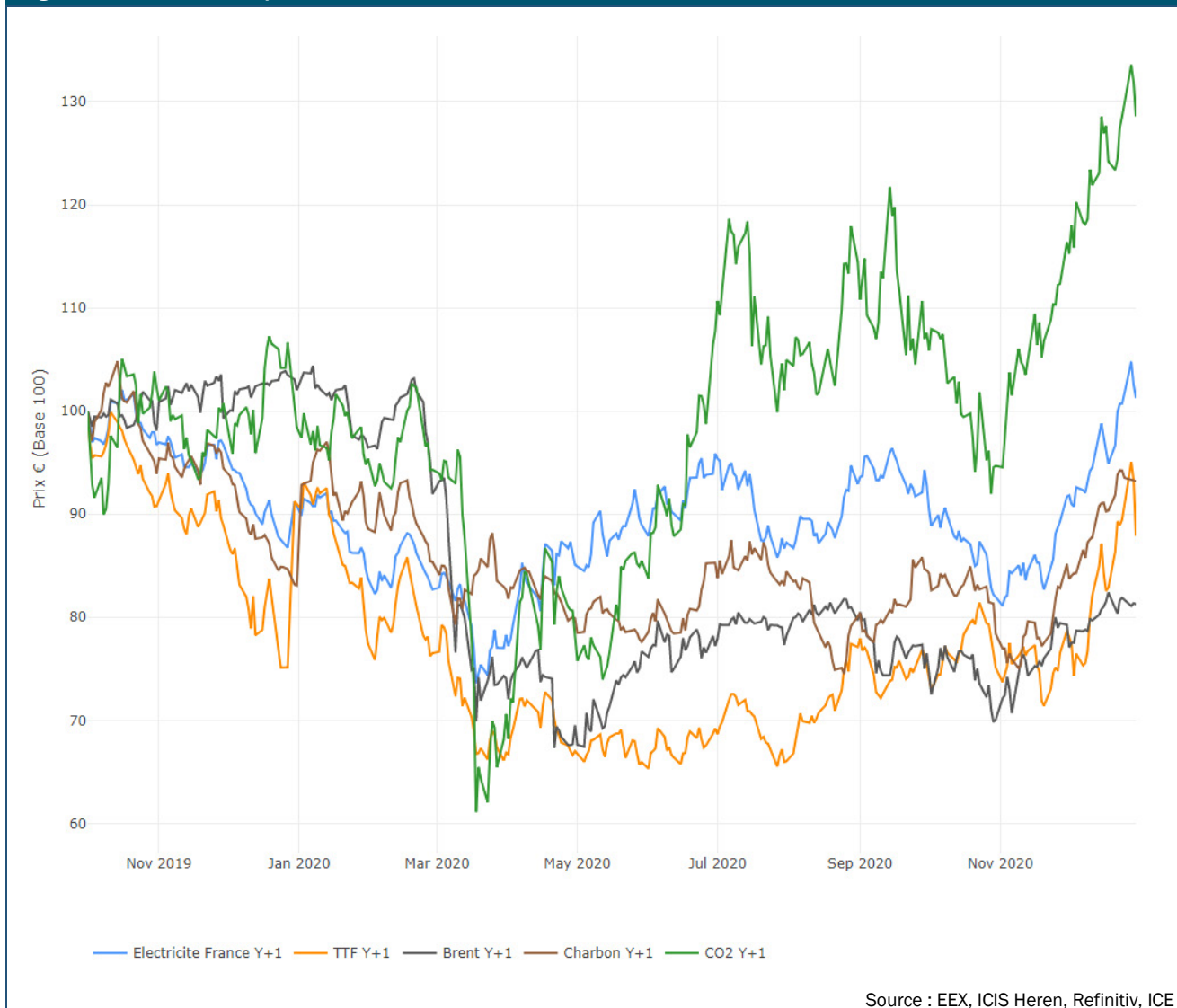
Les volumes des produits à terme échangés ont diminué pour toutes les maturités à l'exception du produit *month-ahead* dont les volumes échangés ont été au total plus de deux fois et demie supérieurs à ceux échangés sur le quatrième trimestre 2019, ce qui souligne la différence de tension du marché sur ces deux périodes (Figure 46 et Figure 47).

### Rebond record à la hausse des prix des quotas de CO<sub>2</sub> à partir de début novembre 2020

Dans la continuité de la baisse observée à la fin du troisième trimestre 2020, le mois d'octobre s'est achevé sur une baisse du prix jusqu'à 23 €/tCO<sub>2</sub> le 28 octobre, alors que les pays européens faisaient face à la deuxième vague du COVID-19 et multipliaient les mesures sanitaires.

Finalement, le mois de novembre a marqué la fin du déclin du prix des quotas CO<sub>2</sub>, relancé par l'amélioration de la situation sanitaire et par les perspectives de la vaccination. La hausse s'est poursuivie tout au long du mois de décembre pour atteindre un nouveau record à 33,4 €/tCO<sub>2</sub> le 28 décembre, dans le contexte de l'accord du 11 décembre 2020 portant l'augmentation de la réduction des émissions des pays de l'Union européenne à 55 % en 2030 par rapport aux niveaux de 1990 (contre 43 % précédemment) (Figure 59).

L'entrée en 2021 dans la phase 4 du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union européenne, allant jusqu'en 2030, marque de nouvelles perspectives pour le marché du carbone pour atteindre l'objectif de neutralité carbone en 2050.

**Figure 1 : Evolution des prix des commodités**



# **LES INDICATEURS** **DE MARCHÉ**

## **PARTIE 1 :** **LE MARCHÉ DE GROS DE L'ELECTRICITE**

### **1. DATES-CLES**

Novembre 2000	La CRE valide la première version du contrat de responsable d'équilibre (RE)
Début 2001	Premiers achats de pertes sur le marché par RTE
Mai 2001	Premières cotations OTC publiées concernant le marché français
Septembre 2001	Premières mises aux enchères de capacités de production par EDF (VPP)
Novembre 2001	Lancement du marché Powernext Day-Ahead
2003	Démarrage du mécanisme d'ajustement de RTE
Juin 2004	Lancement du marché Powernext Futures
Juillet 2004	Premiers achats de pertes sur le marché par ERDF
Janvier 2006	Mise en place d'enchères de capacités explicites aux frontières (à l'exception de la Suisse)
Novembre 2006	Démarrage du couplage de marchés entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.
Juillet 2007	Lancement des marchés Powernext Intraday et Continuous
Avril 2009	Fusion de Powernext et EEX ; lancement d'EPEX SPOT et d'EEX Power derivatives (EPD) pour les produits à terme
Novembre 2010	Extension du couplage de marché entre la France, la Belgique et les Pays-Bas au Luxembourg et à Allemagne
Décembre 2010	Couplage des marchés infra-journaliers français et allemand d'EPEX SPOT
Juillet 2011	Ouverture des droits à l'ARENH <sup>2</sup>
Novembre 2011	Les produits futurs négociés sur EPD France deviennent à règlement financier
Novembre 2011	Arrêt des enchères VPP <sup>3</sup>
Janvier 2012	Début des allocations de capacités long-terme d'interconnexion entre la France et la Suisse par enchères explicites
Janvier 2012	Début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et la Suisse
Juin 2012	Début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et l'Italie
Juin 2013	Couplage des marchés infra-journaliers français et suisse (marché infra-journalier suisse créé par la même occasion) d'EPEX SPOT
Février 2014	Couplage de la zone NWE <sup>4</sup> dans le cadre du SDAC <sup>5</sup>
Avril 2014	Couplage de la zone SWE <sup>6</sup> dans le cadre du SDAC

<sup>2</sup> Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique

<sup>3</sup> [http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE\\_Fin\\_VPP\\_301111.pdf](http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf)

<sup>4</sup> North-Western Europe : zone de couplage des marchés d'Europe du Nord-Ouest

<sup>5</sup> Single Day-Ahead Coupling : couplage unique de marché journalier

<sup>6</sup> South-Western Europe : zone de couplage des marchés d'Europe du Sud-Ouest

Mai 2014	Couplage des marchés NWE et SWE dans le cadre du SDAC
Septembre 2014	Nouvelle plateforme EEX (www.eex-transparency.com)
Décembre 2014	Nouvelle plateforme RTE en conformité avec le règlement Transparence n° 543/2013 <sup>7</sup>
Février 2015	Extension du couplage des marchés journaliers à la frontière France-Italie
Avril 2015	Intégration d'APX présent sur les marchés <i>spot</i> anglais, belge et néerlandais dans EPEX SPOT
Mai 2015	Lancement du couplage de marché fondé sur la méthode « <i>flow-based</i> » dans la zone CWE <sup>8</sup>
Décembre 2015	Passage à des produits demi-horaires en infra-journaliers aux interconnexions France-Suisse et France-Allemagne
Mars 2016	Passage à des allocations explicites continues de la capacité France-Belgique en infra-journalier
Octobre 2016	Couplage en infra-journalier des zones Belgique et Pays-Bas. La capacité d'interconnexion France-Belgique n'est plus disponible que de manière implicite.
Décembre 2016	Lancement de la première enchère de garantie de capacité en France
Janvier 2017	Démarrage du mécanisme de capacité
Mars 2017	Lancement de produits 30 minutes en infra-journalier en France, Allemagne et Suisse
Juin 2018	Première vague de développement du SIDC <sup>9</sup> . Lancement de XBID, plateforme européenne de couplage des marchés infra-journaliers. Démarrage du marché infra-journalier opéré par la bourse NordPool en France.
Janvier 2019	Participation explicite des interconnexions dans le mécanisme de capacité.
Juillet 2019	Mise en œuvre de la solution technique « <i>multi-NEMO</i> <sup>10</sup> » pour l'opération du couplage journalier par plusieurs opérateurs désignés.
Août 2019	Démarrage du marché journalier opéré par la bourse Nord Pool en France.
Novembre 2019	Deuxième vague de développement du SIDC (+ 7 pays : Bulgarie, Croatie, République-Tchèque, Hongrie, Pologne, Roumanie et Slovénie).

<sup>7</sup> Règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil

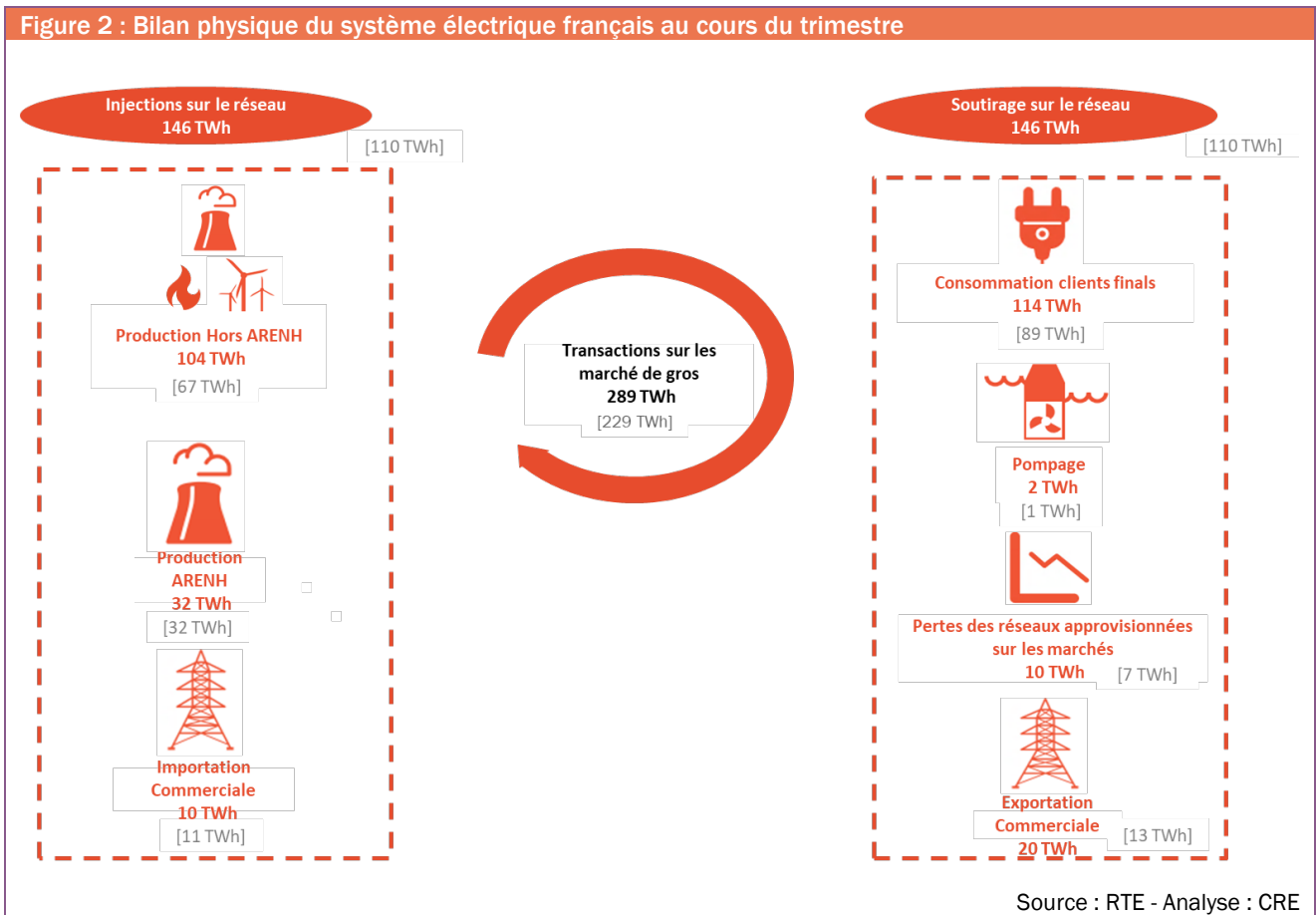
<sup>8</sup> *Central West Europe* : Allemagne, Belgique, France et Pays-Bas

<sup>9</sup> *Single Intra-Day Coupling* : Couplage de marché unique infra-journalier

<sup>10</sup> *Nominated Electricity Market Operators* : bourses de l'électricité désignées comme opérateurs de marché

**2. PRODUCTION, CONSOMMATION ET ECHANGES AUX FRONTIERES**

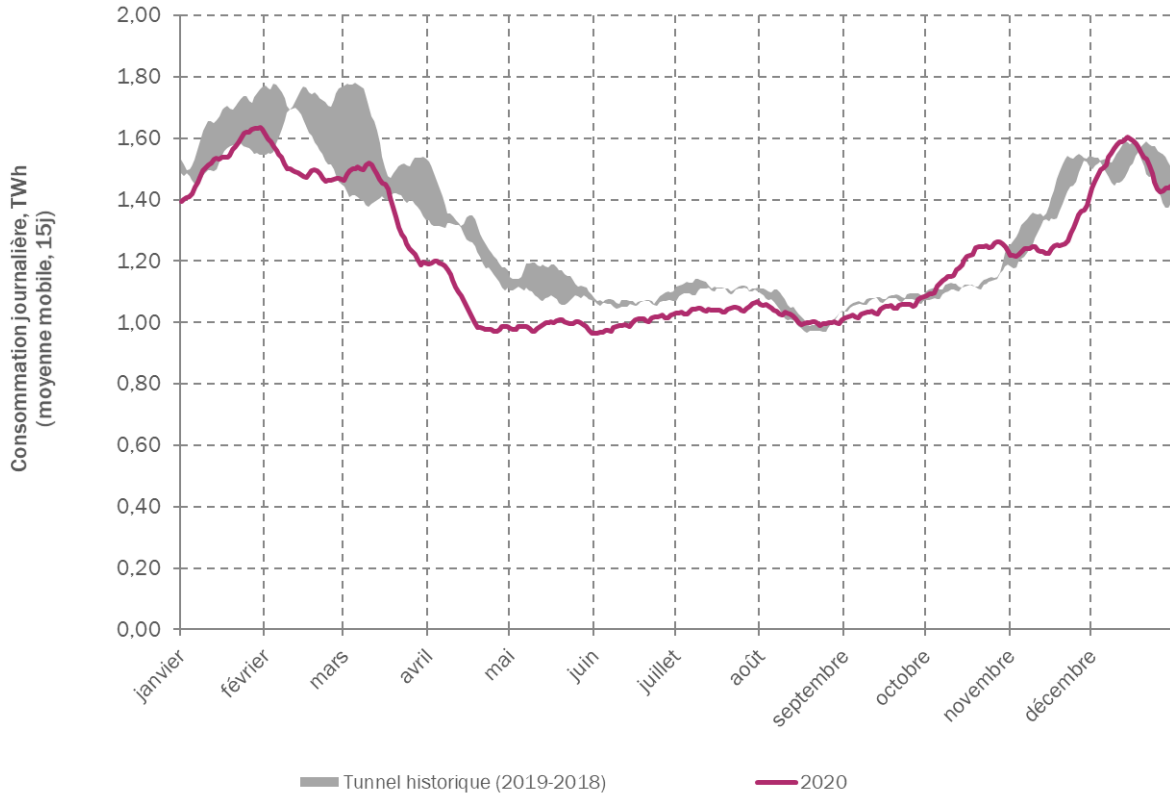
Figure 2 : Bilan physique du système électrique français au cours du trimestre



