

OBSERVATOIRE

3^E TRIMESTRE 2020 (DONNÉES AU 31/08/2020)

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).

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).

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 ;
- 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.

S'agissant de REMIT¹

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/>.

¹ 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

INTRODUCTION	3
LES FAITS