Source : RTE - Analyse : CRE

**2.1 Consommation**

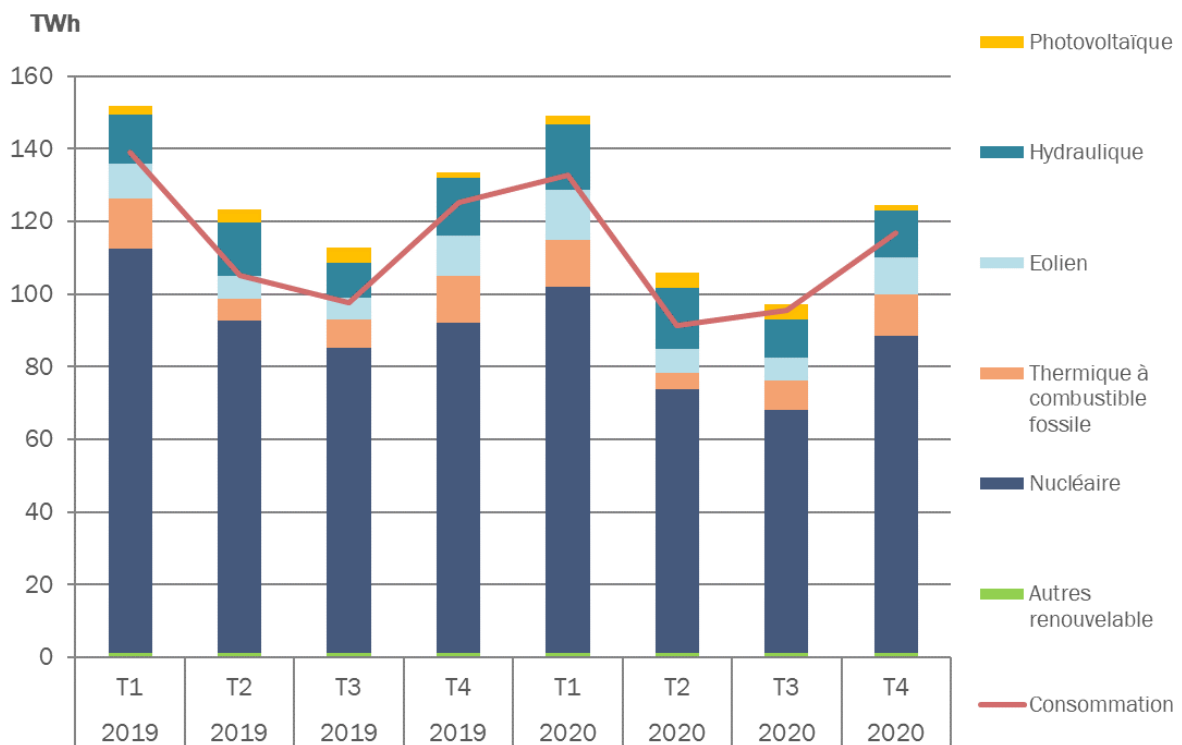
Figure 3 : Consommation



Source : RTE – Analyse : CRE

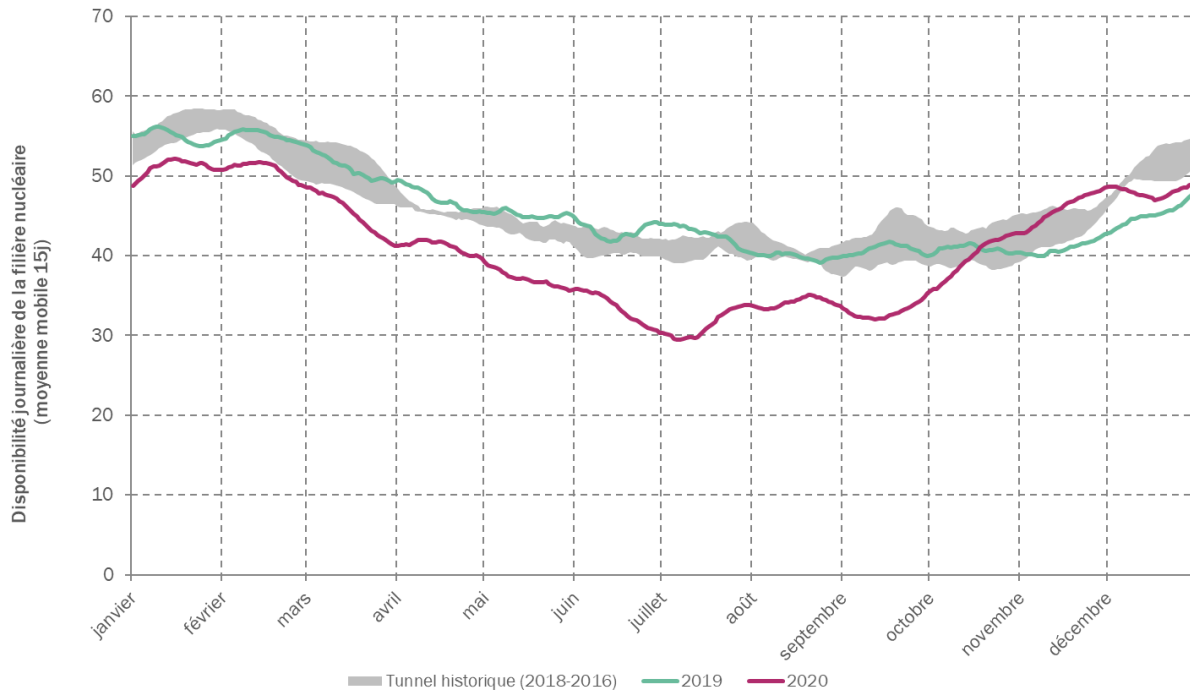
**2.2 Production**

Figure 4 : Productions par filière et consommation trimestrielle



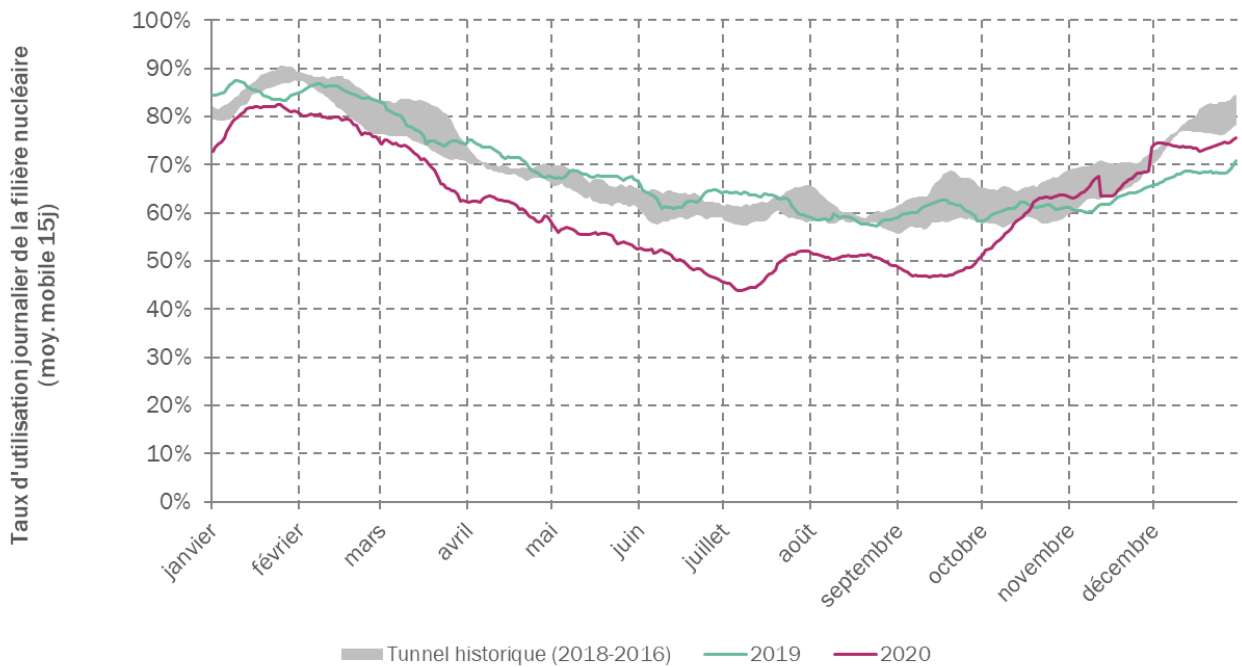
Source : RTE – Analyse : CRE

**Figure 5 : Disponibilité du nucléaire**



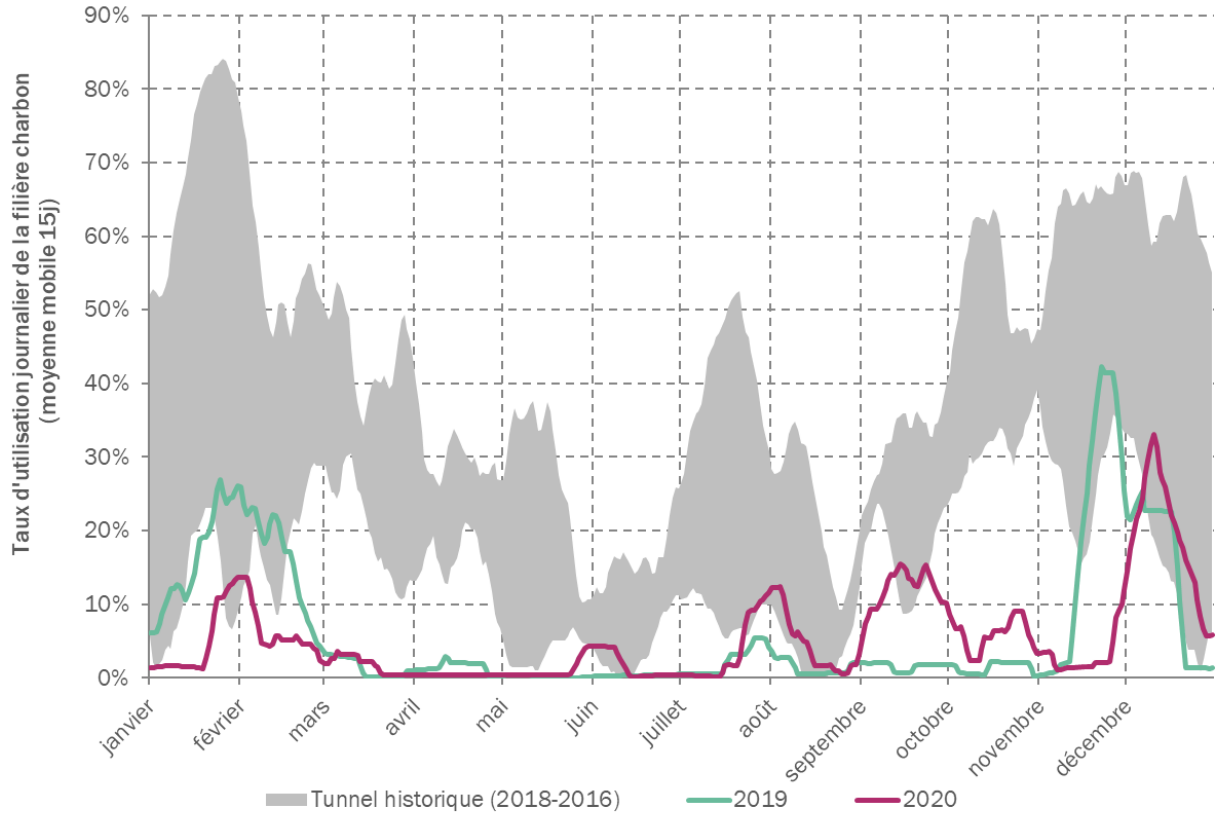
Source : RTE – Analyse : CRE

**Figure 6 : Taux de production de la filière nucléaire**



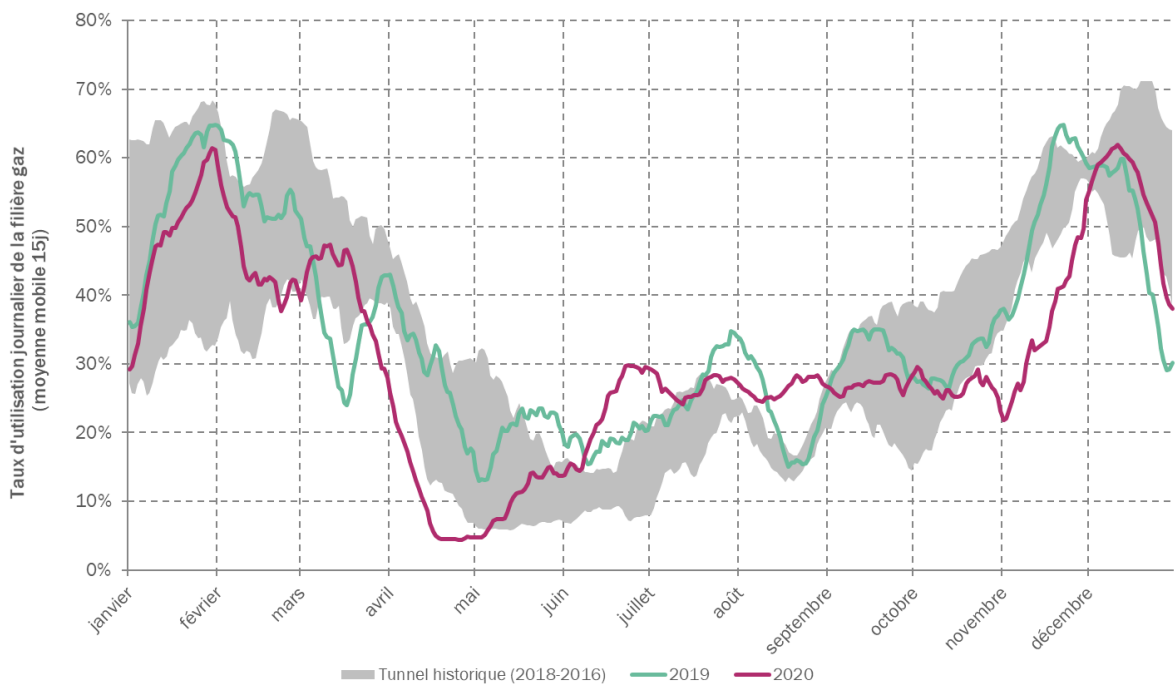
Source : RTE – Analyse : CRE

**Figure 7 : Taux de production de la filière charbon**



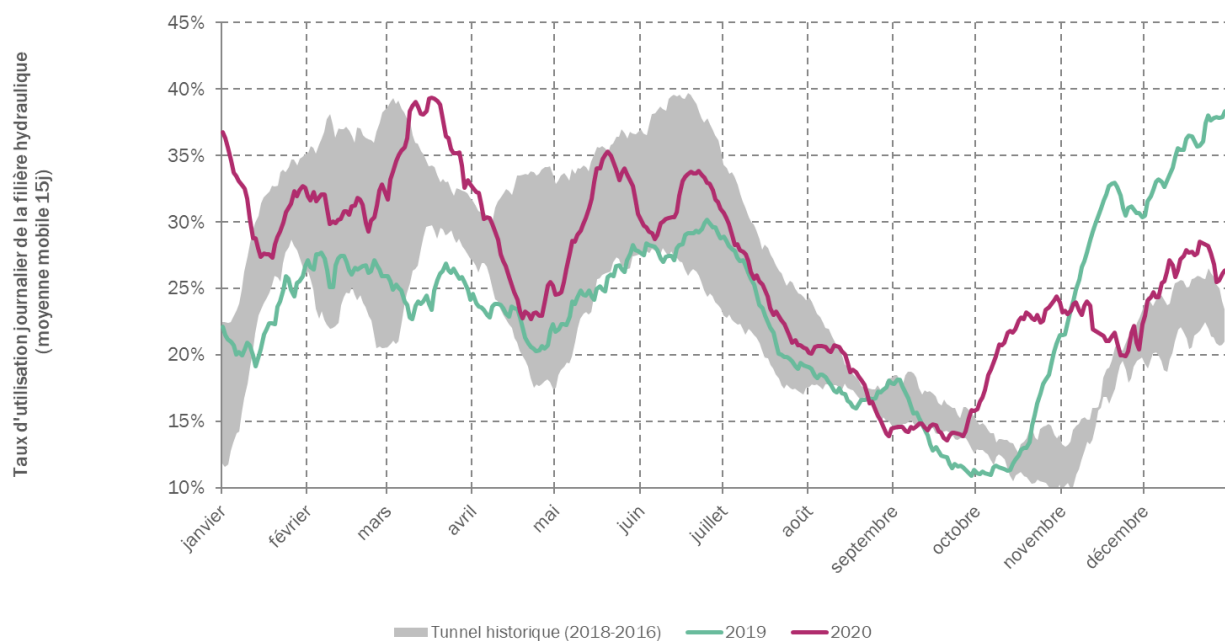
Source : RTE – Analyse : CRE

**Figure 8 : Taux de production de la filière gaz**



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 9 : Taux de production de la filière hydraulique

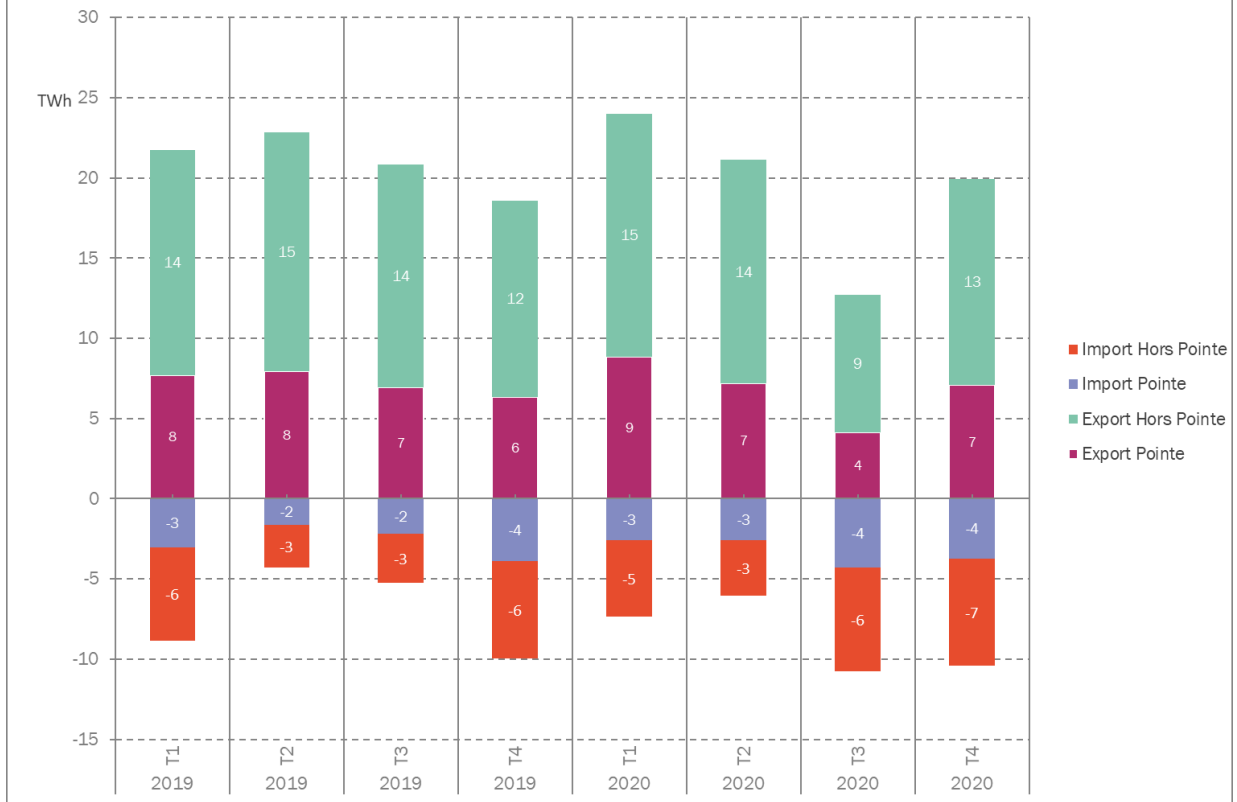


Source : RTE – Analyse : CRE



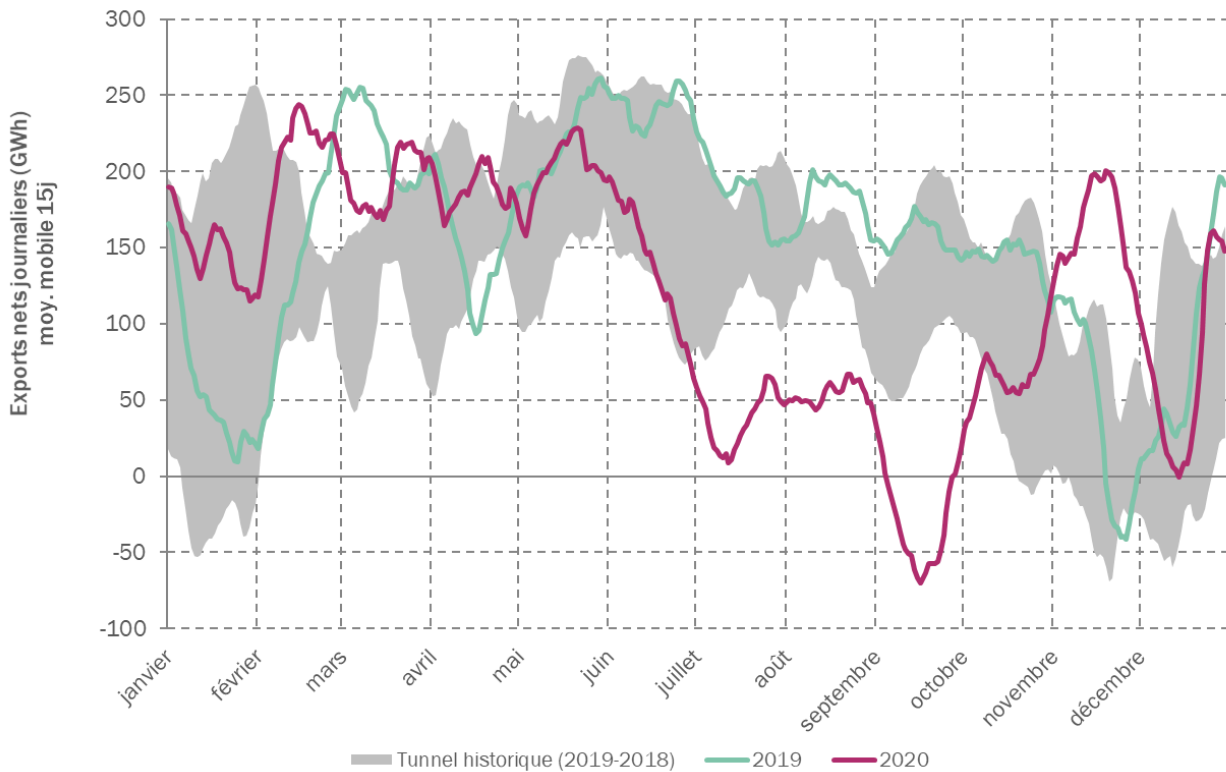
**2.3 Interconnexions**

**Figure 10 : Importations et exportations (pointe / hors pointe)**



Source : RTE – Analyse : CRE

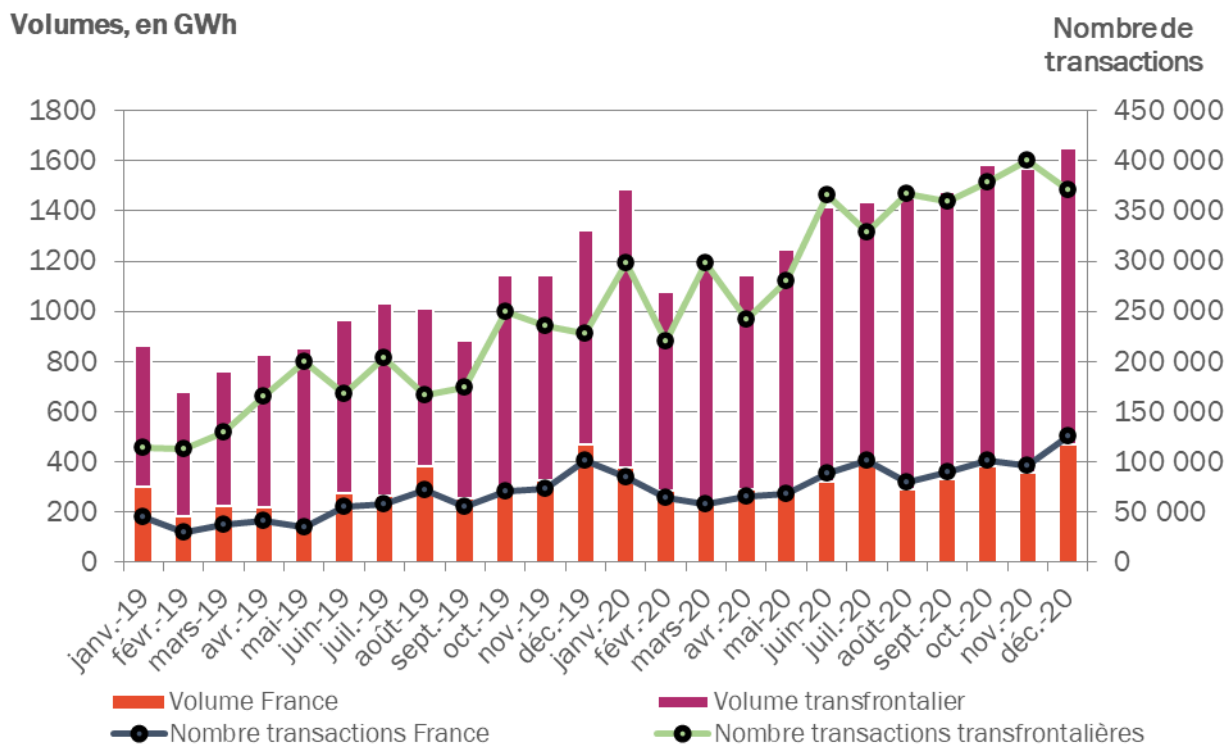
**Figure 11 : Solde exportateur**



Source : RTE – Analyse : CRE

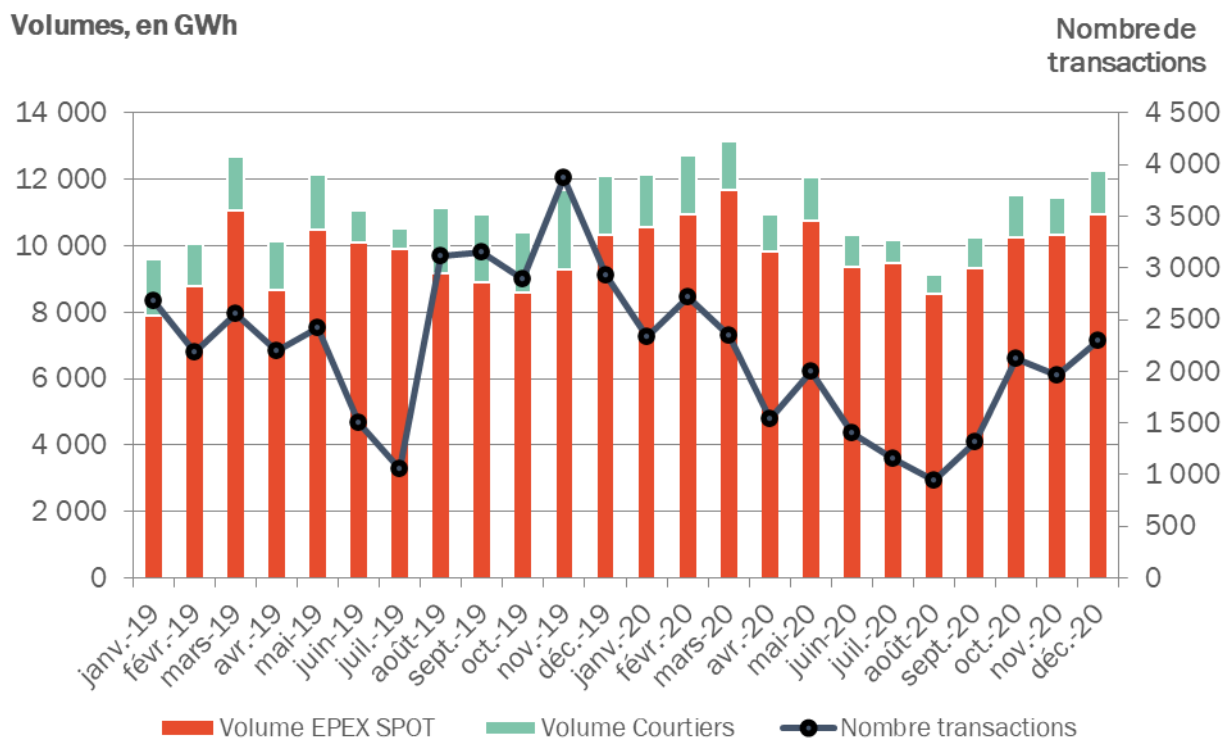
### 3. VOLUMES DE TRANSACTIONS

Figure 12 : Volumes et nombre de transactions en infra-journalier sur le marché EPEX SPOT



Sources : EPEX SPOT – Analyse : CRE

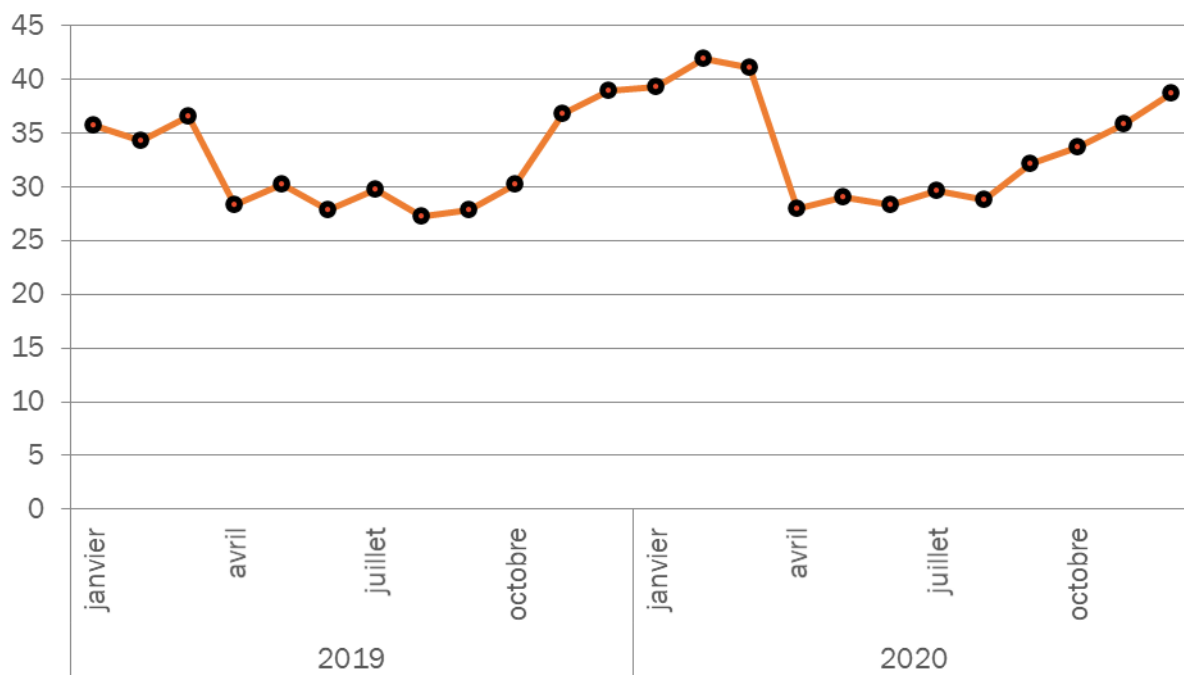
Figure 13 : Volume et nombre de transactions en day-ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT



Sources : EPEX SPOT, Courtiers – Analyse : CRE

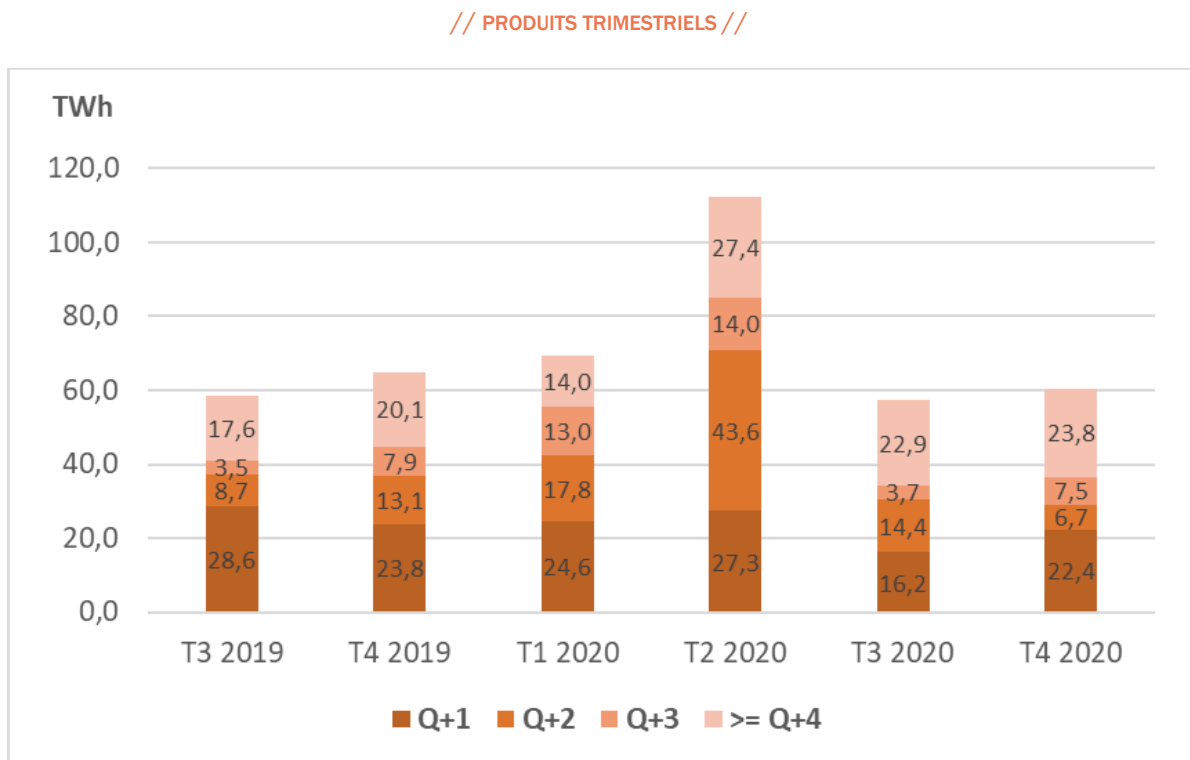
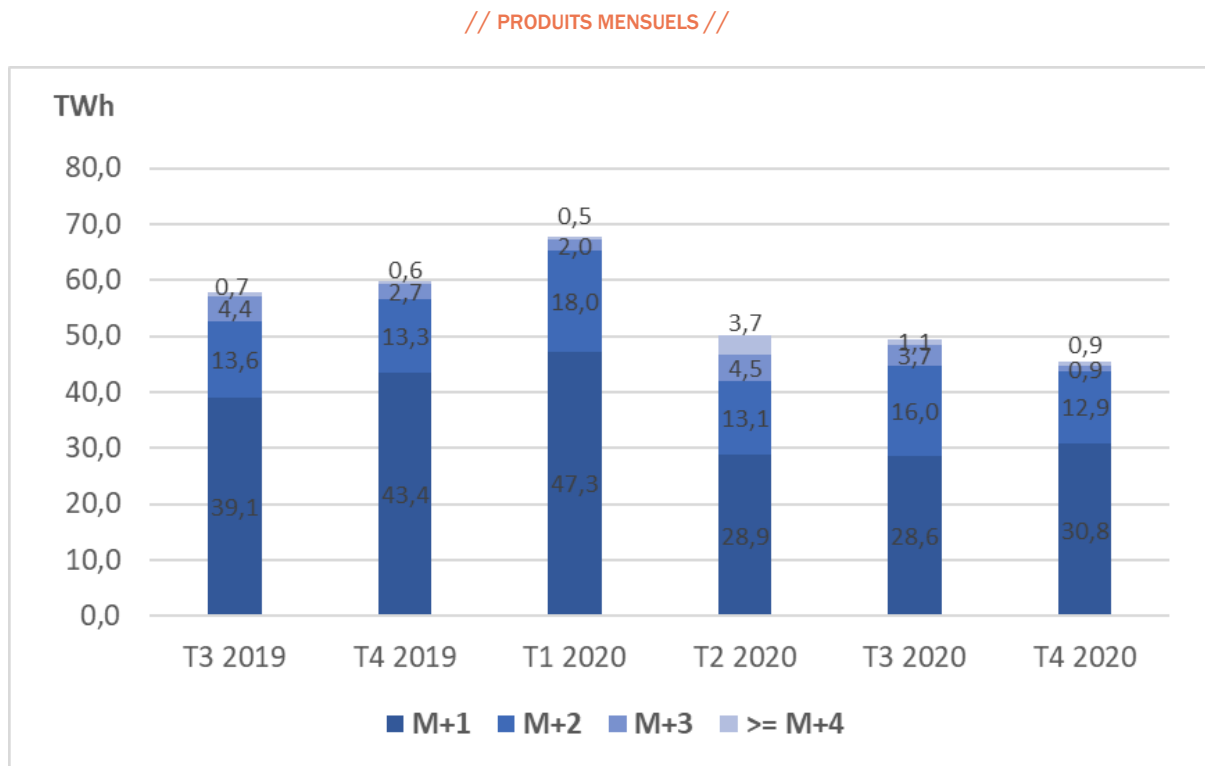
**Figure 14 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)**

Volumes, en TWh



Source : RTE – Analyse : CRE

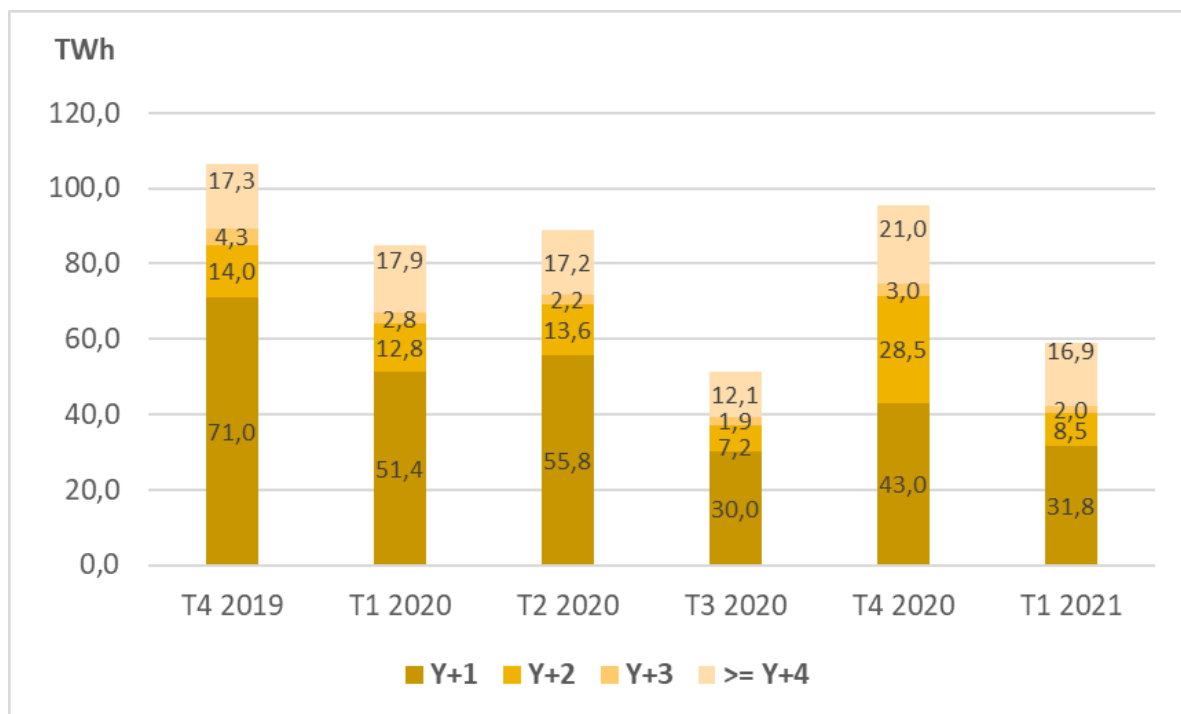
Figure 15 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire pour les produits mensuels et trimestriels



Sources : Courtiers, EEX – Analyse : CRE

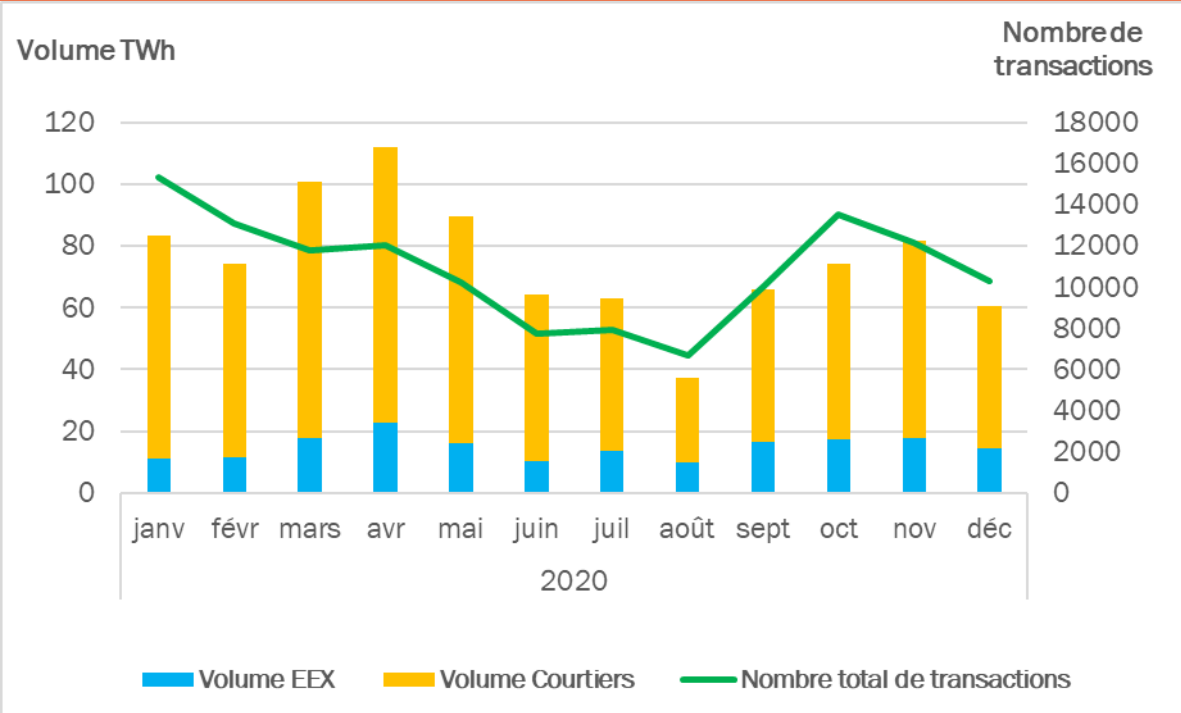
**Figure 16 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire pour les produits calendaires**

// PRODUITS CALENDAIRES //



Sources : Courtiers, EEX – Analyse : CRE

**Figure 17 : Volume et nombre de transactions futures sur le marché OTC intermédiaire et sur la bourse EEX**



Sources : Courtiers, EEX – Analyse : CRE

**4. PRIX DE MARCHÉ**

Figure 18 : Prix day-ahead France

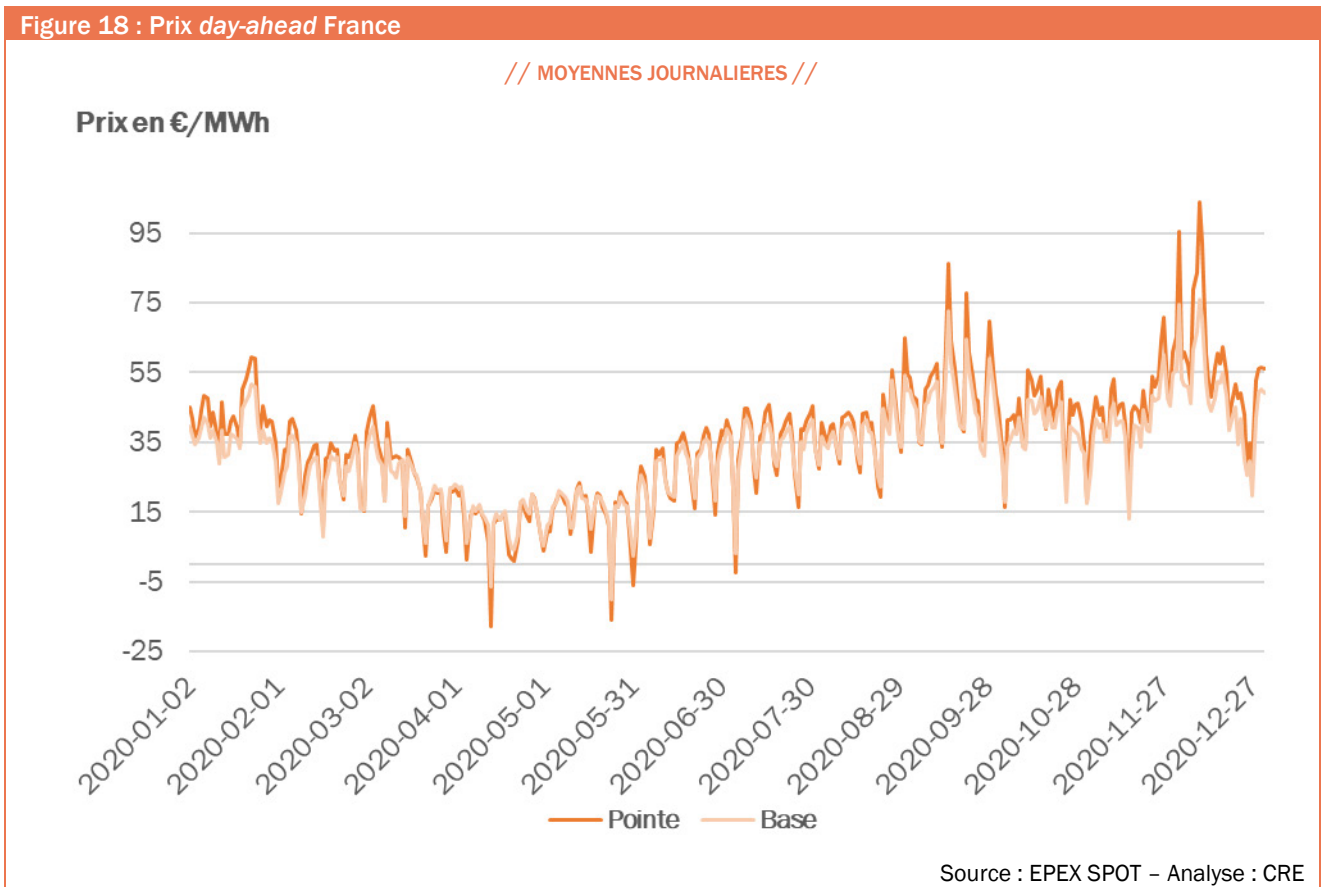
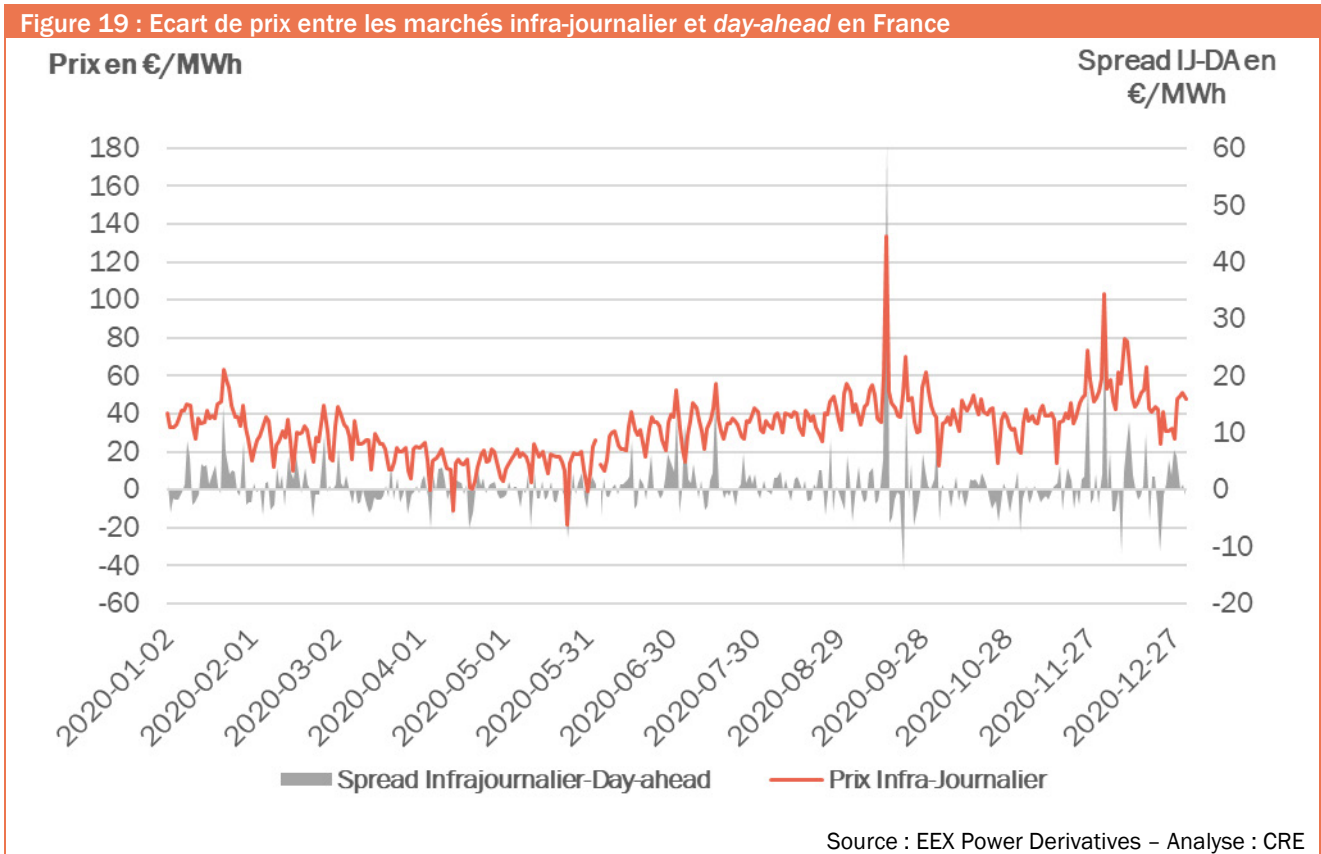
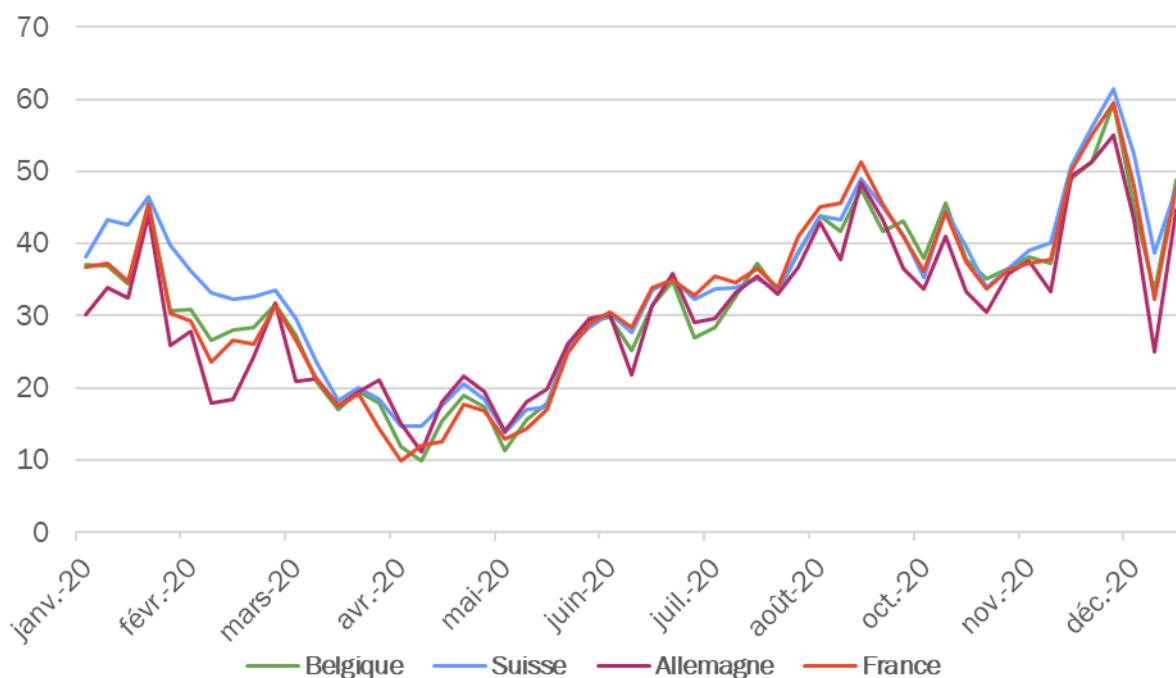


Figure 19 : Ecart de prix entre les marchés infra-journalier et day-ahead en France

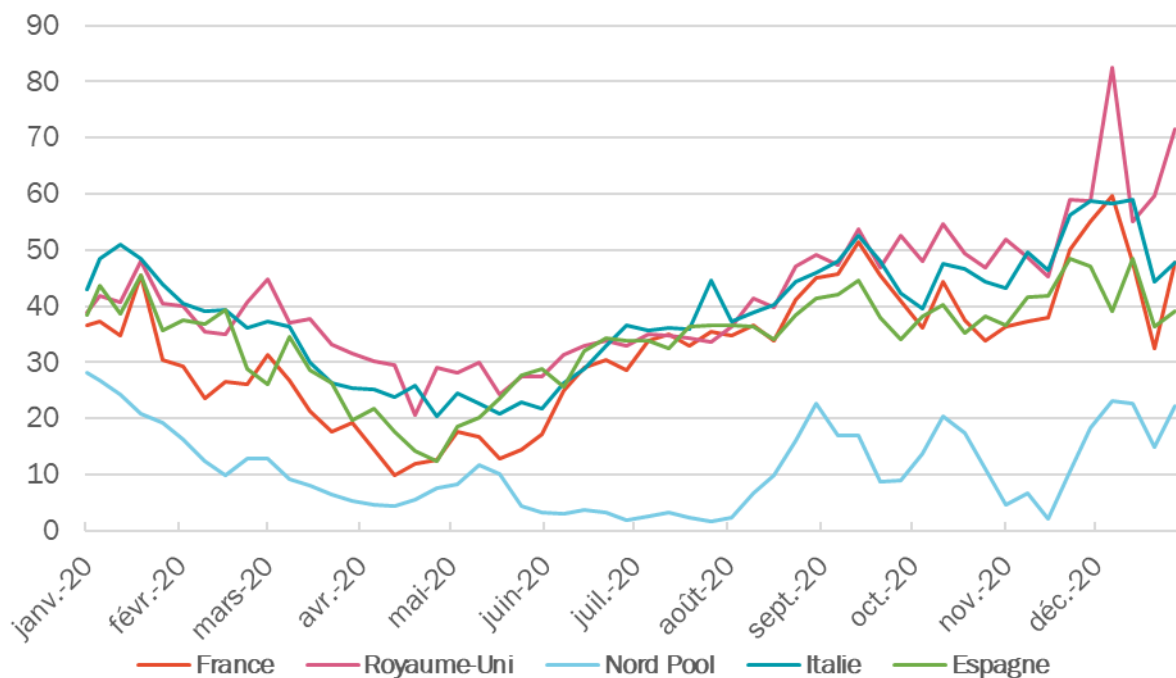


**Figure 20 : Prix day-ahead sur les principaux marchés européens (moyennes hebdomadaires)**

Prix en €/MWh

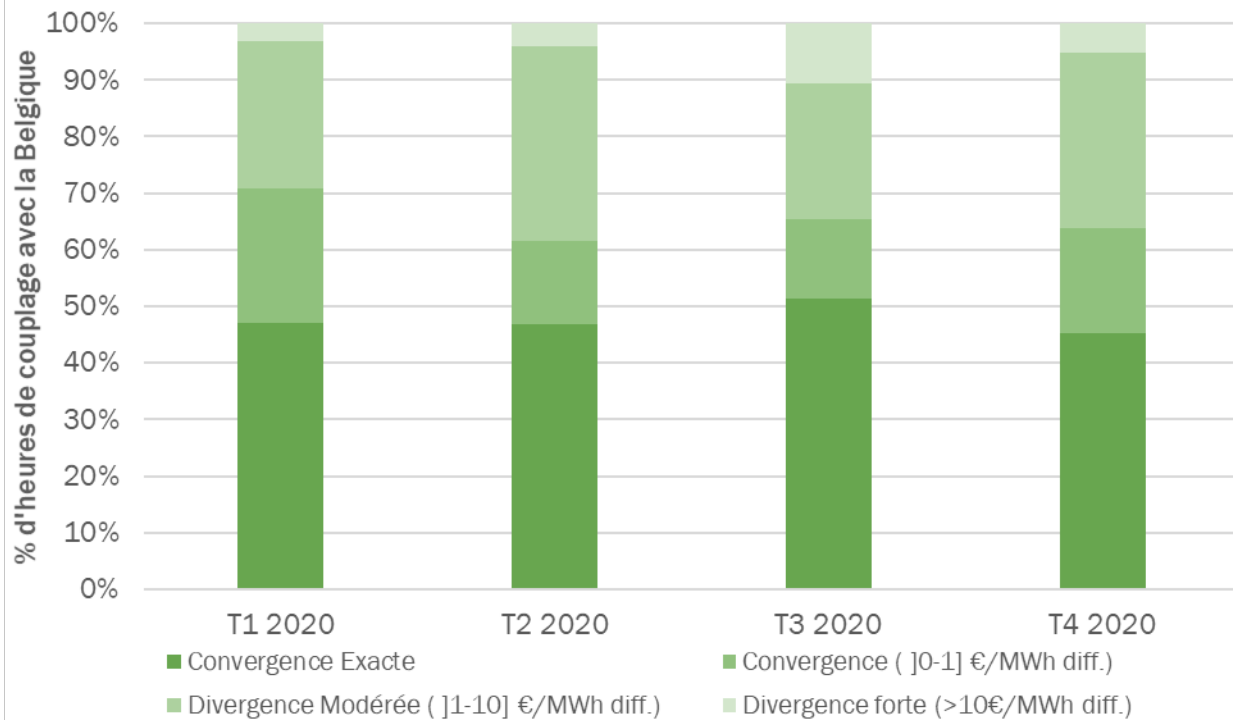
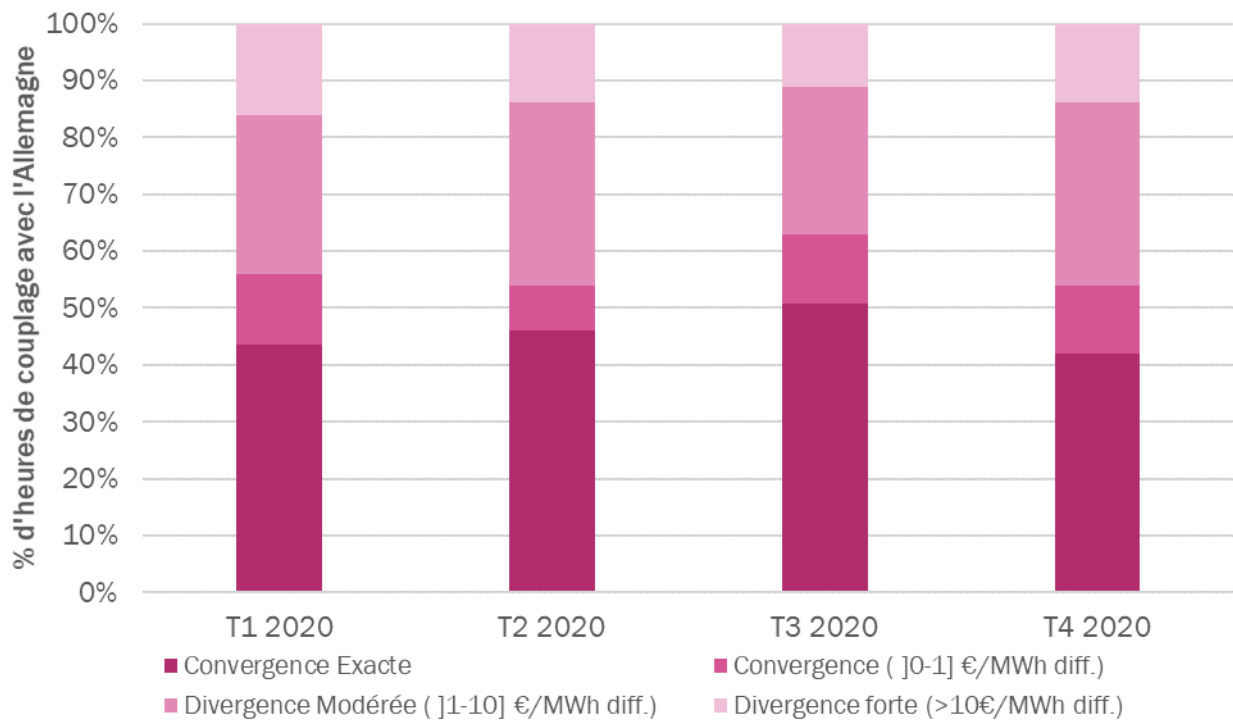


Prix en €/MWh



Source : EPEX SPOT, Nordpool, N2EX, GME, OMEL, BELPEX – Analyse : CRE

**Figure 21 : Couplage des marchés européens**



Source : EPEX SPOT, Nordpool, N2EX, GME, OMEL, BELPEX – Analyse : CRE

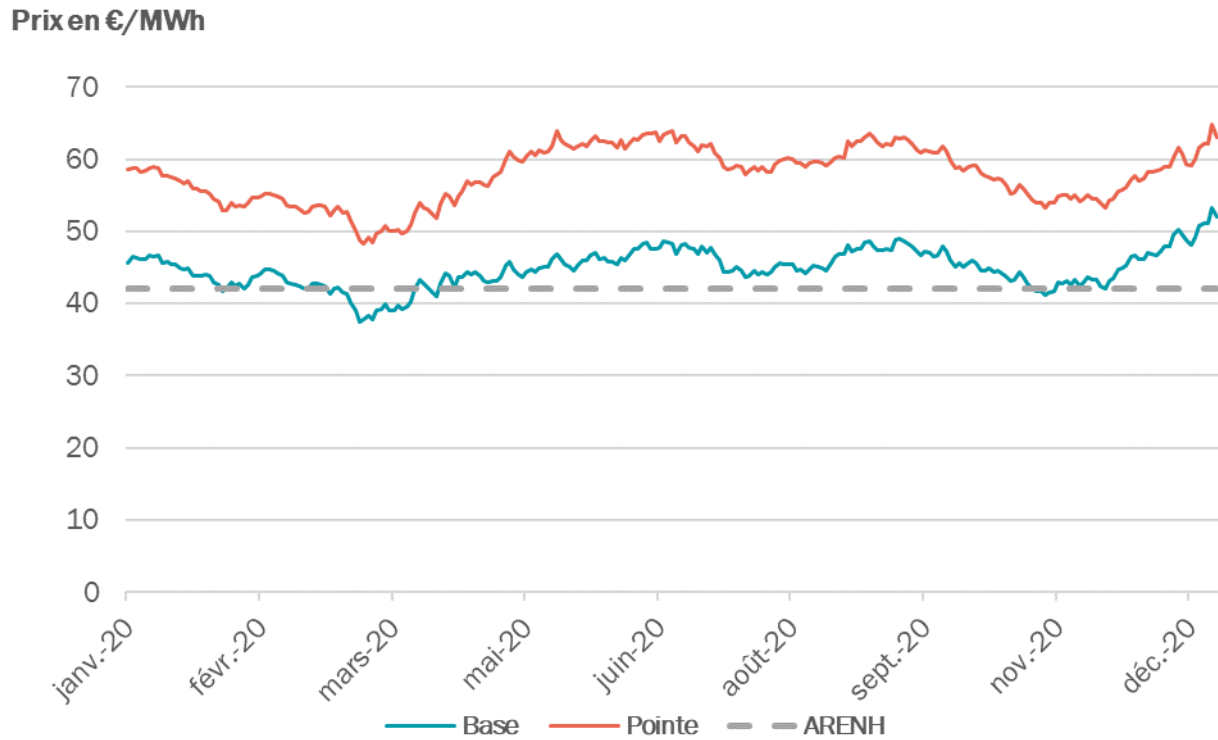


**Figure 22 : Prix à terme M+1 en Base en France et en Allemagne**



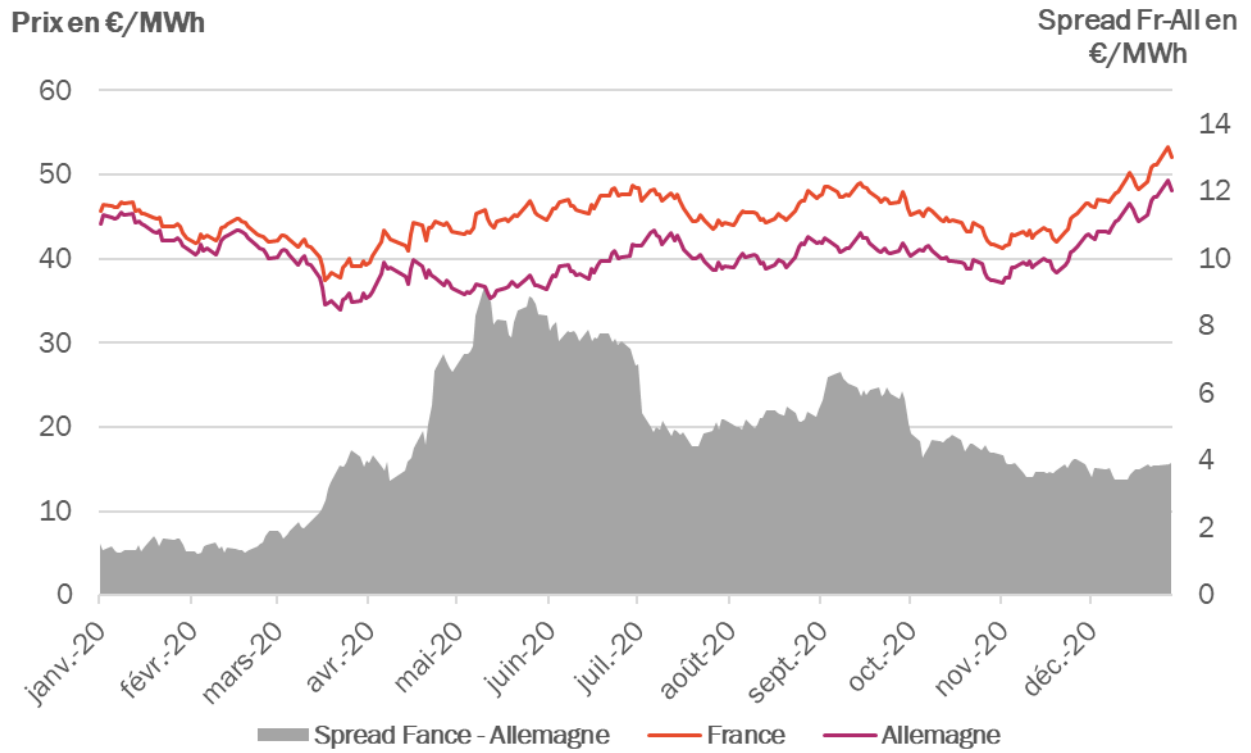
Sources : Courtiers, EEX – Analyse : CRE

**Figure 23 : Prix à terme Y+1 en Base et Pointe en France**



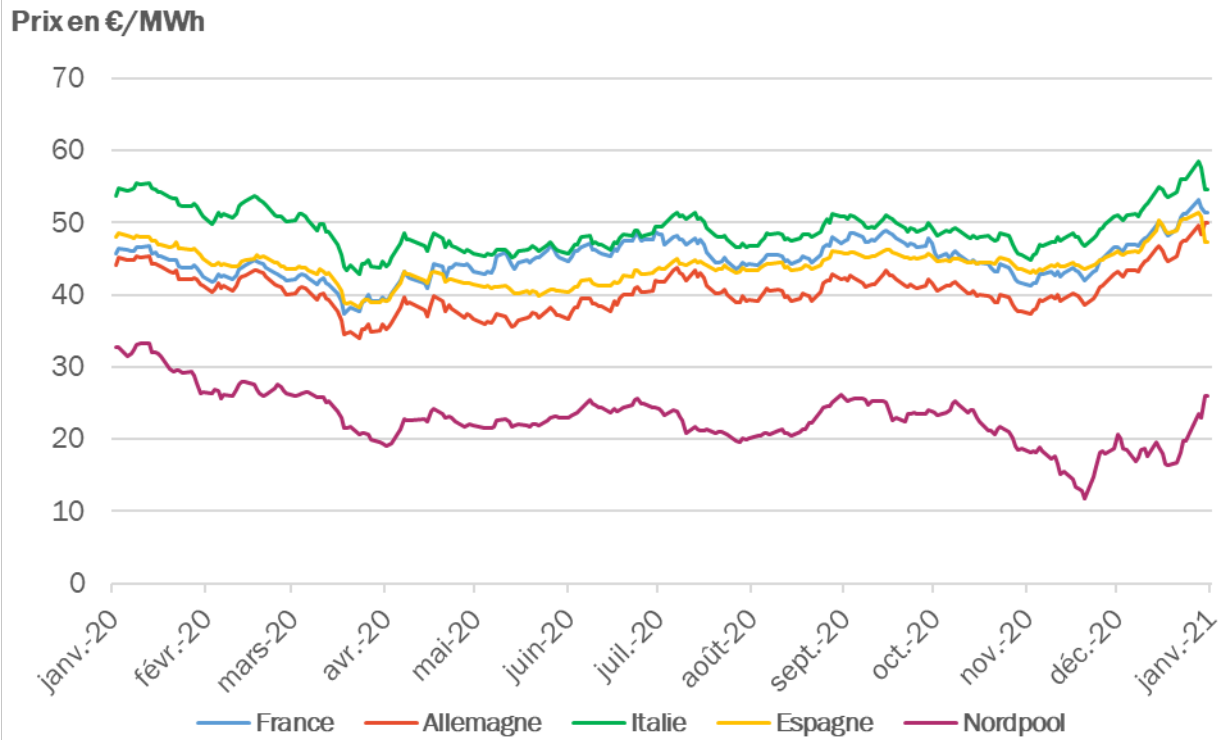
Source : EEX – Analyse : CRE

**Figure 24 : Prix à terme Y+1 en Base en France et en Allemagne**



Sources : EEX, Courtiers – Analyse : CRE

**Figure 25 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe**



Source : EEX – Analyse : CRE

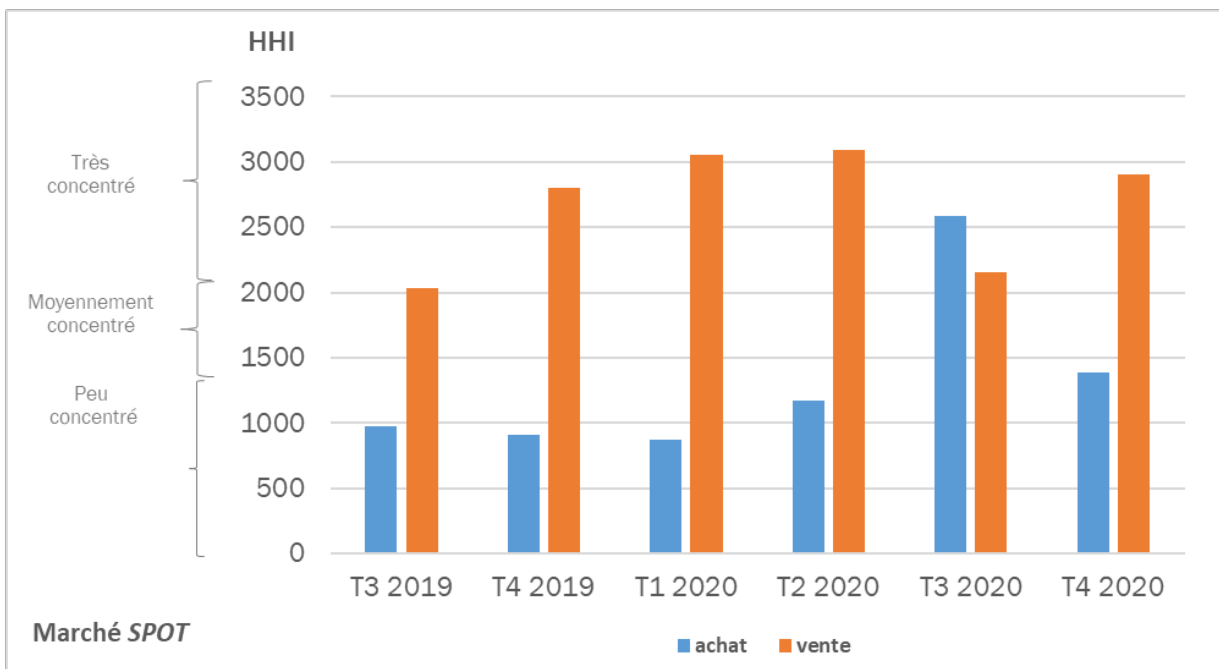
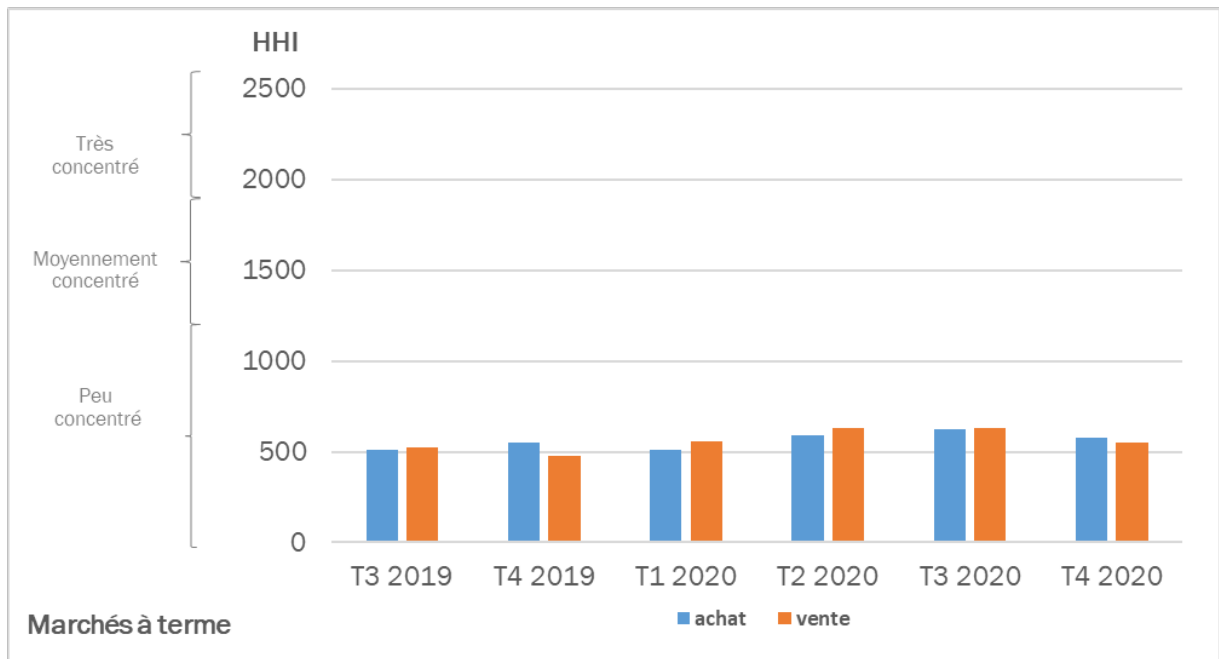
## 5. INDICES DE CONCENTRATION DES MARCHES

Figure 26 : Indice HHI<sup>11</sup> de concentration de la production d'électricité en France

Sources : RTE - Analyse : CRE

<sup>11</sup> *Herfindahl-Hirschman Index* (HHI) est un indice qui permet de mesurer la concentration d'un marché. Dans le cas présent, il s'agit de la somme des carrés des parts de chacun des acteurs dans la production totale, exprimées en pourcentages

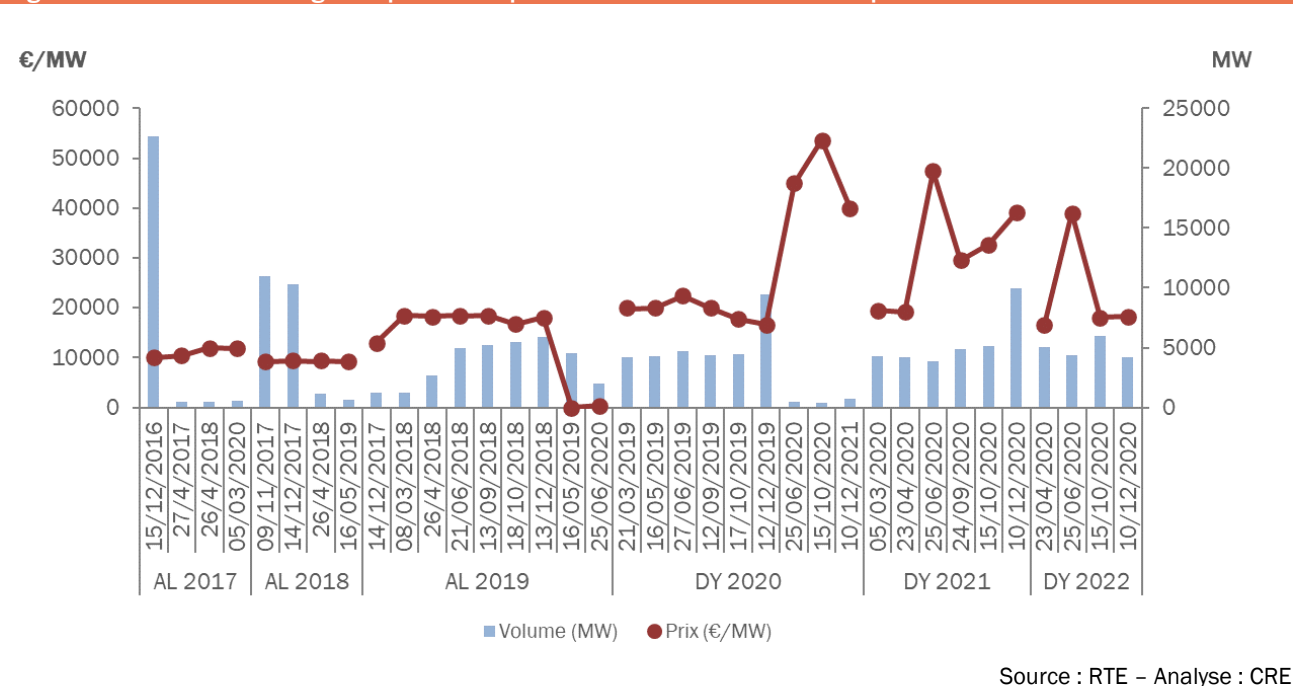
**Figure 27 : Indice HHI de concentration des transactions sur les marchés à terme et SPOT pour livraison en France**



Sources : EPEX SPOT, EEX, Courtiers – Analyse : CRE

### 6. MECANISME DE CAPACITE

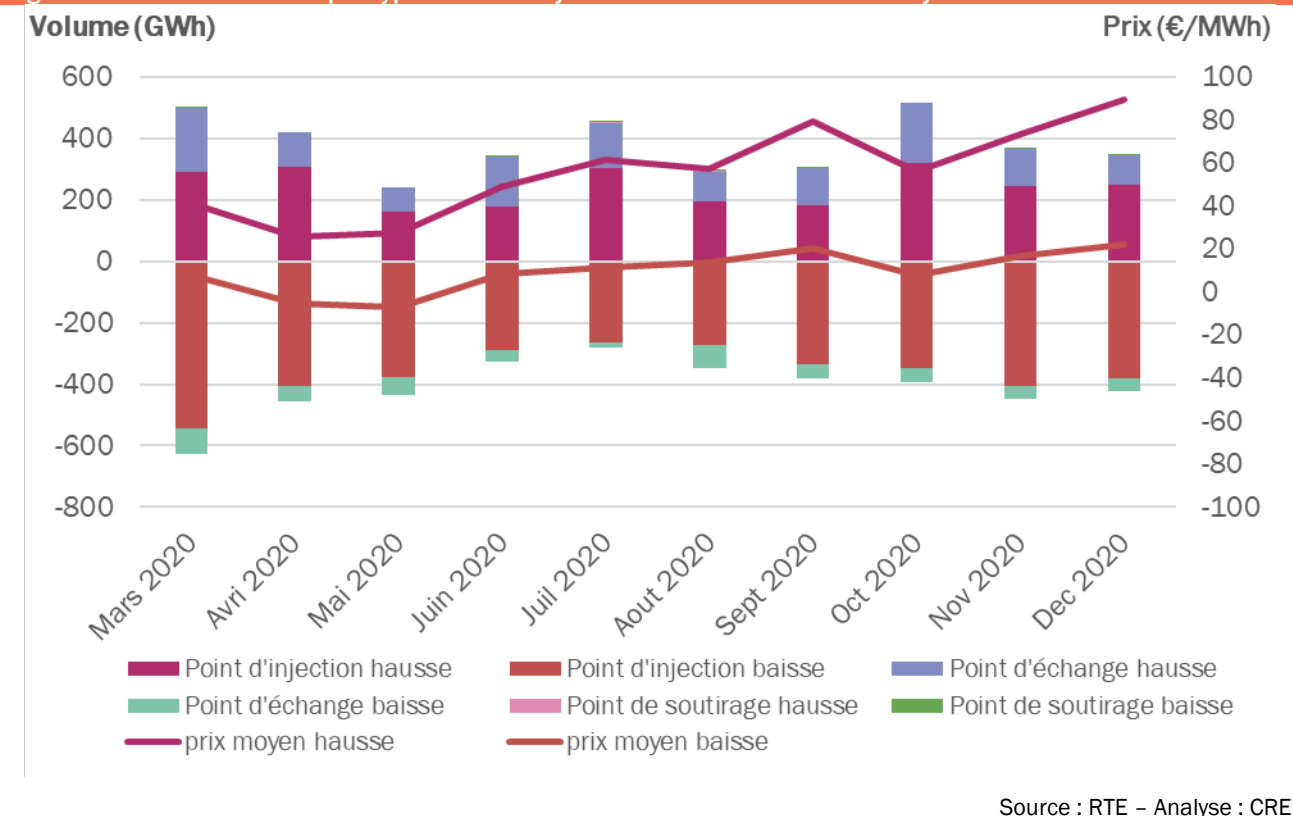
Figure 28 : Volumes échangés et prix des capacités sur le mécanisme de capacité



Source : RTE – Analyse : CRE

### 7. MECANISME D'AJUSTEMENT

Figure 29 : Volumes activés par type d'entité d'ajustement sur le mécanisme d'ajustement



Source : RTE – Analyse : CRE

## 8. CHIFFRES-CLES

Tableau 1 : Flux physiques du marché de gros de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T4 2020 / T3 2020		Variation Annuelle T4 2020 / T4 2019	
	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	En points		En points	
<b>Injections, en TWh</b>	<b>147,0</b>	<b>159,3</b>	<b>114,1</b>	<b>109,8</b>	<b>146,4</b>	<b>36,6</b>		<b>-0,6</b>	
Production Hors ARENH, en TWh	106,3	120,1	78,1	67,0	103,9	36,9		-2,5	
ARENH, en TWh	30,7	31,8	30,0	32,1	32,1	0,0		1,4	
Imports, en TWh	9,9	7,3	6,0	10,8	10,4	-0,4		0,5	
<b>Soutirages, en TWh</b>	<b>147,0</b>	<b>159,3</b>	<b>114,1</b>	<b>109,8</b>	<b>146,4</b>	<b>36,6</b>		<b>-0,6</b>	
Consommation clients finals, en TWh	116,2	122,0	84,1	88,8	114,3	25,6		-1,9	
Pompage, en TWh	1,8	1,8	1,6	1,1	1,7	0,6		-0,1	
Exports, en TWh	18,6	24,0	21,1	12,7	20,0	7,2		1,4	
Pertes, en TWh	10,3	11,5	7,3	7,2	10,4	3,1		0,1	

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 2 : Prix de marché observés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2020 / T3 2020		Variation annuelle T4 2020 / T4 2019	
	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
<b>Prix de marché Spot</b>									
Prix Intraday France €/MWh	40,70	30,14	17,98	40,41	42,78	5,9%	2,37	5,1%	2,09
Prix Day-Ahead Base France €/MWh	40,27	29,43	18,00	39,03	42,16	8,0%	3,13	4,7%	1,89
Prix Day-Ahead Pointe France €/MWh	45,85	32,42	17,35	41,57	48,56	16,8%	6,99	5,9%	2,71
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	3,68	2,85	-2,26	2,91	3,40	17,0%	0,49	-7,7%	-0,28
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	3,32	2,31	-1,17	4,72	3,27	-30,7%	-1,45	-1,5%	-0,05
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	0,37	0,44	0,46	0,51	0,42	-17,2%	-0,09	12,5%	0,05
<b>Prix de marché à terme</b>									
Prix M+1 France €/MWh	51,08	32,23	24,40	39,54	49,24	24,5%	9,71	-3,6%	-1,84
Spread M+1 France-Allemagne €/MWh	8,77	1,64	-0,81	3,70	8,32	124,6%	4,62	-5,2%	-0,45
Prix Q+1 France €/MWh	54,39	30,18	31,64	53,75	51,28	-4,6%	-2,48	-5,7%	-3,12
Spread Q+1 France-Allemagne €/MWh	7,79	-1,32	1,17	14,37	9,50	-33,9%	-4,87	21,9%	1,71
Prix Y+1 France €/MWh	48,65	42,87	44,77	46,45	45,35	-2,4%	-1,09	-6,8%	-3,29
Spread Y+1 France-Allemagne €/MWh	2,79	1,92	6,94	5,47	4,01	-26,7%	-1,46	43,8%	1,22
<b>Ratios Y+1 Pointe/Base</b>									
France	1,23	1,26	1,32	1,31	1,26	-3,8%	-0,05	2,6%	0,03
Allemagne	1,19	1,22	1,24	1,22	1,20	-1,2%	-0,01	0,9%	0,01

Source : EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

Tableau 3 : Volumes négociés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2020 / T3 2020		Variation annuelle T4 2020 / T4 2019	
	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
<b>NEB</b>									
Volumes NEB, en TWh	105,94	122,23	85,34	90,49	108,23	19,6%	17,73	2,2%	2,29
Ratio NEB/Consommation française	85%	92%	93%	95%	89%	-6,1%	-0,06	4,9%	0,04
<b>Marché Spot</b>									
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT TWh	3,6	3,7	3,8	4,4	4,8	9,9%	0,43	32,8%	1,18
Part des volumes Intraday cross-border	69,7%	76,0%	76,7%	76,8%	74,9%	-2,5%	-0,02	7,4%	0,05
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT TWh	28,23	33,22	29,94	27,34	31,50	15,2%	4,15	11,6%	3,26
<b>Marchés à terme</b>									
Volumes TWh	302	296	300	198	252	27,7%	54,68	-16,5%	-49,76
Part de marché Brokers	84,3%	84,6%	81,6%	76,2%	77,1%	1,3%	0,01	-8,5%	-0,07
Part de marché EEX	15,7%	15,4%	18,4%	23,8%	22,9%	-4,0%	-0,01	46,0%	0,07
Nombre de Transactions	44 457	40 367	30 080	24 717	36 070	45,9%	11 353	-18,9%	-8387
Part de marché Brokers	84,3%	83,1%	74,2%	68,2%	74,8%	9,7%	0,07	-11,3%	-0,10
Part de marché EEX	15,7%	16,9%	25,8%	31,8%	25,2%	-20,8%	-0,07	60,7%	0,10
<b>Produit Y+1</b>									
Volumes TWh	71,03	51,37	55,82	30,03	43,04	43,3%	13,00	-39,4%	-27,99
Nombre de Transactions	1 965	1 939	1 748	1 183	1 646	39,1%	463	-16,2%	-319,00
<b>Produit Q+1</b>									
Volumes TWh	23,77	24,61	27,34	16,23	22,42	38,1%	6,19	-5,7%	-1,35
Nombre de Transactions	2 179	1 679	1 715	1 217	1 759	44,5%	542	-19,3%	-420
<b>Produit M+1</b>									
Volumes TWh	43,42	47,27	28,90	28,61	30,82	7,7%	2,21	-29,0%	-12,60
Nombre de Transactions	10 504	9 767	5 892	6 392	7 648	19,6%	1 256	-27,2%	-2 856
<b>Produit W et D</b>									
Volumes TWh	36,71	36,66	14,42	8,12	13,41	65,2%	5,29	-63,5%	-23,30
Nombre de Transactions	20 784	17 261	8 309	6 865	14 813	115,8%	7 948	-28,7%	-5 971

Source : EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

**Tableau 4 : Disponibilité et taux de production**

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle	Variation Annuelle
	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T4 2020 / T3 2020	T4 2020 / T4 2019
						En points	En points
<b>Parc nucléaire</b>							
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	65%	75%	54%	49%	69%	0,2	4%
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	69%	77%	58%	52%	72%	0,2	3%
<b>Production hydraulique</b>							
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	28%	32%	30%	18%	24%	0,1	-4%
<b>Autres sources (TWh)</b>							
Thermique à combustible fossile	13,2	12,9	4,4	8,3	11,2	2,9	-2,0
Eolien	10,9	13,8	6,9	6,2	10,4	4,2	-0,5
Photovoltaïque	1,5	2,2	4,2	4,4	1,6	-2,7	0,2

Source : RTE – Analyse : CRE

**Tableau 5 : Flux aux frontières**

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle	Variation Annuelle
	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T4 2020 / T3 2020	T4 2020 / T4 2019
						En points	En points
<b>Importations (TWh)</b>							
Importations pointe (TWh)	-9,9	-7,3	-6,0	-10,8	-10,4	0,4	-0,5
Importations hors-pointe (TWh)	-3,9	-2,6	-2,6	-4,3	-3,7	0,6	0,1
Importations hors-pointe (TWh)	-6,1	-4,7	-3,5	-6,5	-6,7	-0,2	-0,6
<b>Exportations (TWh)</b>							
Exportations pointe (TWh)	18,6	24,0	21,1	12,7	20,0	7,2	1,4
Exportations hors-pointe (TWh)	6,3	8,8	7,2	4,1	7,1	3,0	0,7
Exportations hors-pointe (TWh)	12,2	15,2	13,9	8,6	12,9	4,3	0,6
<b>Solde exportateur (TWh)</b>	<b>8,7</b>	<b>16,7</b>	<b>15,1</b>	<b>1,9</b>	<b>9,5</b>	<b>7,6</b>	<b>0,9</b>

Source : RTE – Analyse : CRE

**Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité**

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle	Variation Annuelle
	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T4 2020 / T3 2020	T4 2020 / T4 2019
						En points	En points
<b>Responsables d'équilibre</b>							
Producteurs d'électricité actifs	33	33	34	34	37	3	4
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	26	26	25	25	25	0	-1
Fournisseurs de clients finals	36	36	38	38	38	0	2
Actifs à l'import/export	48	48	50	50	59	9	11
Actifs à l'échange de blocs	94	94	96	100	103	3	9

Source : RTE – Analyse : CRE

**Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité**

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T4 2020 / T3 2020	T4 2020 / T4 2019	En pourcentage	En valeur
<b>Livraison</b>									
Marchés à terme (Physique) - achats	550,54	509,34	589,32	620,63	579,95	-6,6%	-40,68	5,3%	29,41
Marchés à terme (Physique) - ventes	475,81	560,47	628,23	628,95	551,96	-12,2%	-76,99	16,0%	76,15
EPEX - achats	906,92	875,17	1 174,67	2 583,96	1 390,04	-46,2%	-1 193,92	53,3%	483,12
EPEX - ventes	2 800,83	3 052,24	3 092,41	2 151,08	2 900,31	34,8%	749,23	3,6%	99,48

	HHI - Concentration du marché						
	T4 2019		T3 2020		T4 2020		
<b>Injections</b>							
		EDF inclus		EDF inclus		EDF inclus	
Production		3618	6352	3716	6459	3364	6494

Source : RTE, EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers - Analyse : CRE

## PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ

### 1. DATES-CLES

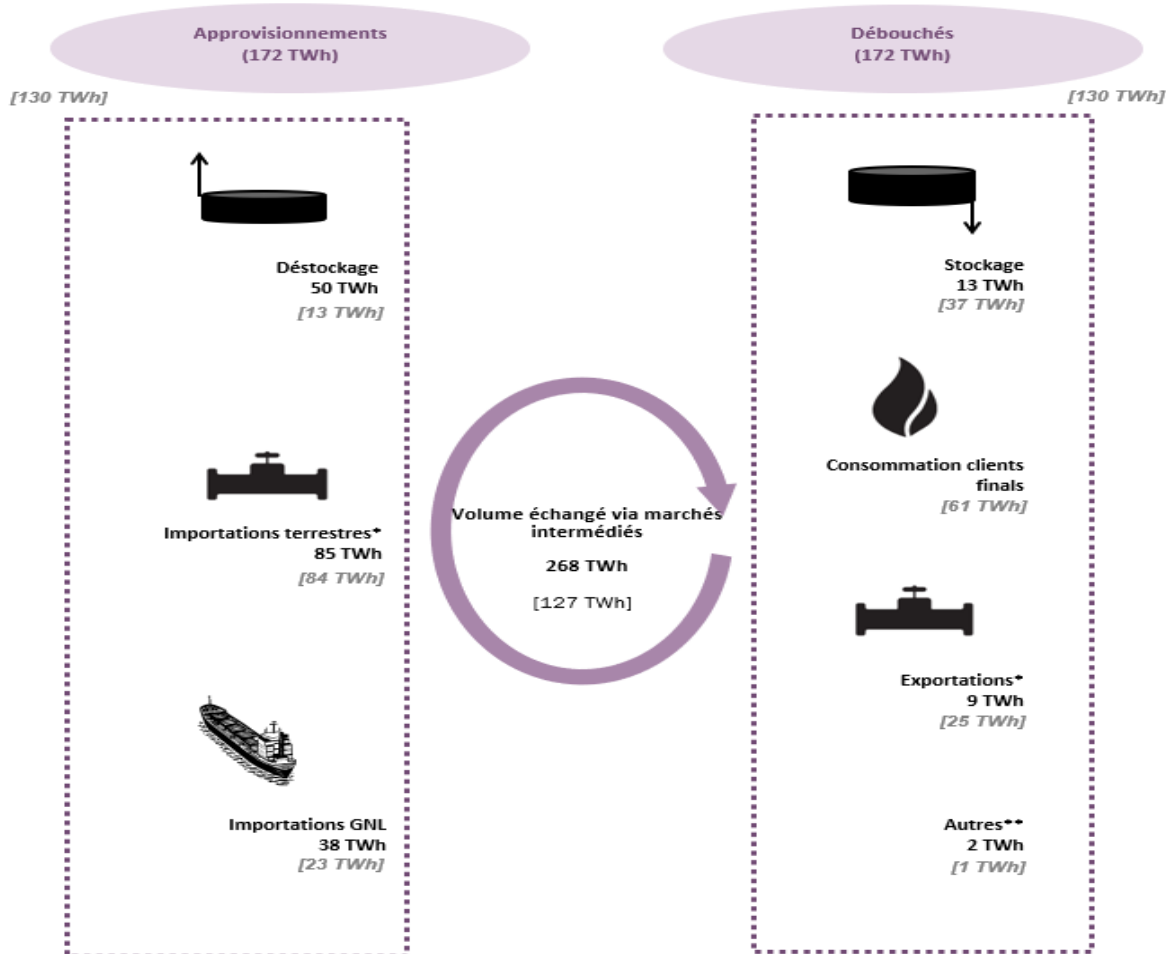
2004	Premiers indices publiés concernant les prix PEG Nord
Janvier 2005	Lancement du programme de Gas release en France portant sur un volume annuel de 16,3 TWh pendant 3 ans
Avril 2007	Lancement de la plateforme Pownext Balancing GRTgaz destinée à permettre à GRTgaz de couvrir ses besoins d'équilibrage journaliers en faisant appel au marché
2008	Possibilité d'accès au marché de gros pour les clients industriels directement raccordés au réseau de GRTgaz
Novembre 2008	Lancement du marché Pownext Gas Spot et Pownext Gas Futures
Janvier 2009	Fusion des 3 zones d'équilibrage GRTgaz au Nord de la France (Nord-H, Est et Ouest)
Décembre 2009	GRTgaz couvre une partie de ses besoins d'équilibrage journalier directement sur la plateforme Pownext Gas Spot (abandon de la plateforme Pownext Balancing GRTgaz)
Novembre 2010	Mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou à 100%
Décembre 2010	Commercialisation de capacités de transport journalières et mensuelles entre Zeebrugge et le PEG Nord
Janvier 2011	GRTgaz et le luxembourgeois CREOS lancent une consultation de marché pour le développement de capacités de transport fermes de la France vers le Luxembourg
Mai 2011	Pownext lance un produit <i>spread</i> PEG Sud / PEG Nord sur sa plateforme Pownext Gas Spot
Juillet 2011	Mise en place du premier service de couplage de marchés entre les PEG Nord et Sud de GRTgaz sur la plateforme Pownext Gas Spot
Décembre 2011	TIGF devient membre de Pownext Gas Spot afin de couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage journalier sur le PEG TIGF
Février 2012	Elengy met en place un service de rechargement de navires sur le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne
Février 2013	Pownext Gas Futures lance des produits TTF et <i>spread</i> PEGNord / TTF
Avril 2013	Lancement de la plateforme européenne PRISMA pour la réservation commune de capacités d'interconnexion Fusion des zones d'équilibrage Nord-H et Nord-B Mise en service des nouvelles capacités sur les points d'interconnexion avec l'Espagne. Les capacités commercialisables en entrée sur le point Larrau passent de 70 à 165 GWh/j et celles en sortie passent de 100 à 165 GWh/j
Mai 2013	Pownext et EEX lancent PEGAS, une coopération permettant les participants de négocier les produits gaz des deux marchés organisés sur une plateforme commune
Juin 2013	Mise en place du produit Joint Transport Storage (JTS) permettant d'offrir aux enchères journalières de nouvelles capacités de liaison dans le sens Nord vers Sud
Octobre 2013	Pownext lance un contrat à terme Front Month sur le PEG Sud et le <i>spread</i> PEG Nord / PEG Sud



Mars 2014	Décret n° 2014-328 modifiant le dispositif d'accès aux stockages souterrains en France afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement
Juillet 2014	Lancement du service 24h/7 pour les produits spot de Powernext
Octobre 2014	Mise en place d'un processus d'enchères sur la plateforme PRISMA pour la commercialisation de capacités de liaison Nord vers Sud
Avril 2015	Création de la place de marché TRS (Trading Region South) à partir de la fusion du PEG Sud et du PEG TIGF
Janvier 2017	Mise en service du terminal méthanier de Dunkerque
Juillet 2017	Arrêté du 31 juillet 2017 relatif aux modalités de prise en compte des autres instruments de modulation pour l'application de l'obligation de déclaration et de détention de stocks et de capacités de stockage des fournisseurs de gaz naturel
Novembre 2017	Mise en place anticipée du mécanisme de <i>spread</i> localisé (produits localisés consistent en un achat ou une vente de gaz livré à un point précis du réseau).
Décembre 2017	Fusion des points d'interconnexion réseau (PIR) PIR Taisnières H et PIR Alveringem donnant lieu à la création d'un nouveau Point d'Interconnexion Virtuel (PIV) entre la France et la Belgique : PIV Virtualys.
Février 2018	Mise en œuvre de la réforme du stockage du gaz fixant les modalités de commercialisation des capacités de stockage via des enchères
Novembre 2018	Lancement de la zone de marché unique du gaz en France : Trading Region France (TRF) à partir de la fusion du PEG Nord et de la TRS
Janvier 2020	Intégration des activités de Powernext au sein de son unique actionnaire EEX

**2. BILAN PHYSIQUE**

Figure 30 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France (flux commerciaux)



Données [T3 2020] et T4

\* Y compris les allocations rebours

\*\* Le poste Autres correspond au volume consommé par les GRT et les GRD pour assurer le fonctionnement du réseau (autoconsommation, erreur de comptage, pertes...)

Source : GRTgaz, Teréga, EEX, Courtiers – Analyse : CRE

**2.1 Consommation**

Figure 31 : Consommation de gaz en France

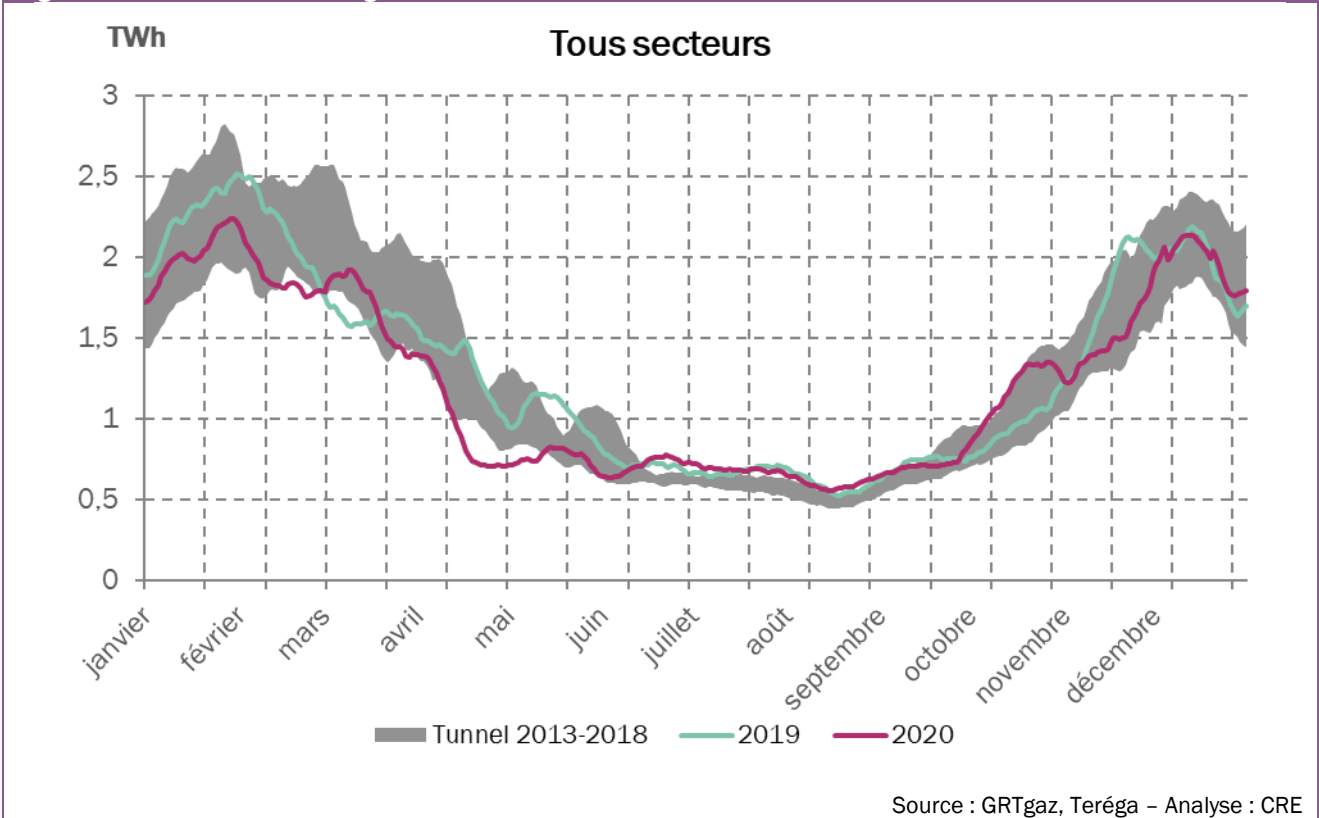
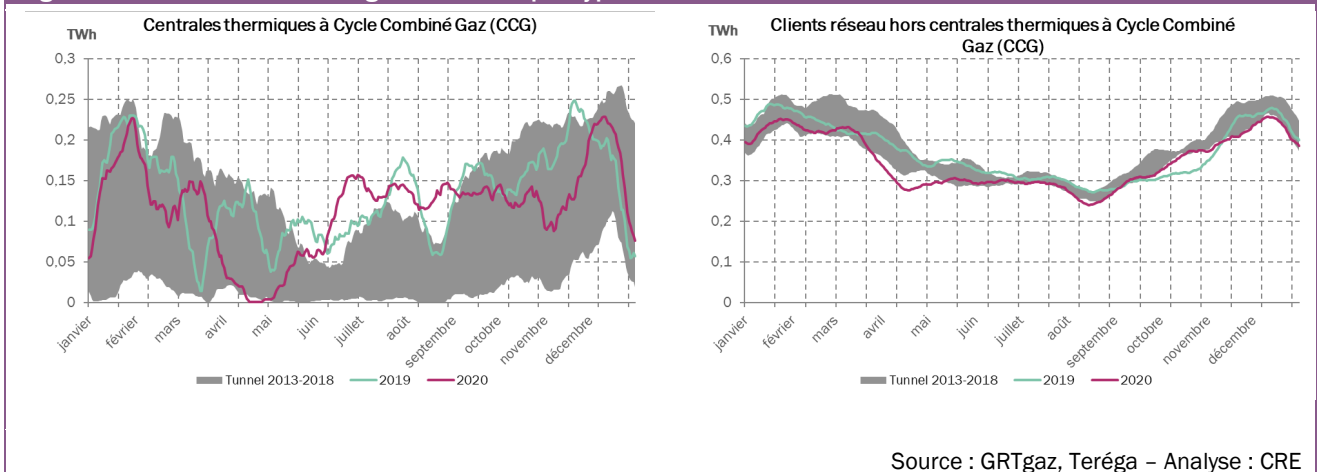
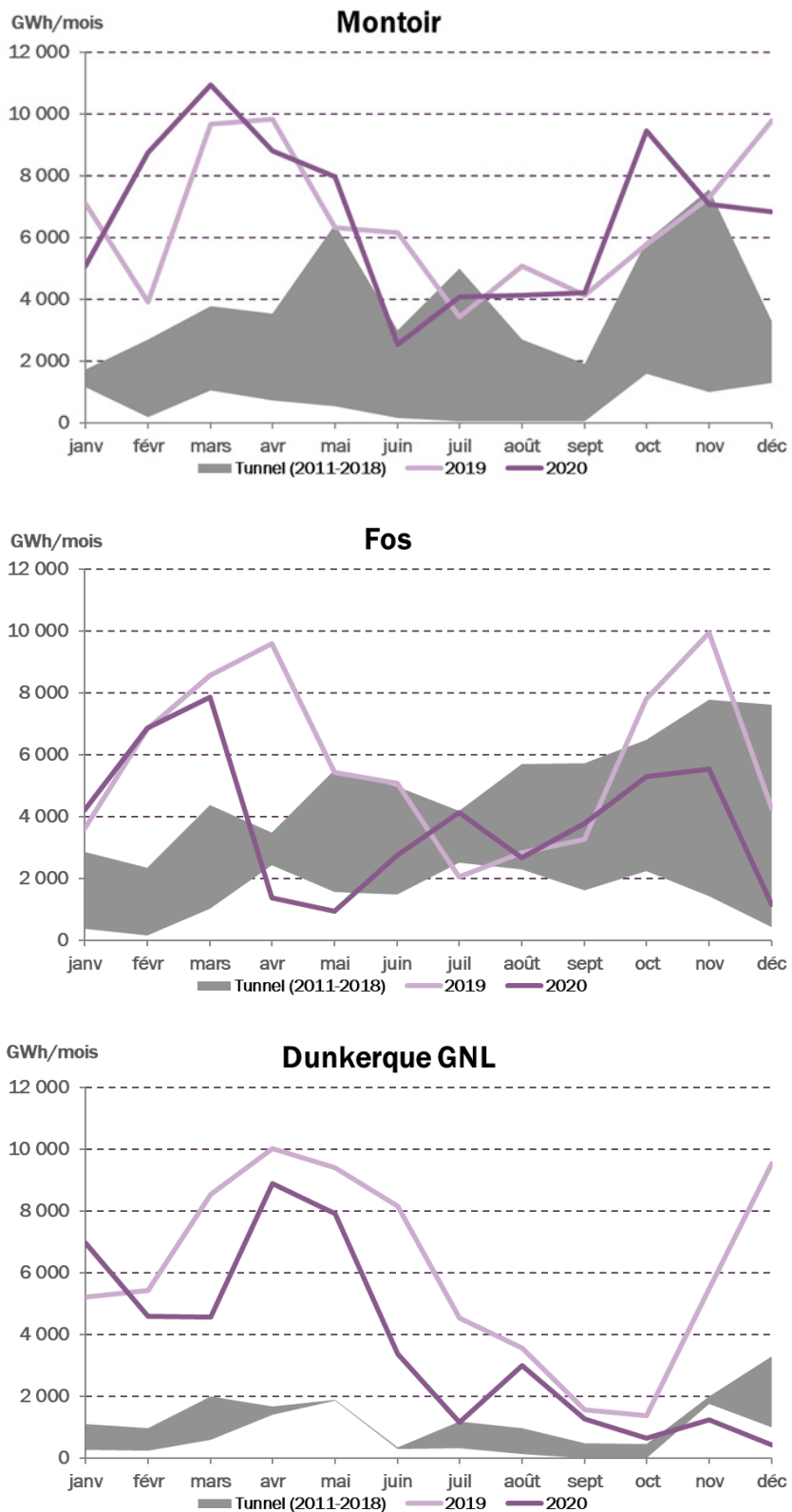


Figure 32 : Consommation de gaz en France par type de site



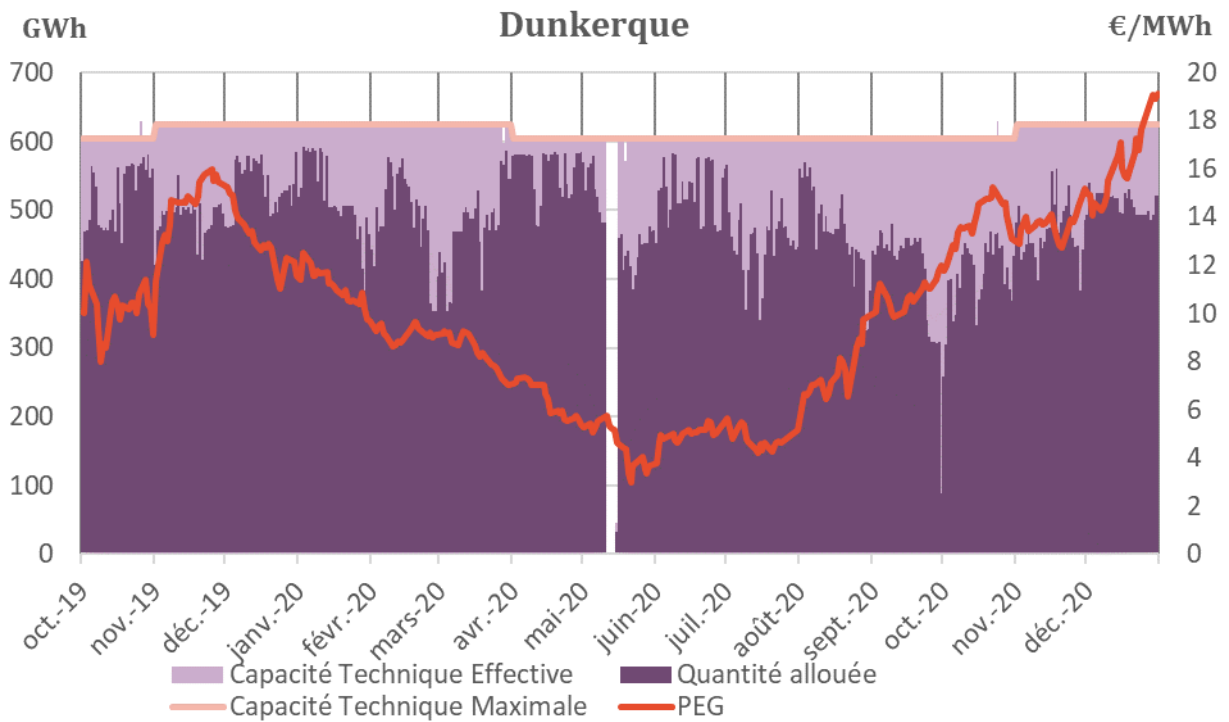
**2.2 Points d'interconnexion**

**Figure 33 : Emissions des terminaux méthaniens**



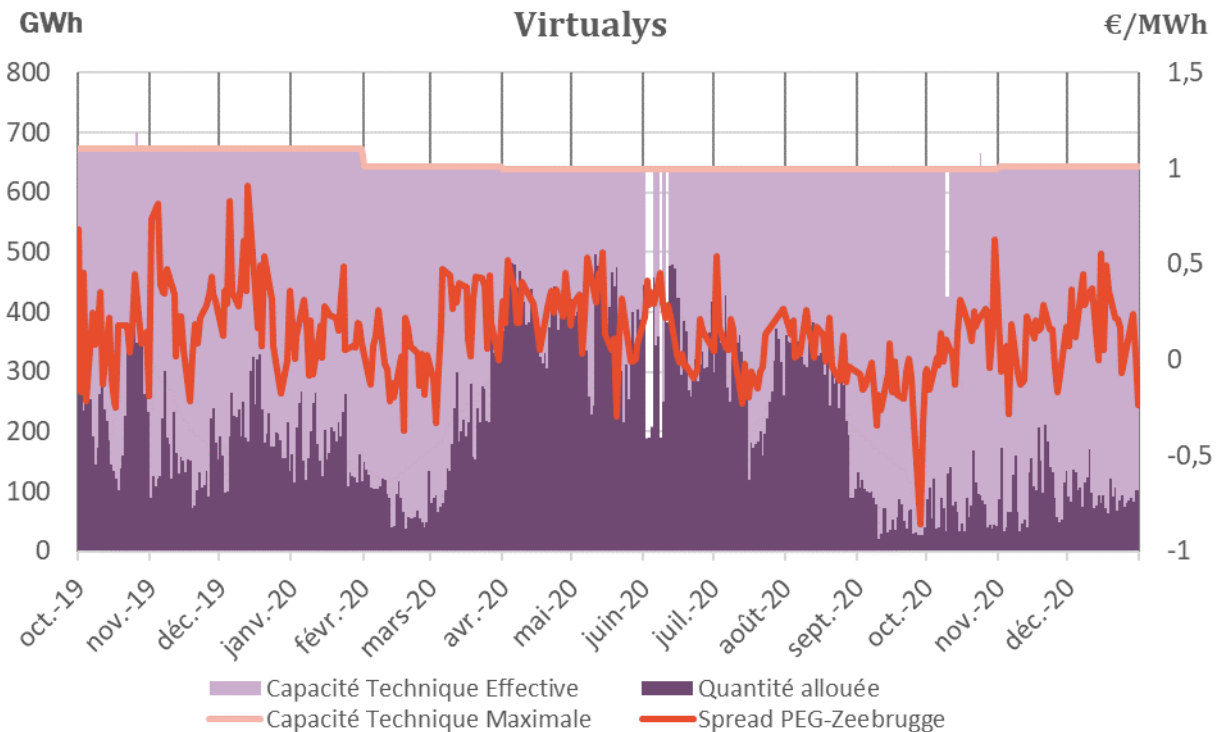
Source : GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 34 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)



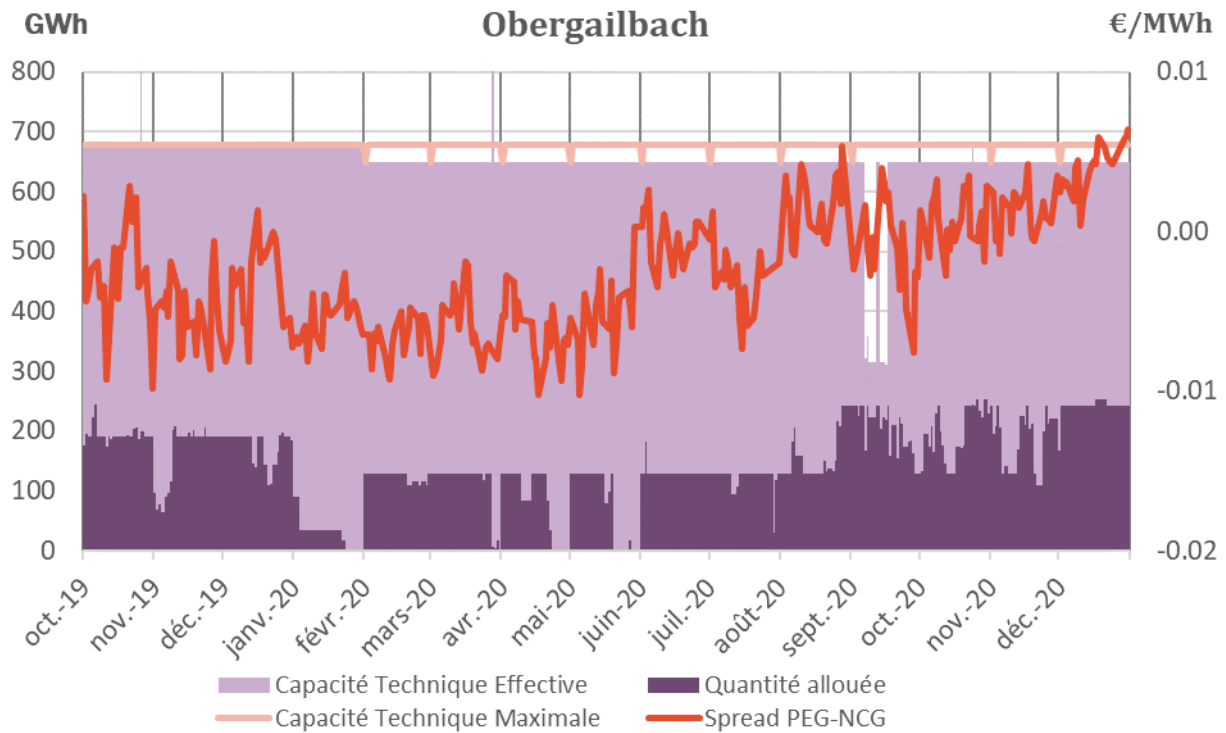
Source : ICIS Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 35 : Utilisation du PIV Virtualys (sens Belgique vers France)



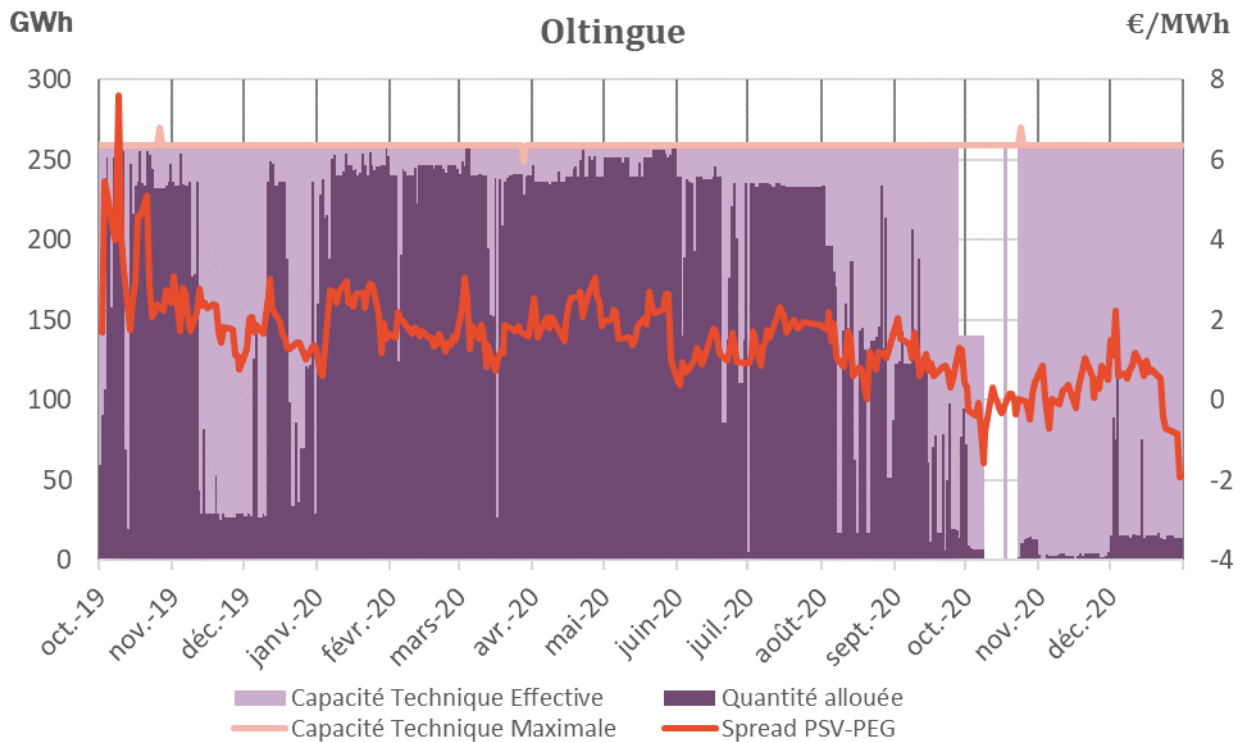
Source : ICIS Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 36 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)



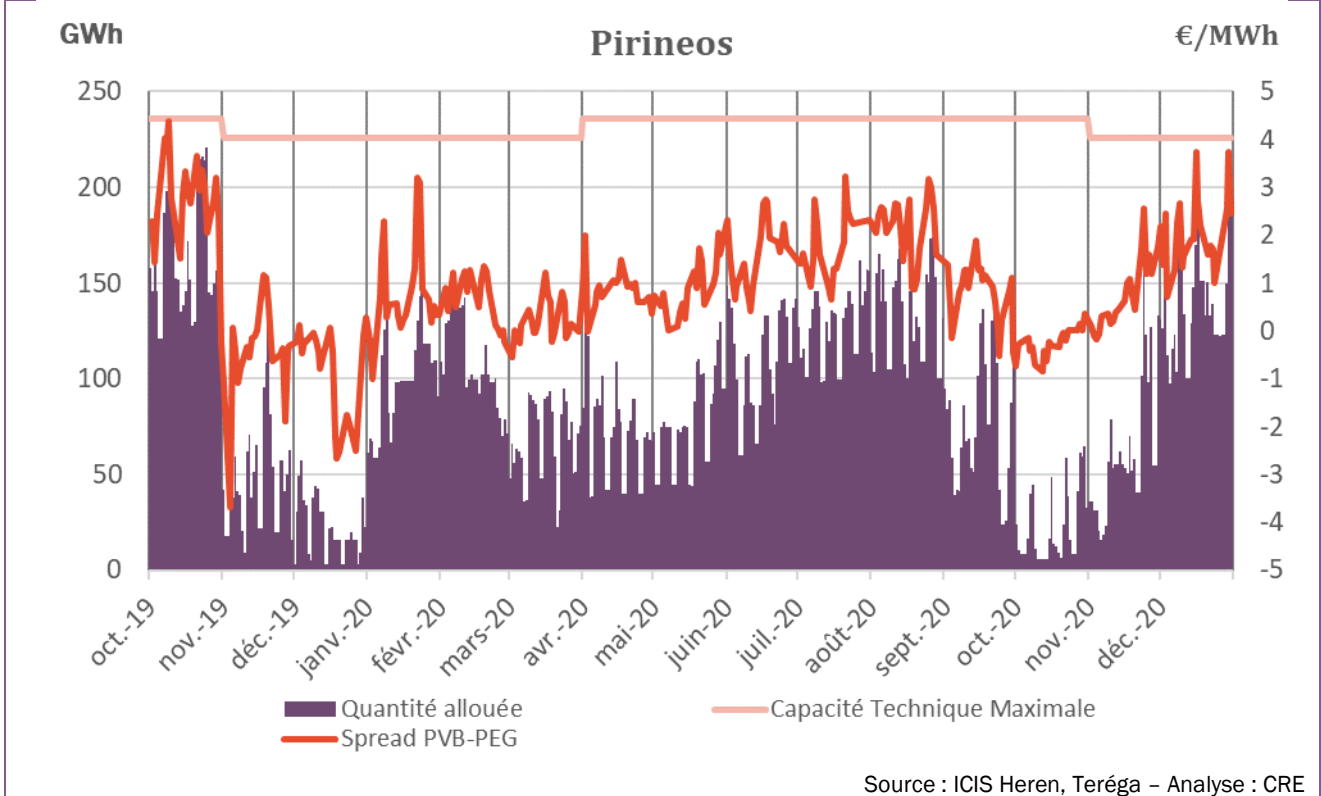
Source : ICIS Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 37 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)

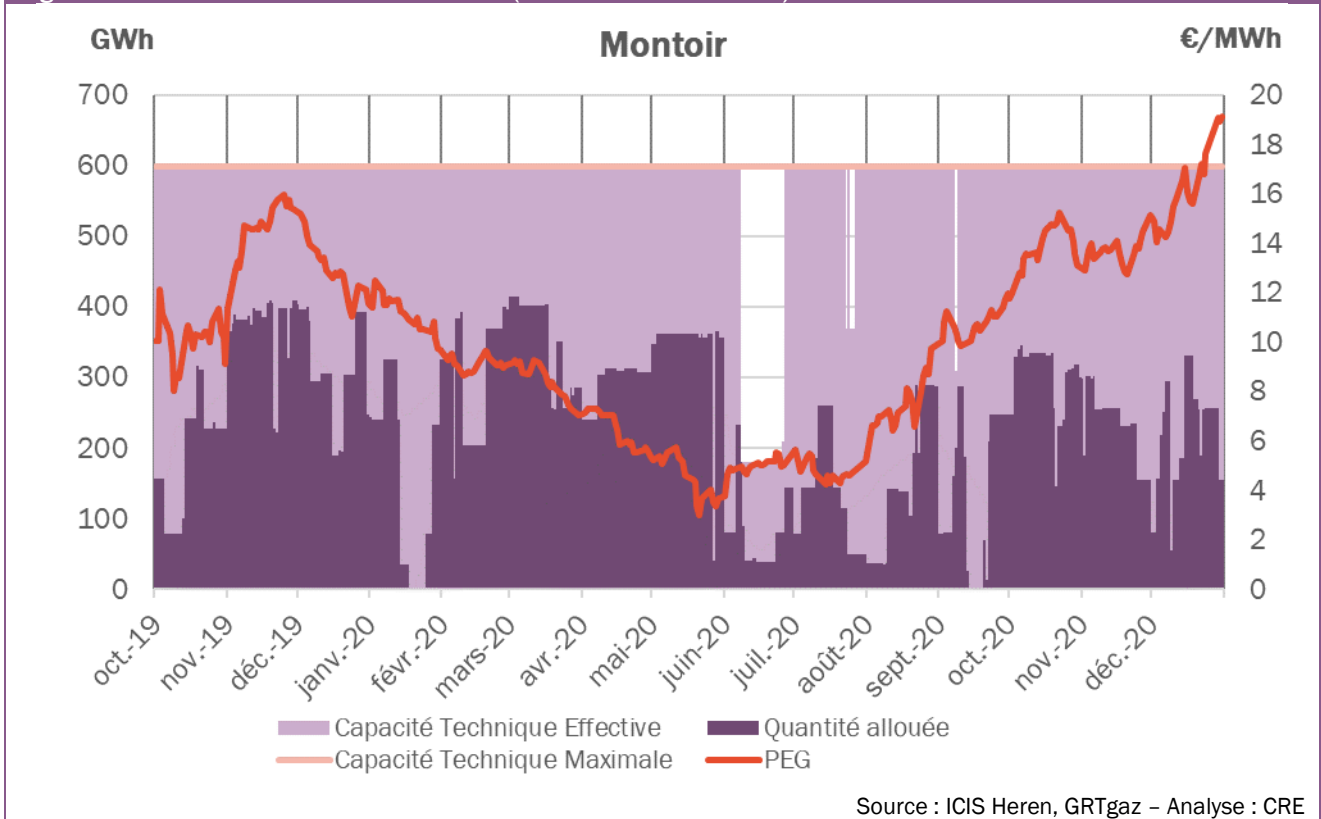


Source : ICIS Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

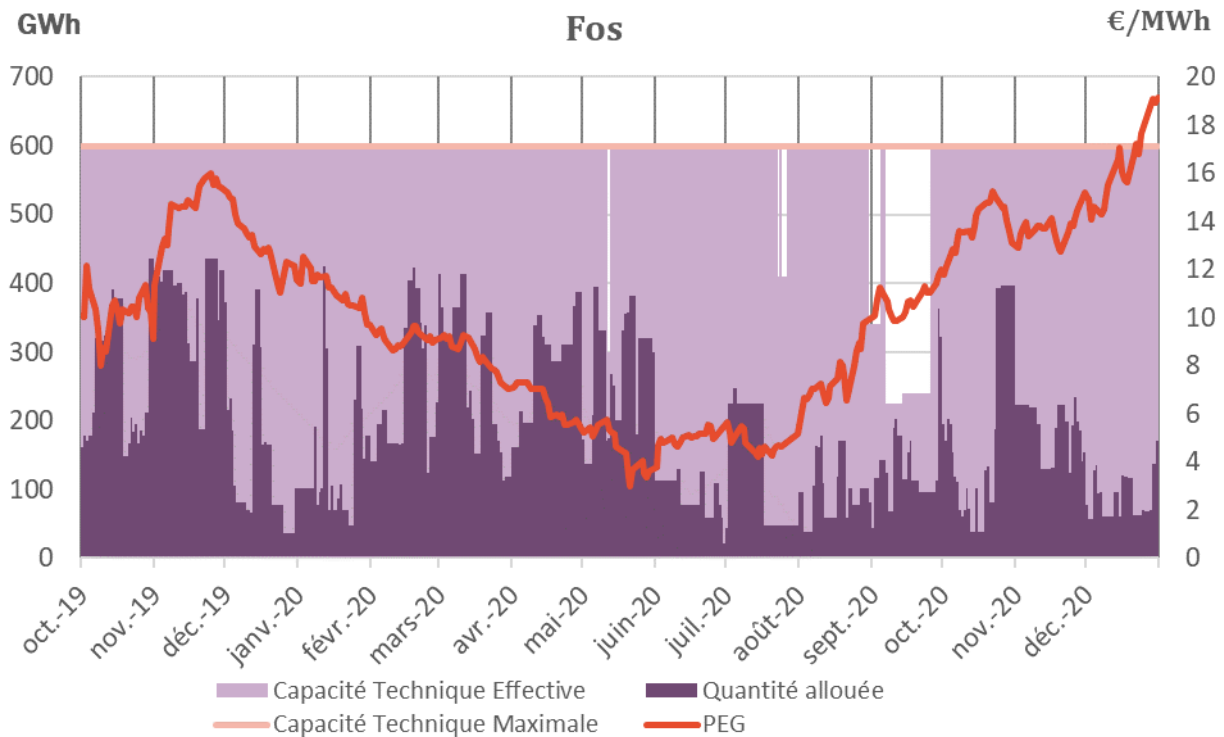
**Figure 38 : Utilisation du PIR Pirineos (sens France vers Espagne)**



**Figure 39 : Utilisation du PITM de Montoir (en entrée sur le réseau)**

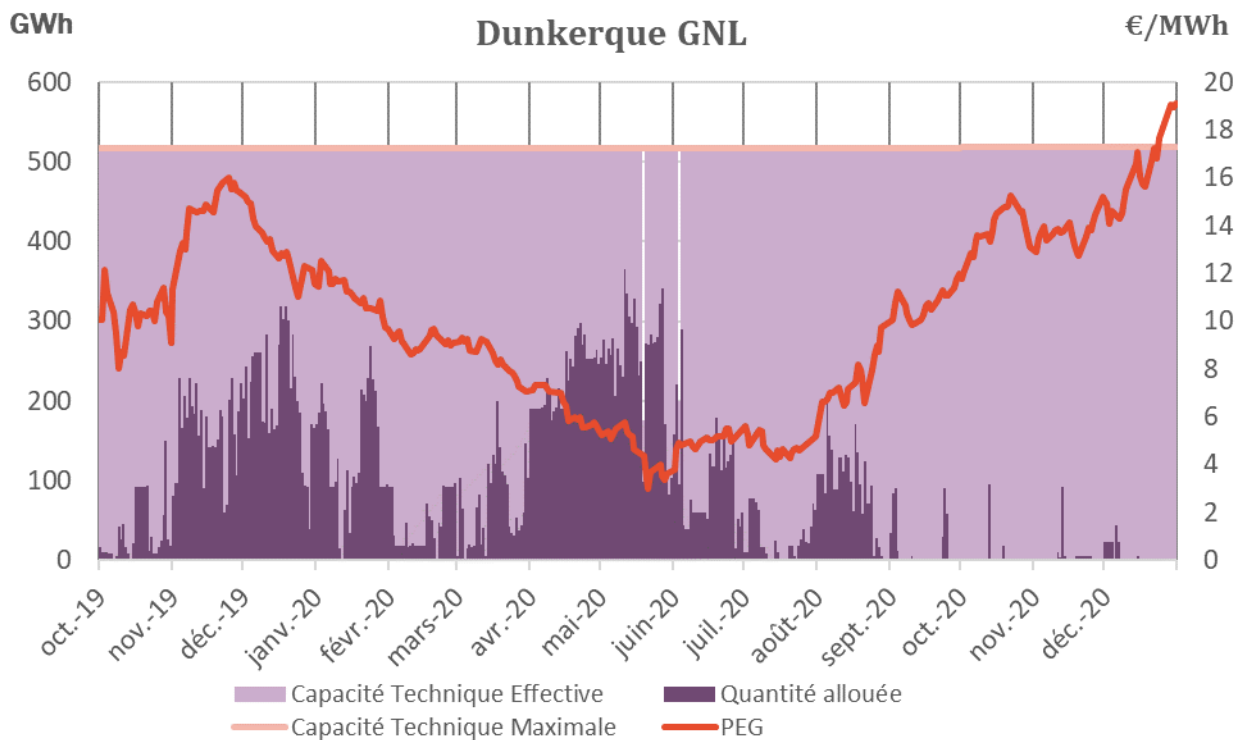


**Figure 40 : Utilisation du PITM de Fos (en entrée sur le réseau)**



Source : ICIS Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

**Figure 41 : Utilisation du PITM de Dunkerque GNL (en entrée sur le réseau)**



Sources : ICIS Heren, GRTgaz – Analyse : CRE



2.3 Stockages

Figure 42 : Niveaux des stocks en France

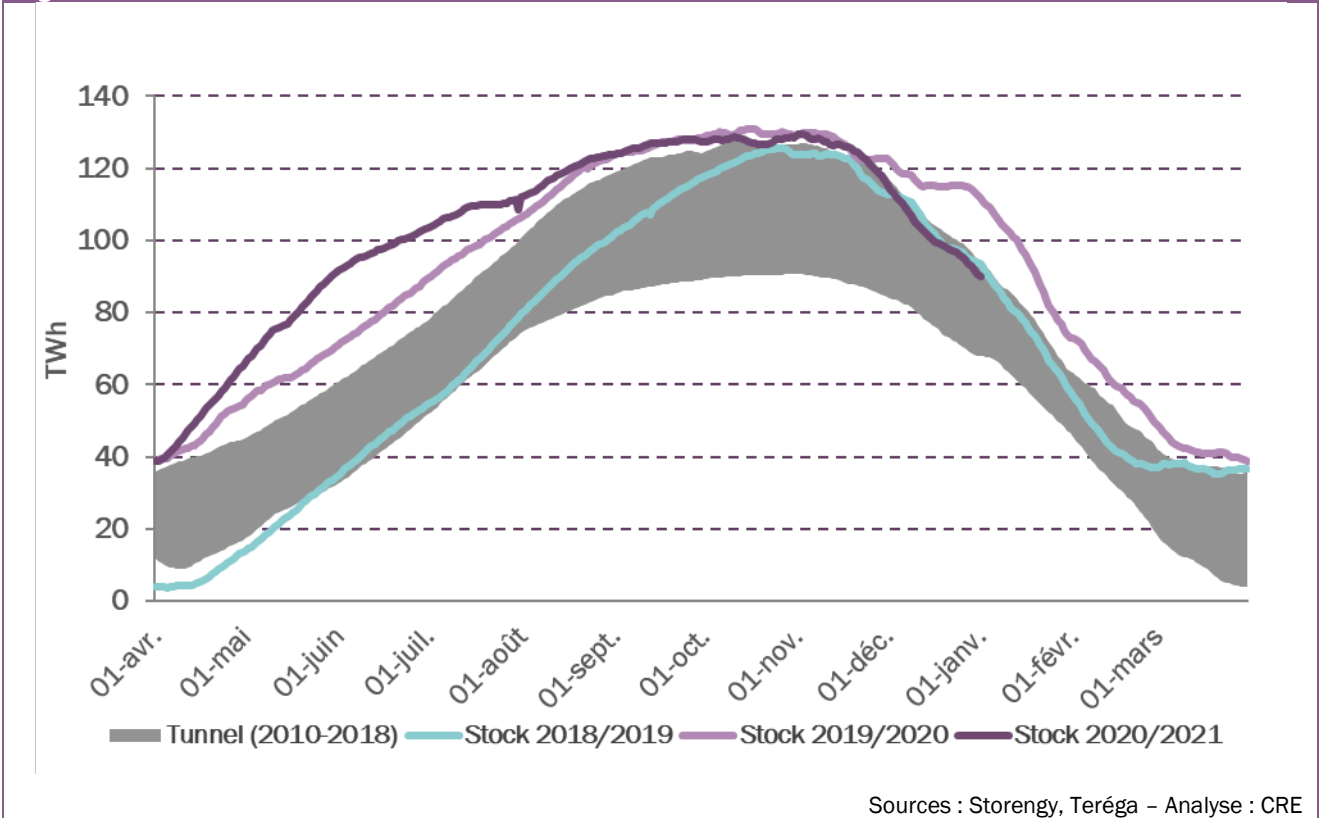
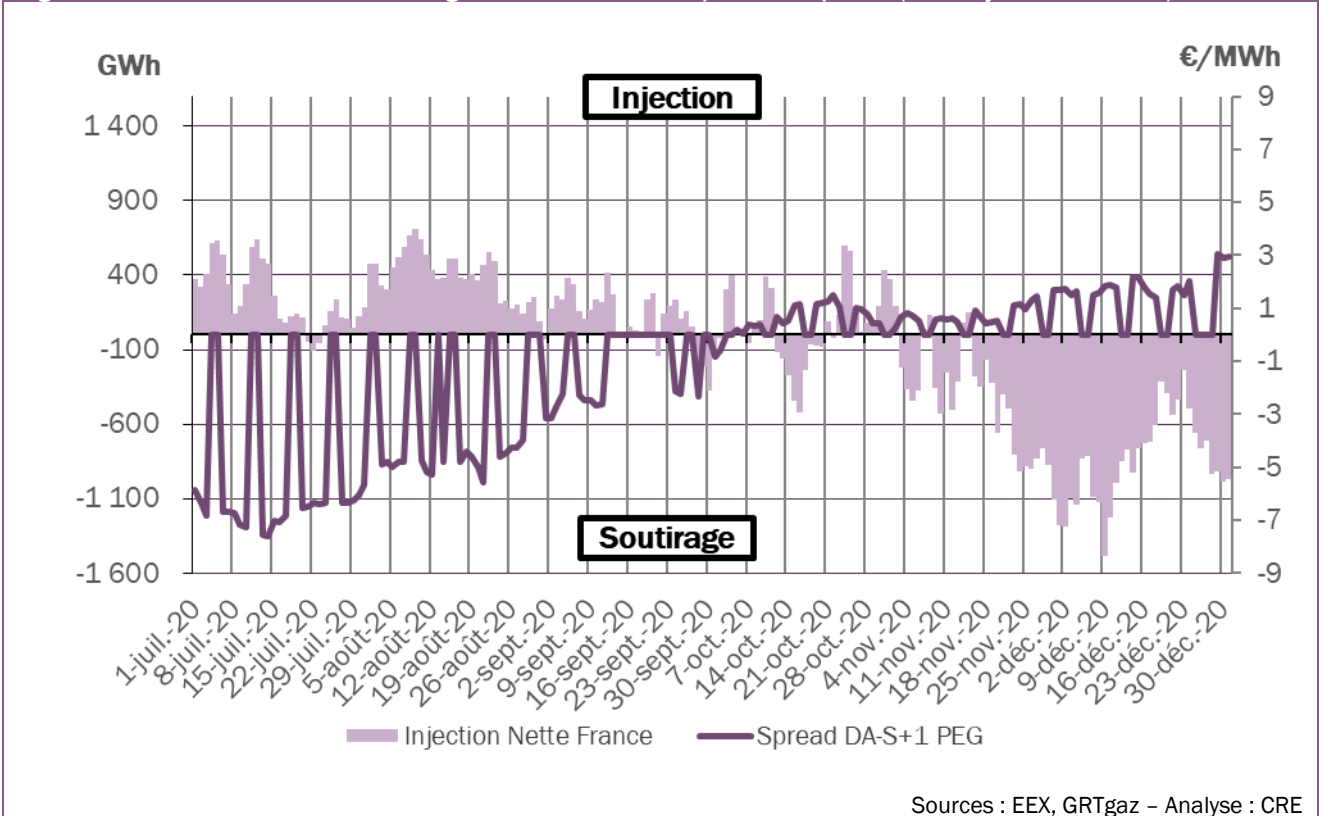
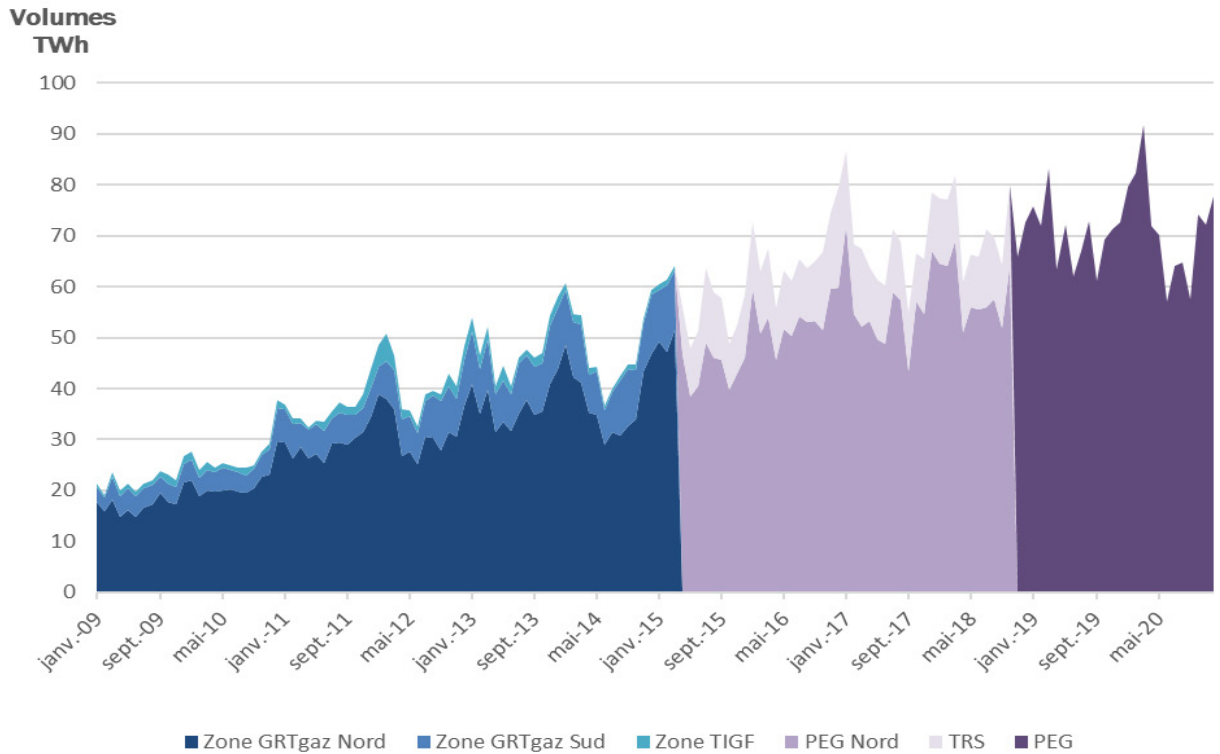


Figure 43 : Variation nette des stockages en France versus spread temporels (même jour de cotation)



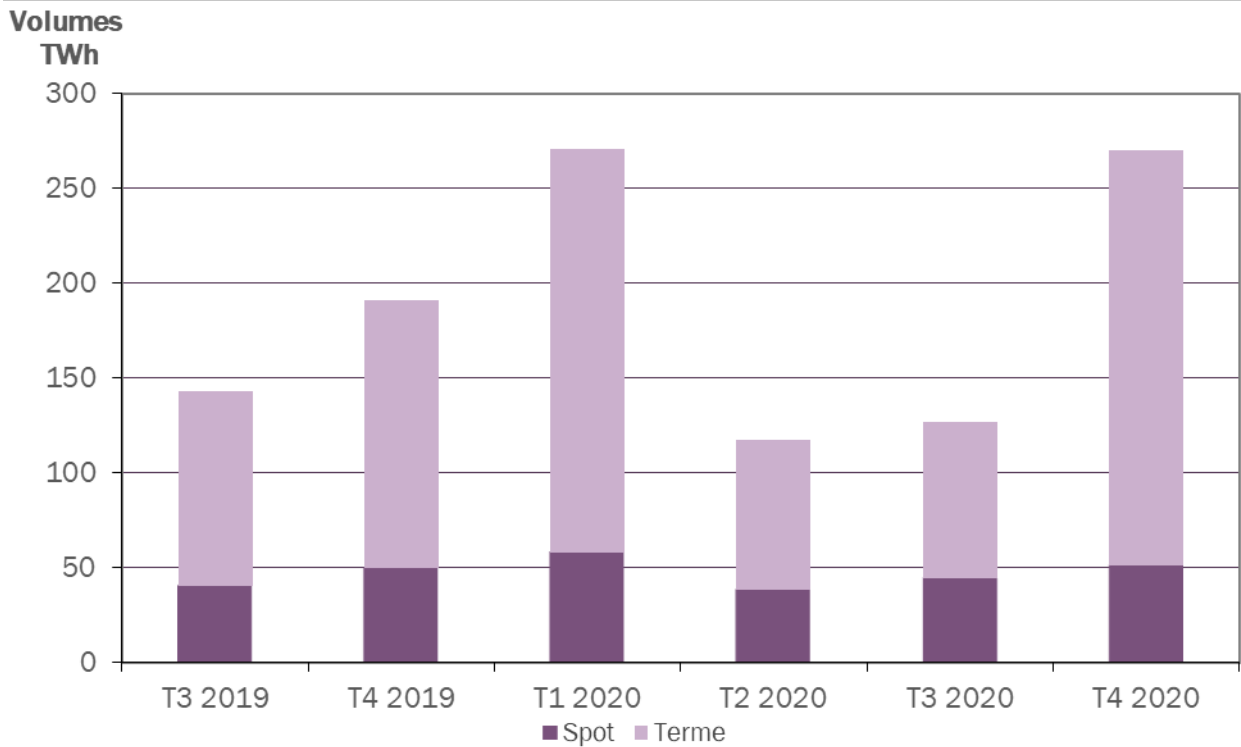
**3. VOLUMES DE TRANSACTIONS**

**Figure 44 : Livraisons aux PEG (quantités échangées)**



Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

**Figure 45 : Répartition du négoce sur le marché spot et à terme**



Source : EEX, Courtiers – Analyse : CRE

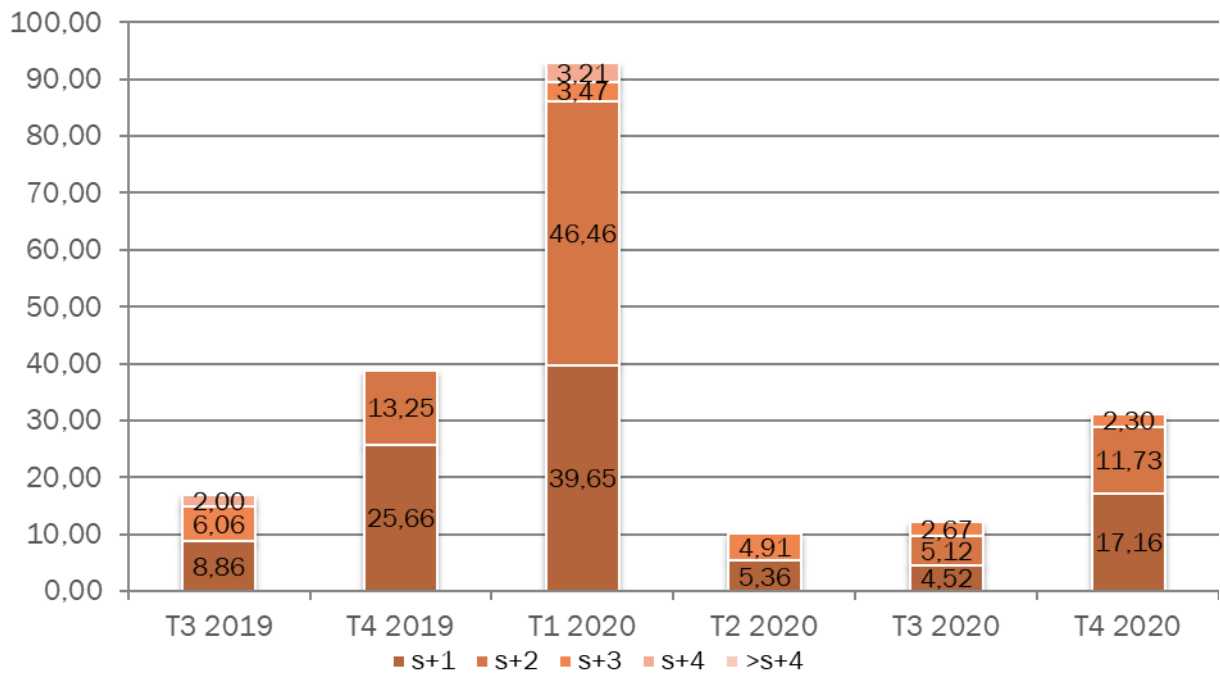
**Figure 46 : Volumes trimestriels de transactions sur le marché de gros intermédié pour les produits mensuels et trimestriels**



**Figure 47 : Volumes trimestriels de transactions sur le marché de gros intermédié pour les produits saisonniers et calendaires**

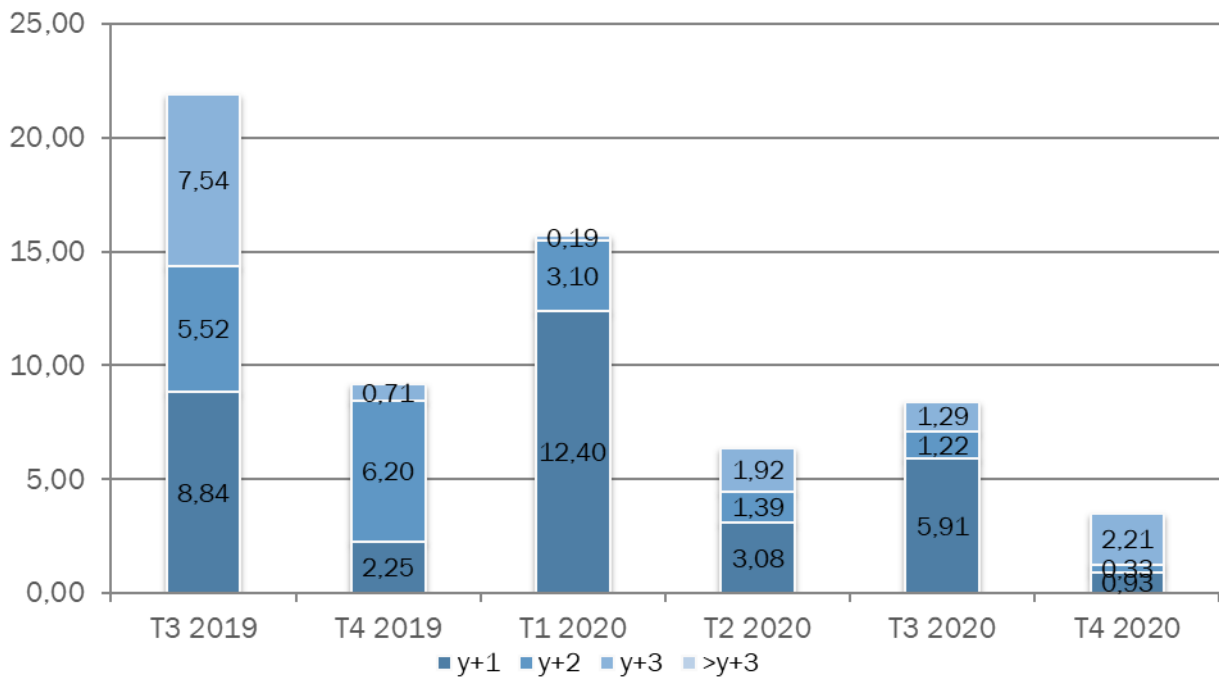
// PRODUITS SAISONNIERS //

TWh



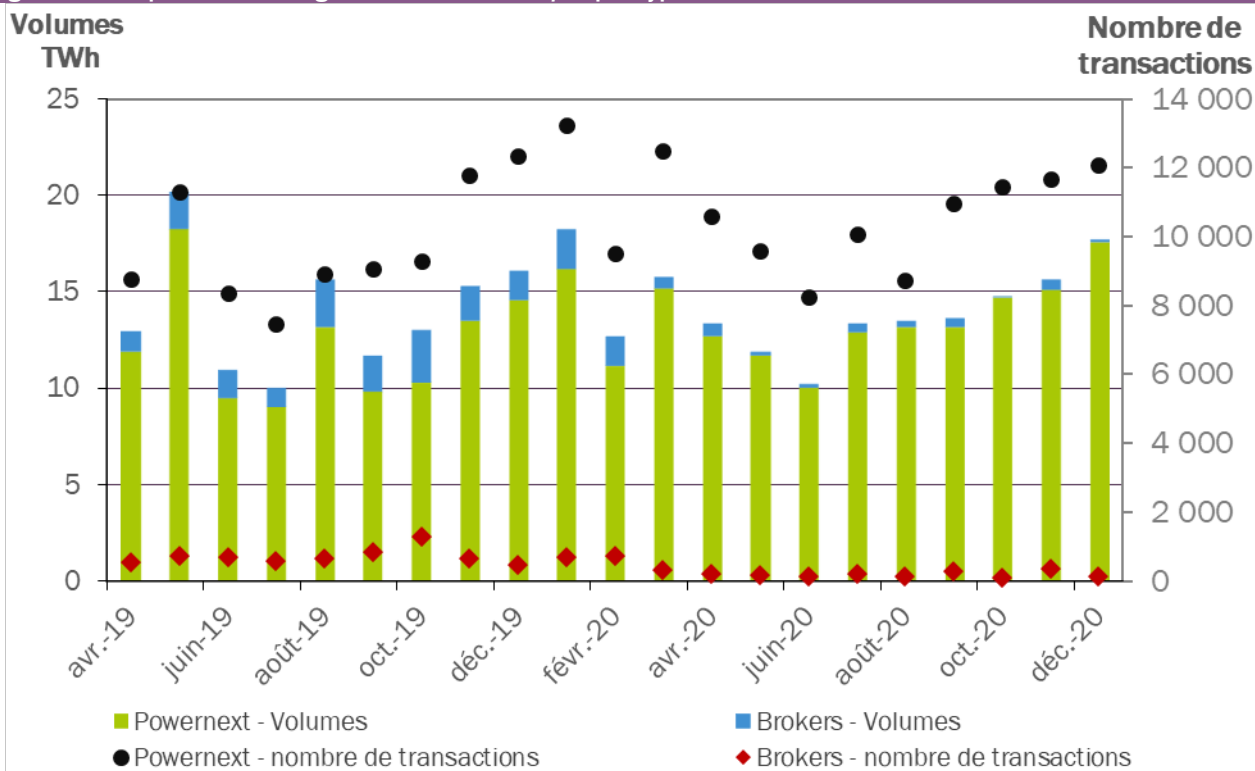
// PRODUITS ANNUELS //

TWh



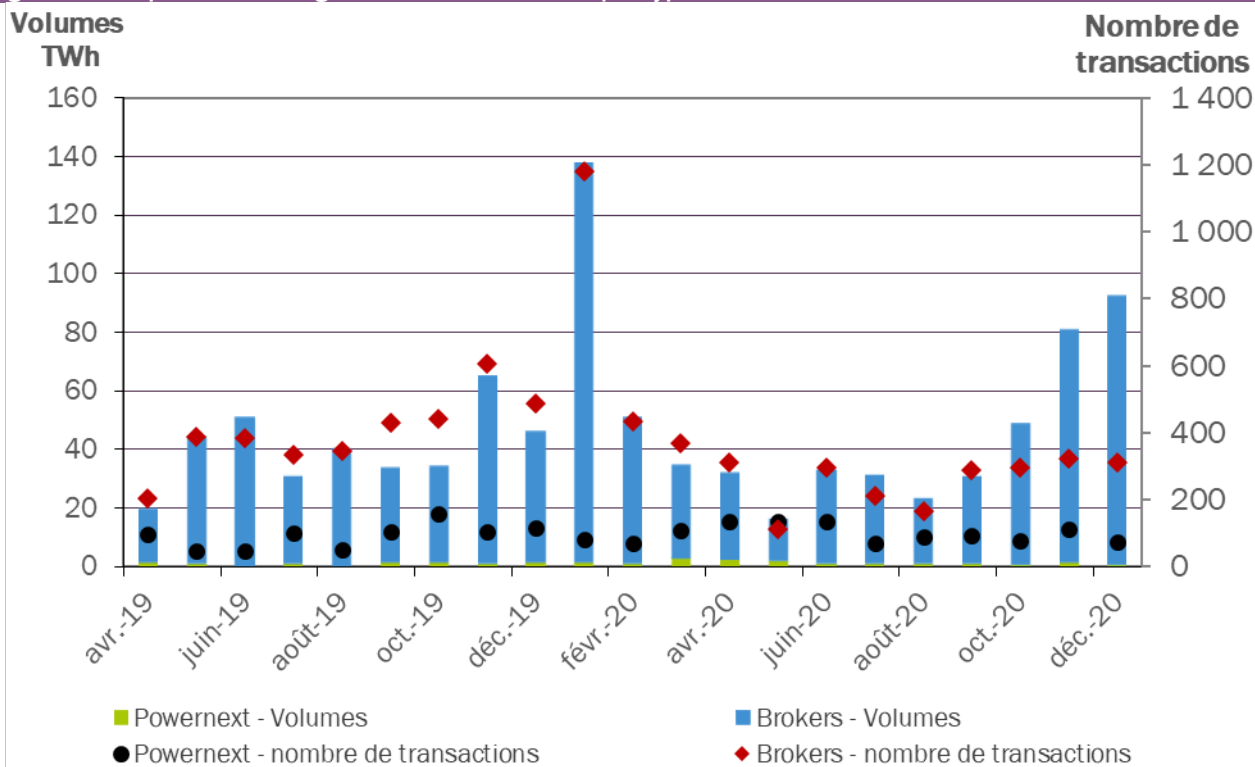
Source : EEX, Courtiers – Analyse : CRE

**Figure 48 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire**



Source : EEX, Courtiers – Analyse : CRE

**Figure 49 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire**

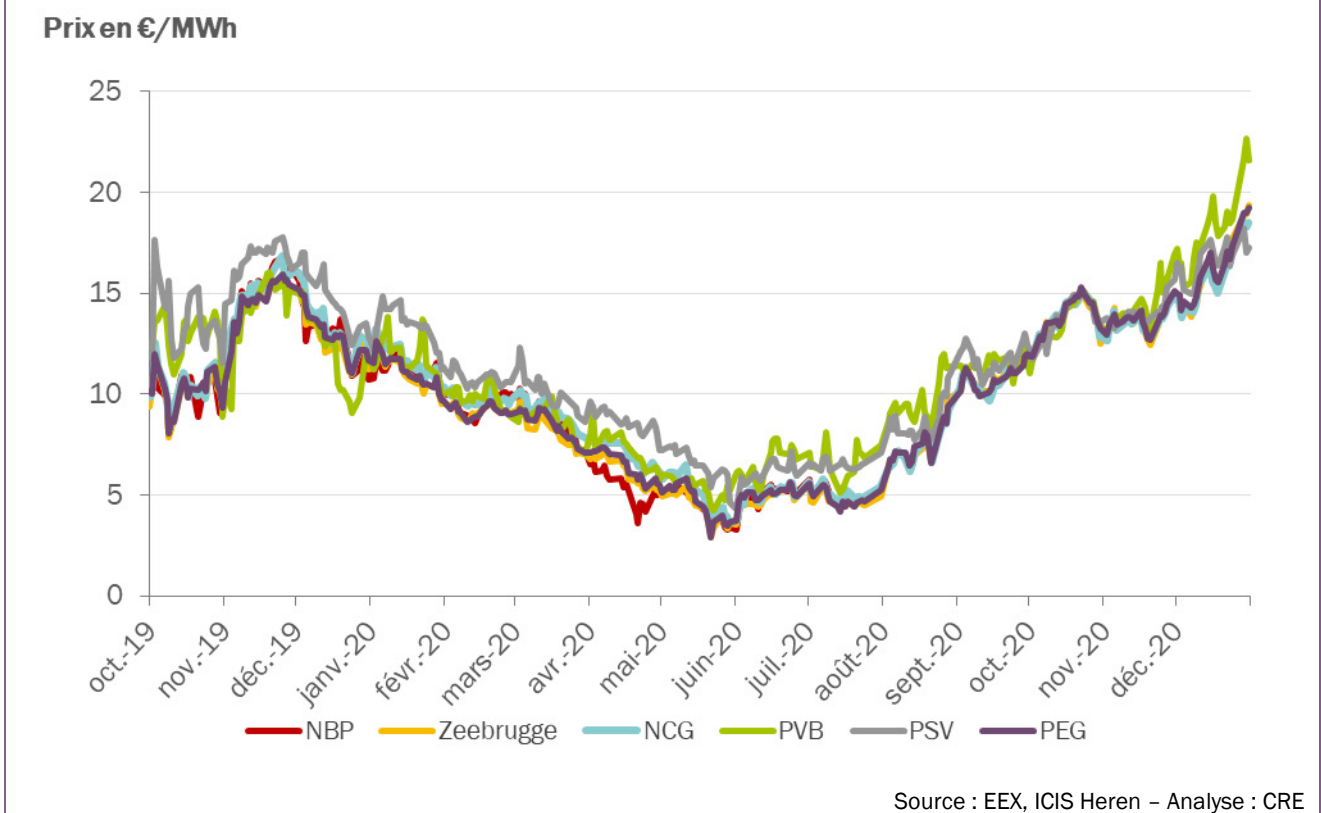


Source : EEX, Courtiers – Analyse : CRE

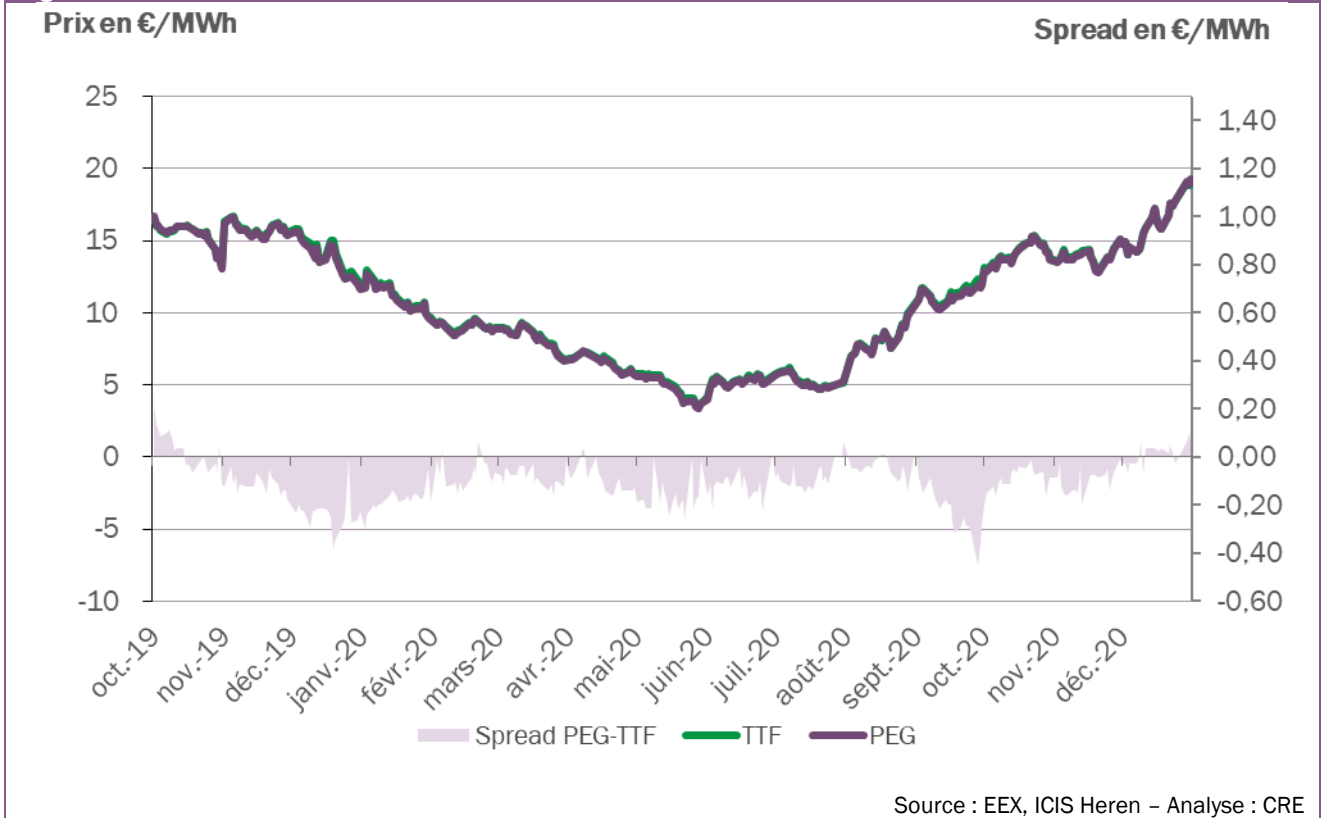
## 4. PRIX DE MARCHÉ

### 4.1 Évolution des prix en France et en Europe

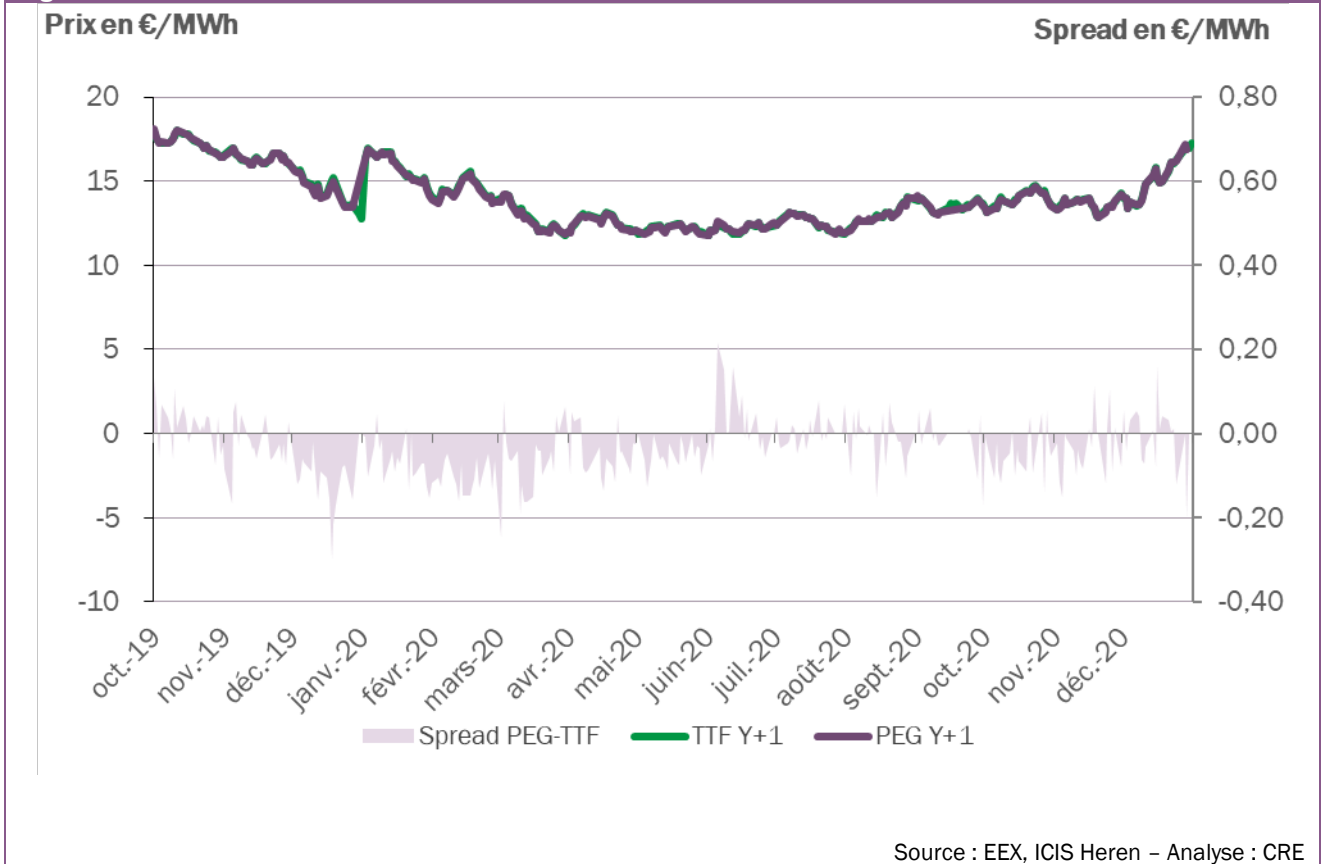
Figure 50 : Prix *day-ahead* sur les principaux marchés du gaz en Europe



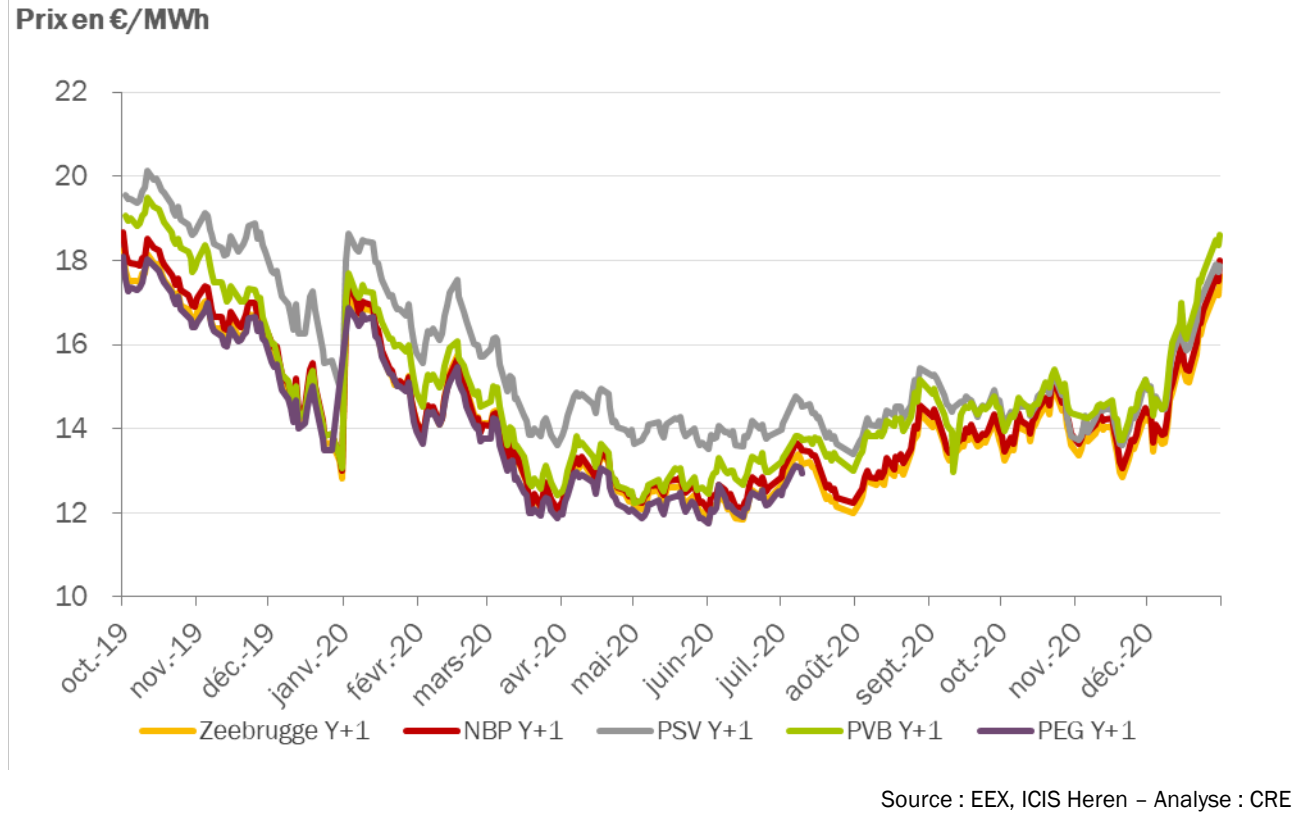
**Figure 51 : Prix du contrat *month-ahead* au PEG et au TTF**



**Figure 52 : Prix des contrats calendaires au PEG et au TTF**



**Figure 53 : Prix du contrat year-ahead sur les marchés du gaz en Europe**



**Figure 54 : Prix des contrats calendaires au PEG**





4.2 Contexte international

Figure 55 : Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés du gaz dans le monde

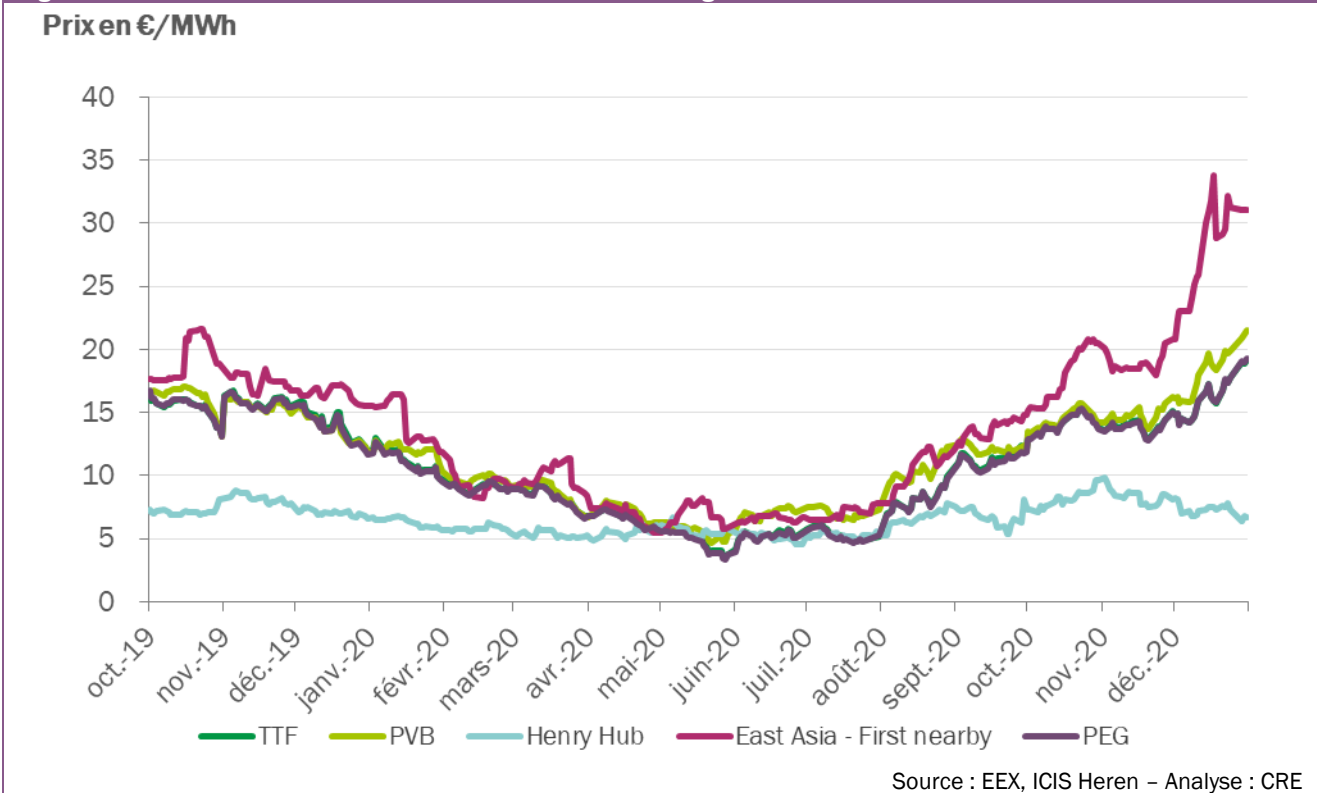
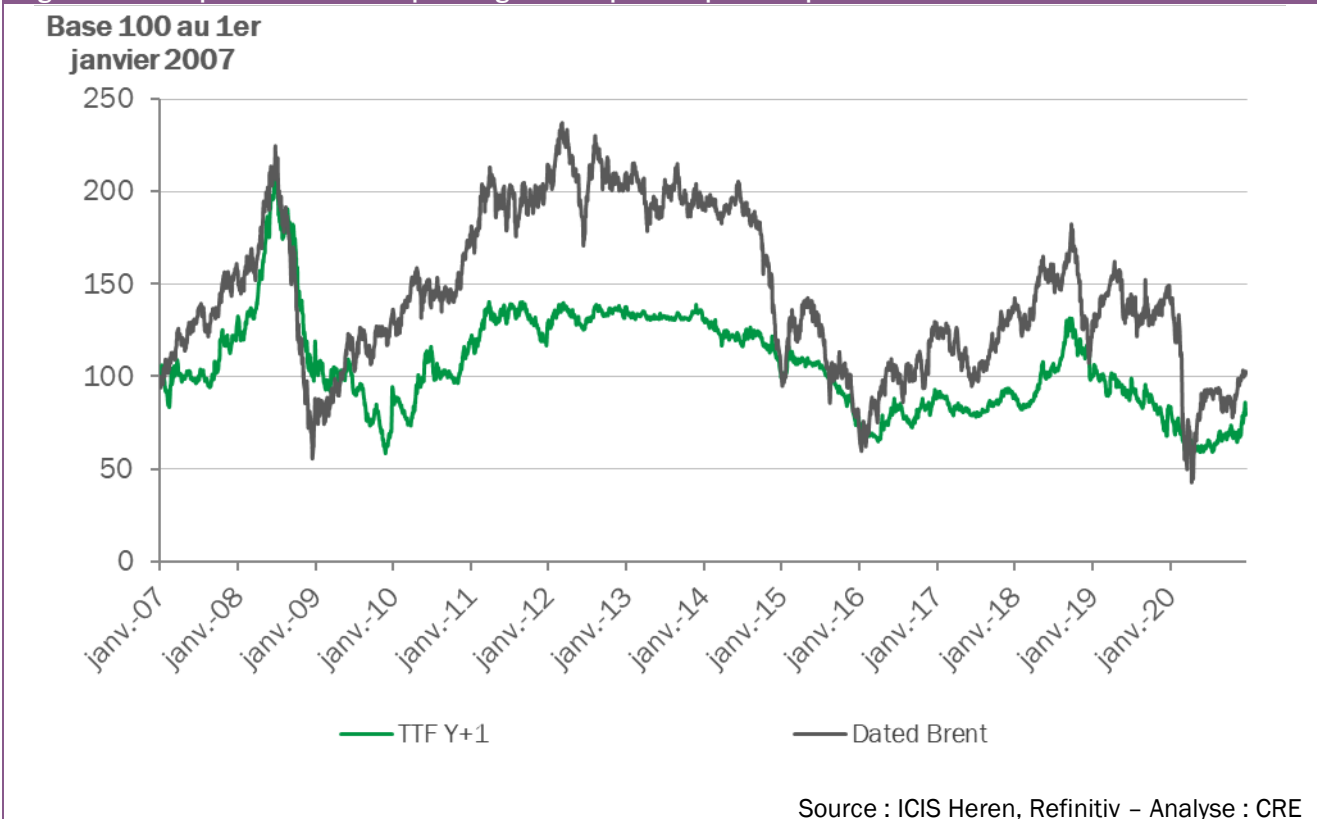


Figure 56 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



5. INDICES DE CONCENTRATION DES MARCHES

Figure 57 : Indices de concentration des marchés spot et à terme français

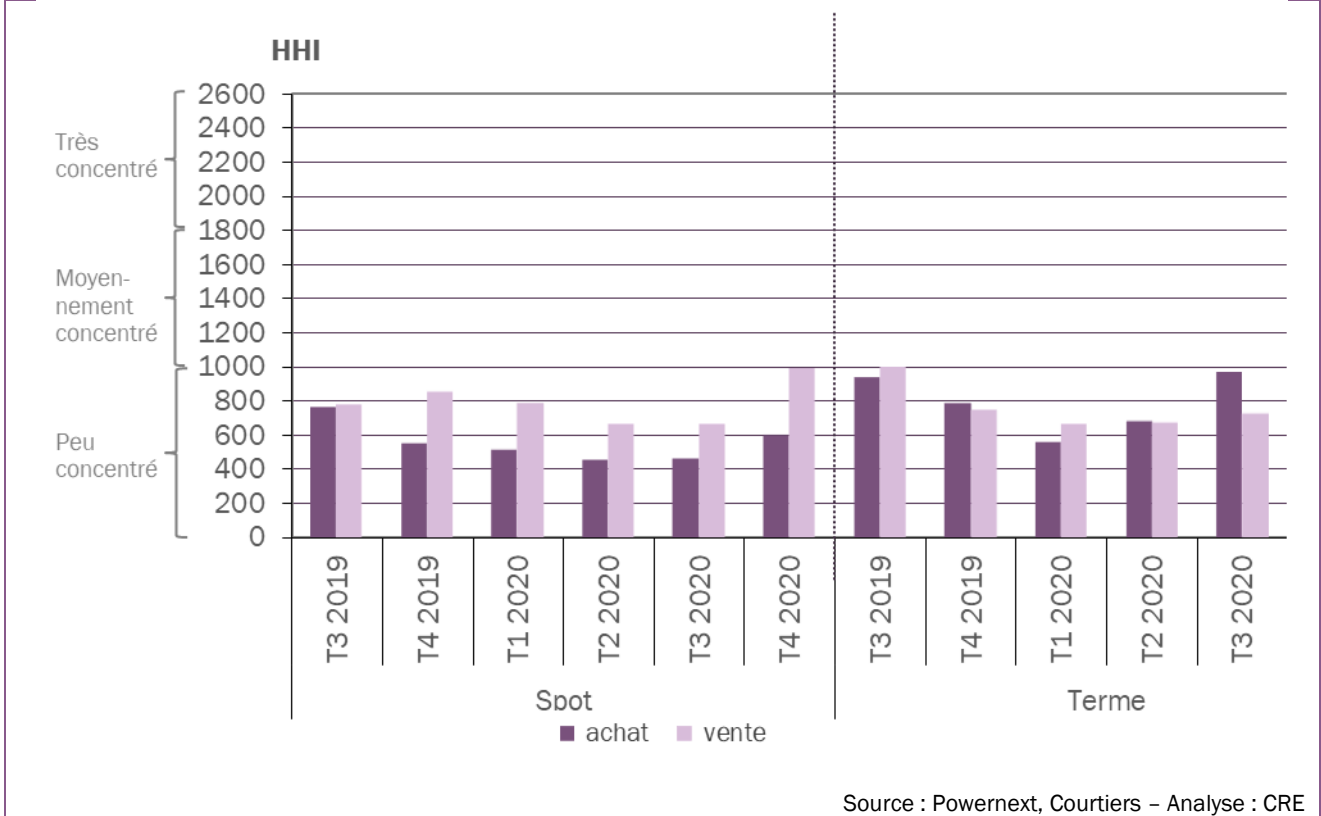
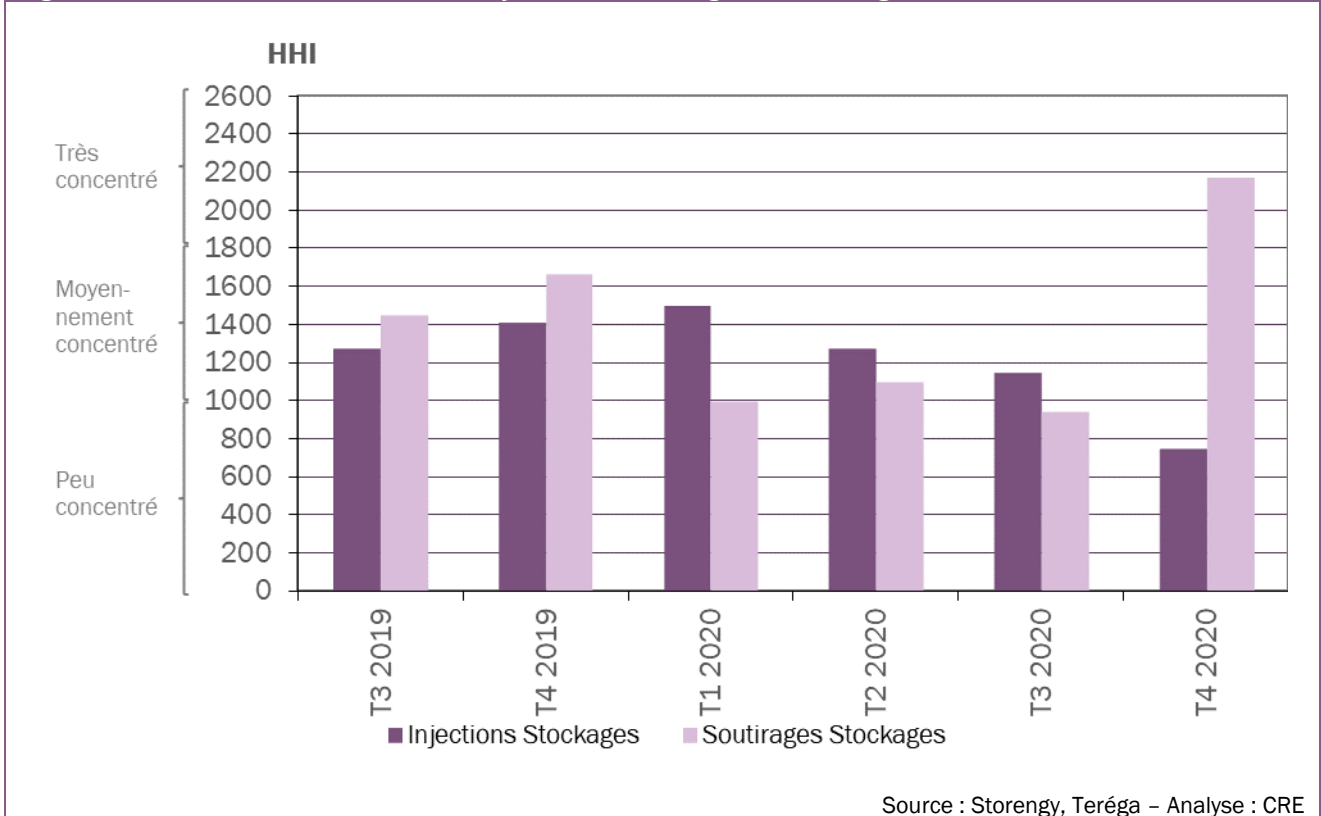


Figure 58 : Indices de concentration des injections et soutirages des stockages en France



## 6. CHIFFRES CLÉS

Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz

Fondamentaux	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T4 2020 / T3 2020 pourcent	En valeur	T4 2020 / T4 2019 pourcent	En Valeur
<b>Approvisionnements et débouchés</b>									
Approvisionnement (TWh)	190	164	154	130	172	32%	42	-9%	-18
Déstockage	28	85	6	13	50	274%	36	79%	22
Importations	145	120	129	107	123	14%	15	-16%	-23
Importations terrestres	100	76	105	84	85	1%	0	-16%	-16
Importations GNL	45	44	24	23	38	65%	15	-16%	-7
Débouchés (TWh)	190	164	154	130	172	32%	42	-9%	-18
Stockage	13	11	71	37	13	-65%	-24	-3%	0
Consommation clients finals	150	167	69	61	148	144%	87	-1,4%	-2
Clients distribution	96	115	34	21	97	352%	76	1%	1
Clients directement reliés au réseau de transport	55	52	35	39	51	30%	12	-6%	-3
Exportations	27	36	30	25	9	-64%	-16	-66%	-18
Autres	2	2	1	1	2	76%	1	22%	0
Livraisons aux PEG (TWh)	213	254	199	186	224	20%	38	5%	11
<b>Suivi des infrastructures</b>									
Utilisation de Virtualys (entrée)	30%	24%	62%	34%	14%		-19%		-16%
Utilisation de Obergailbach (entrée)	26%	13%	15%	28%	32%		4%		6%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	113	39	103	127	91	-29%	-37	-19%	-22
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	-157	-812	711	258	-392	-252%	-650	150%	-235
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	685	574	658	310	413	33%	103	-40%	-272
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	78	92	87	114	74	-35%	-40	-6%	-4

Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

Tableau 9 : Prix

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T4 2020 / T3 2020 pourcent	En valeur	T4 2020 / T4 2019 pourcent	En Valeur
<b>Prix Spot (€/MWh)</b>									
PEG day-ahead (moyenne)	12,5	9,5	5,3	7,3	14,5	99%	7,2	15%	1,9
Spread PEG-TTF	-0,1	0,0	0,6	1,4	-0,1	-109%	-1,5	121%	-0,1
<b>Prix à terme (€/MWh)</b>									
PEG M+1 (moyenne)	15,2	9,5	5,5	7,6	14,7	93%	7,1	-3%	-0,5
PEG Y+1 (moyenne)	16,2	14,3	12,3	13,0	14,1	9%	1,2	-13%	-2,1
Spread PEG-TTF (Y+1)	-0,04	0,09	-0,03	-0,01	-0,03	234%	-0,02	-17%	0,01
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead*	3,1	4,2	6,0	4,6	1,9	-59%	-2,7	-39%	-1,2

\* Différentiel de prix entre les produits Winter-ahead et Summer-ahead durant la saison d'hiver et entre les produits Winter-ahead et Balance of Summer (construit à partir des produits livrant durant l'été) durant la saison d'été

Source : Powernext, ICIS Heren – Analyse : CRE

# OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE GROS DU 4<sup>EME</sup> TRIMESTRE 2020

LES INDICATEURS DE MARCHÉ // Partie 2 : Le marché de gros du gaz

**Tableau 10 : Négoce**

Négoce	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T4 2020 / T3 2020 pourcentage	En valeur	T4 2020 / T4 2019 pourcentage	En Valeur
<b>Volumes échangés sur le marché intermédiaire français</b>									
Marché spot (TWh)	50	58	38	45	50	12%	5	0%	0
Intraday	9	11	8	9	9	-4%	-0,4	-6%	-0,5
Day Ahead	25	25	18	20	27	32%	6,5	9%	2,2
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	38	42	34	39	46	17%	6,5	19%	7,4
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	12	16	4	5	4	-21%	-1,1	-64%	-7,6
Marché à terme (TWh)	141	213	79	82	218	165%	136	55%	77
M+1	29	43	21	22	77	245%	55,0	165%	48,2
Q+1	21	6	9	10	11	14%	1,4	-47%	-9,8
S+1	26	40	5	5	16	263%	11,9	-36%	-9,2
Y+1	2	12	3	6	1	-84%	-5,0	-59%	-1,3
Bourse (toutes échéances)	5	6	7	4	4	-8%	-0,4	-30%	-1,6
Brokers (toutes échéances)	135	207	73	78	214	174%	136,0	58%	78,8
<b>Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français</b>									
Marché spot	36041	37216	28956	30431	35877	18%	5446,0	0%	-164,0
Intraday	9 167	9 998	7 846	7 469	8 078	8%	609,0	-12%	-1089,0
Day Ahead	21 195	22 185	16 959	17 676	21 718	23%	4042,0	2%	523,0
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	33 403	35 237	28 391	29 743	35 222	18%	5479,0	5%	1819,0
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	2 638	1 979	565	688	655	-5%	-33,0	-75%	-1983,0
Marché à terme	1680	2038	1071	871	1113	28%	242,0	-34%	-567,0
M+1	772	886	504	416	449	8%	33,0	-42%	-323,0
Q+1	173	76	89	77	95	23%	18,0	-45%	-78,0
S+1	111	173	41	17	75	341%	58,0	-32%	-36,0
Y+1	21	116	53	22	6	-73%	-16,0	-71%	-15,0
Bourse (toutes échéances à terme)	380	257	402	249	261	5%	12,0	-31%	-119,0
Brokers (toutes échéances à terme)	1 300	1 781	669	622	852	37%	230,0	-34%	-448,0
<b>Concentration du marché français du gaz</b>									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	104	105	101	103	107	4%	4	3%	3
dont actifs chez Powernext Gas Spot	67	66	63	66	67	2%	1	0%	0
dont actifs chez Powernext Gas Futures	38	34	38	36	35	-3%	-1	-8%	-3

Source : GRTgaz, Teréga, Powernext, Courtiers – Analyse : CRE

## **PARTIE 3 :** **AUTRES ELEMENTS DE CONTEXTE**

### **1. PRIX DES QUOTAS DE CO<sub>2</sub>**

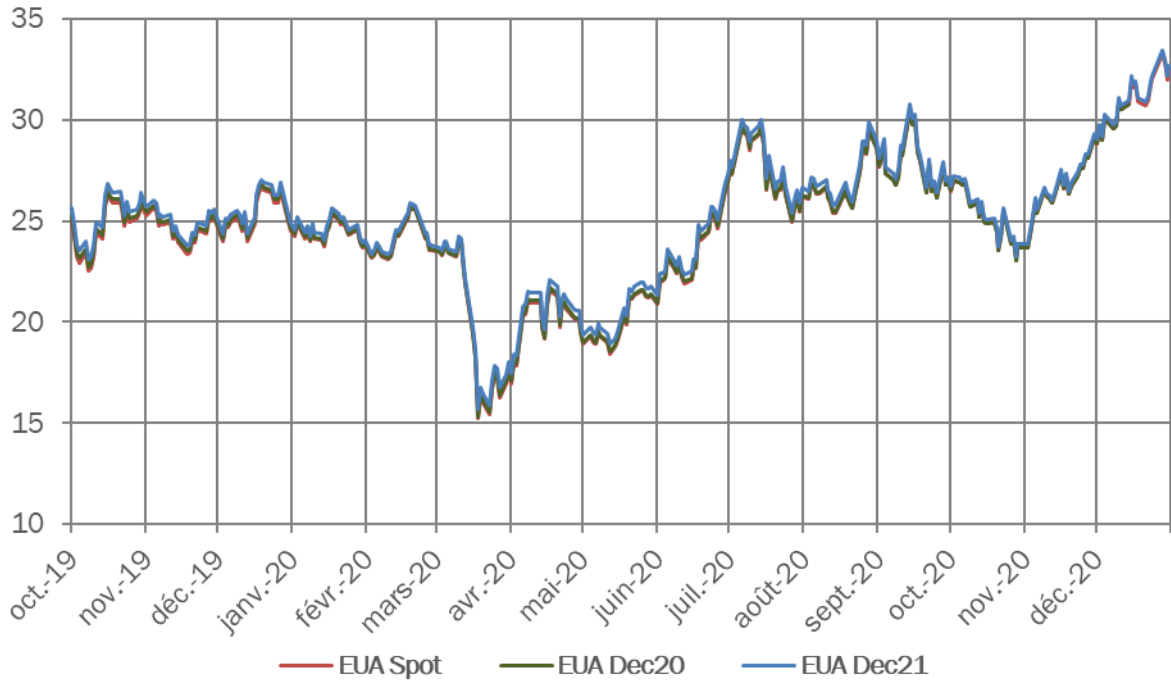
Figure 59 : Évolution du prix spot EUA



Source : ECX – Analyse : CRE

Figure 60 : Évolution des prix spot et à terme EUA

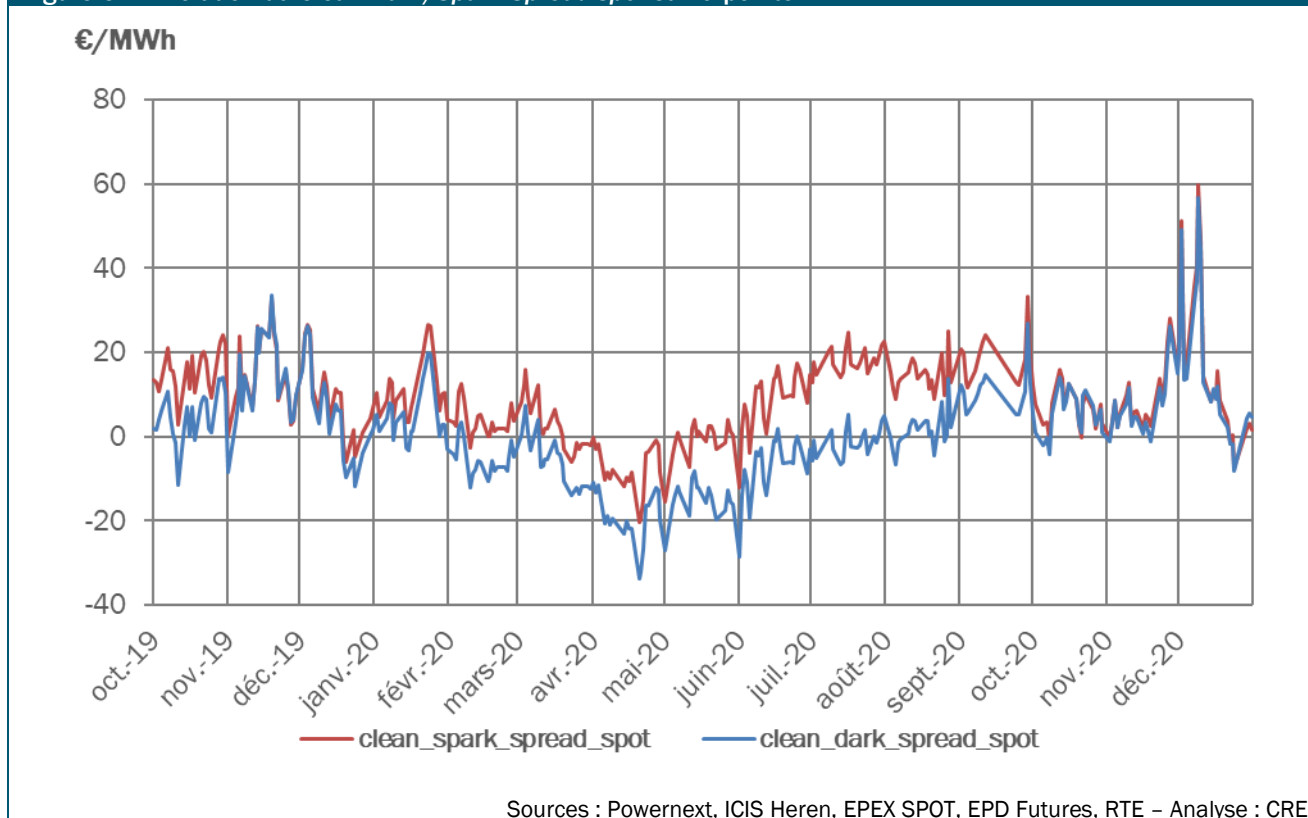
Prix EUA en  
€/tCO2



Source : ECX – Analyse : CRE

## 2. CLEAN SPARK SPREAD ET CLEAN DARK SPREAD<sup>12</sup>

Figure 61 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe



<sup>12</sup> Le clean dark spread et le clean spark spread désignent le niveau de rentabilité des centrales à charbon et à gaz en fonction du coût variable des intrants (coûts en combustible, avec un taux de rendement de référence, et prix du CO<sub>2</sub> inclus) et des revenus provenant de la vente d'électricité.

Figure 62 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread Futur sur la pointe



Sources: Powernext, ICIS Heren, EPEX SPOT, EPD Futures, RTE – Analyse: CRE

Clean Dark Spread\* (€/MWh) =  $p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})$ 

- $p_E$  prix spot ou Y+1 pointe France (€/MWh)
- $p_C$  prix spot ou Y+1 charbon (€/MWh)
- $p_{CO_2}$  prix spot ou Y+1 CO<sub>2</sub> (€/MWh)
- $\alpha$  inclut le pouvoir calorifique et le rendement charbon\*\*
- $\beta$  le facteur d'émission charbon\*\*\*

Clean Spark Spread\* (€/MWh) =  $p_E - (\gamma p_G + \delta p_{CO_2})$ 

- $p_E$  prix spot ou Y+1 pointe France (€/MWh)
- $p_G$  prix spot ou Y+1 gaz PEG Nord (€/MWh)
- $p_{CO_2}$  prix spot ou Y+1 CO<sub>2</sub> (€/MWh)
- $\gamma$  le rendement gaz\*\*\*\*
- $\delta$  le facteur d'émission gaz\*\*\*\*\*

\* Le clean dark spread et le clean spark spread désignent le niveau de rentabilité des centrales à charbon et à gaz en fonction du coût variable des intrants (coûts en combustible, avec un taux de rendement de référence, et prix du CO<sub>2</sub> inclus) et des revenus provenant de la vente d'électricité.

\*\* Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 35 % pour les centrales à charbon. Il convient de noter d'une part que ces rendements correspondent à des installations nouvelles de référence et donc peuvent être éloignés des rendements d'installations existantes, et d'autre part que d'autres coûts, notamment de transport, ne sont ici pas pris en compte.

\*\*\* Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO<sub>2</sub>/MWh pour les centrales à charbon.

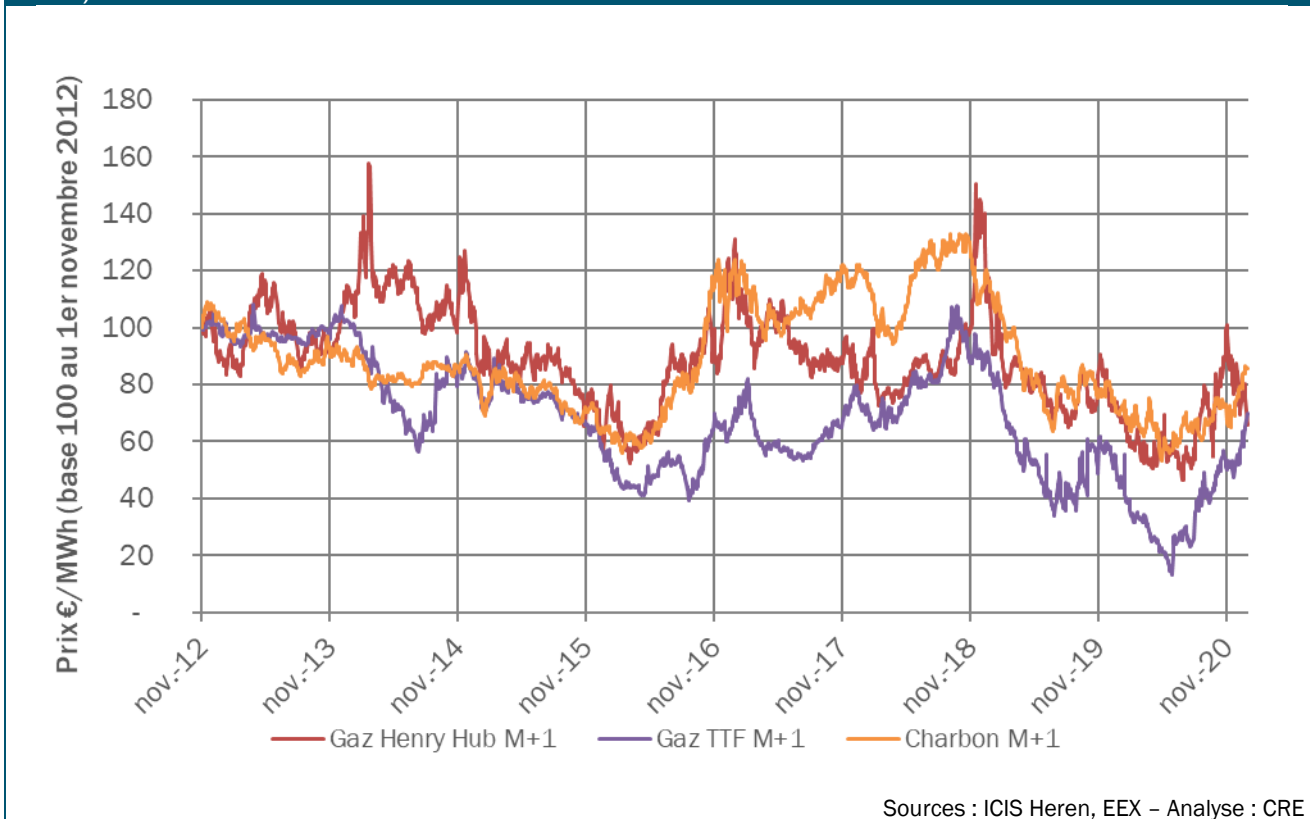
\*\*\*\* Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 49 % pour les centrales à gaz.

\*\*\*\*\* Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,46 t CO<sub>2</sub>/MWh pour les centrales à gaz.



### 3. PRIX DU GAZ EN EUROPE ET AUX ETATS-UNIS VERSUS LES PRIX DU CHARBON

Figure 63 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux États-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012)



## GLOSSAIRE

### GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

#### Bourses de l'électricité actives en France :

- **EPEX SPOT** ([www.epexspot.com](http://www.epexspot.com))
- **EEX** : European Energy Exchange ([www.eex.com](http://www.eex.com)).
- **Nord Pool** ([www.nordpoolgroup.com](http://www.nordpoolgroup.com)).

#### Produits de gros :

- **Futures** : contrats standards passés pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée. Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, semestre, trimestre, mois, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.
- **Day-ahead** ou autrement appelé **spot** : contrat passé la veille pour livraison le lendemain
- **Infra-journalier** : contrat de la négociation continue pour livraison le même jour ou le lendemain (négocié à partir de 15h00 la veille de la livraison)
- **Base** : 24 heures sur 24, 7 jours sur 7
- **Pointe** : de 8 heures à 20 heures, du lundi au vendredi

### GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU GAZ

#### Bourses du gaz actives en France :

- **Powernext** : bourse du gaz du groupe EEX dont les activités ont été intégrées au sein de son unique actionnaire EEX à partir du janvier 2020 ([www.powernext.com](http://www.powernext.com))
- **EEX** : European Energy Exchange ([www.eex.com](http://www.eex.com)).

#### Produits de gros :

- **Futures** : contrats standards passés pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée. Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, semestre, trimestre, mois, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.
- **Day-ahead** ou autrement appelé **spot** : contrat dont la période de livraison s'étend sur une journée gazière, soit de 06h00 au lendemain à 06h00. La négociation peut être effectuée jusqu'à trois heures avant la livraison.
- **Infra-journalier** : contrat de la négociation continue pour livraison le même jour ou le lendemain (négocié entre trois et vingt-sept heures avant le début de la livraison).

**PEG – point d'échange de gaz** : point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur, créé à la suite de fusion du PEG Nord et TRS

**PEG Nord** : ancien point d'échange de gaz pour la partie Nord de la France avant la fusion des zones en place de marché unique en 2018

**TRS – Trading Region South** : ancien point d'échange de gaz pour la partie Sud de la France avant la fusion des zones en place de marché unique en 2018

**Zone d'équilibrage** : zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz.

**PEGAS** : plateforme centrale de négociation du gaz opérée par Powernext

**PIR** : point d'interconnexions réseau

**PITS** : points d'interconnexion transport stockage

**PITTM** : points d'interconnexion terminal méthanier

« **Take-or-Pay** » : clause d'un contrat de fourniture de gaz ou d'électricité par laquelle le vendeur garantit la mise à disposition auprès de l'acheteur et qui garantit en contrepartie le paiement d'une quantité minimal d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non.

**NGC** : point virtuel d'échange de gaz situé en Allemagne

**NBP** : point virtuel d'échange de gaz situé au Royaume-Uni

**PSV** : point virtuel d'échange de gaz situé en Italie

**PVB** : point virtuel d'échange de gaz situé en Espagne

**TTF** : point virtuel d'échange de gaz situé aux Pays-Bas

**Zeebrugge** : point physique d'échange de gaz situé en Belgique

**Henry Hub** : point physique d'échange de gaz situé aux Etats-Unis

#### GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DES QUOTAS DU CO<sub>2</sub>

**EUA** : European Union Allowance, quota d'émission européenne qui autorise le détenteur à émettre en gaz à effet de serre l'équivalent d'une tonne de dioxyde de carbone.

**EU ETS** : voir SEQE

**SEQE** : le Système d'Echange de Quotas d'Emission, aussi appelé EU ETS (European Union Emission Trading System), est un mécanisme de l'Union européenne visant à réduire l'émission globale de CO<sub>2</sub> et atteindre les objectifs de l'Union européenne dans le cadre du protocole de Kyoto. C'est le plus grand système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre dans le monde.

# INDEX DES GRAPHIQUES

Figure 1 : Evolution des prix des commodités .....	8
Figure 2 : Bilan physique du système électrique français au cours du trimestre.....	12
Figure 3 : Consommation .....	13
Figure 4 : Productions par filière et consommation trimestrielle .....	13
Figure 5 : Disponibilité du nucléaire.....	14
Figure 6 : Taux de production de la filière nucléaire .....	14
Figure 7 : Taux de production de la filière charbon .....	15
Figure 8 : Taux de production de la filière gaz .....	15
Figure 9 : Taux de production de la filière hydraulique .....	16
Figure 10 : Importations et exportations (pointe / hors pointe) .....	17
Figure 11 : Solde exportateur .....	17
Figure 12 : Volumes et nombre de transactions en infra-journalier sur le marché EPEX SPOT .....	18
Figure 13 : Volume et nombre de transactions en <i>day-ahead</i> sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT.....	18
Figure 14 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH).....	19
Figure 15 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié pour les produits mensuels et trimestriels .....	20
Figure 16 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié pour les produits calendaires .....	21
Figure 17 : Volume et nombre de transactions futures sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EEX .....	21
Figure 18 : Prix <i>day-ahead</i> France.....	22
Figure 19 : Ecart de prix entre les marchés infra-journalier et <i>day-ahead</i> en France .....	22
Figure 20 : Prix <i>day-ahead</i> sur les principaux marchés européens (moyennes hebdomadaires).....	23
Figure 21 : Couplage des marchés européens .....	24
Figure 22 : Prix à terme M+1 en Base en France et en Allemagne.....	25
Figure 23 : Prix à terme Y+1 en Base et Pointe en France .....	25
Figure 24 : Prix à terme Y+1 en Base en France et en Allemagne.....	26
Figure 25 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe.....	26
Figure 26 : Indice HHI de concentration de la production d'électricité en France .....	27
Figure 27 : Indice HHI de concentration des transactions sur les marchés à terme et <i>SPOT</i> pour livraison en France.....	28
Figure 28 : Volumes échangés et prix des capacités sur le mécanisme de capacité.....	29
Figure 29 : Volumes activés par type d'entité d'ajustement sur le mécanisme d'ajustement.....	29
Figure 30 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France (flux commerciaux).....	34
Figure 31 : Consommation de gaz en France .....	35
Figure 32 : Consommation de gaz en France par type de site .....	35
Figure 33 : Emissions des terminaux méthaniers .....	36
Figure 34 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau).....	37
Figure 35 : Utilisation du PIV Virtualys (sens Belgique vers France) .....	37
Figure 36 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France) .....	38
Figure 37 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse).....	38

Figure 38 : Utilisation du PIR Pirineos (sens France vers Espagne).....	39
Figure 39 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau).....	39
Figure 40 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau).....	40
Figure 41 : Utilisation du PITTM de Dunkerque GNL (en entrée sur le réseau).....	40
Figure 42 : Niveaux des stocks en France .....	41
Figure 43 : Variation nette des stockages en France versus <i>spread</i> temporels (même jour de cotation) .....	41
Figure 44 : Livraisons aux PEG (quantités échangées).....	42
Figure 45 : Répartition du négoce sur le marché <i>spot</i> et à terme.....	42
Figure 46 : Volumes trimestriels de transactions sur le marché de gros intermédié pour les produits mensuels et trimestriels .....	43
Figure 47 : Volumes trimestriels de transactions sur le marché de gros intermédié pour les produits saisonniers et calendaires.....	44
Figure 48 : Répartition du négoce sur le marché <i>spot</i> par type d'intermédiaire .....	45
Figure 49 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire .....	45
Figure 50 : Prix <i>day-ahead</i> sur les principaux marchés du gaz en Europe .....	46
Figure 51 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> au PEG et au TTF.....	47
Figure 52 : Prix des contrats calendaires au PEG et au TTF .....	47
Figure 53 : Prix du contrat <i>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe .....	48
Figure 54 : Prix des contrats calendaires au PEG.....	48
Figure 55 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz dans le monde.....	49
Figure 56 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers.....	49
Figure 57 : Indices de concentration des marchés <i>spot</i> et à terme français .....	50
Figure 58 : Indices de concentration des injections et soutirages des stockages en France .....	50
Figure 59 : Évolution du prix <i>spot</i> EUA .....	53
Figure 60 : Évolution des prix <i>spot</i> et à terme EUA .....	54
Figure 61 : Évolution du <i>Clean Dark/Spark Spread spot</i> sur la pointe .....	55
Figure 62 : Évolution du <i>Clean Dark/Spark Spread Futur</i> sur la pointe .....	56
Figure 63 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux États-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012).....	57

## **INDEX DES TABLEAUX**

Tableau 1 : Flux physiques du marché de gros de l'électricité .....	30
Tableau 2 : Prix de marché observés au cours du trimestre .....	30
Tableau 3 : Volumes négociés au cours du trimestre .....	30
Tableau 4 : Disponibilité et taux de production .....	31
Tableau 5 : Flux aux frontières.....	31
Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité.....	31
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité.....	31
Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz .....	51
Tableau 9 : Prix .....	51
Tableau 10 : Négoce .....	52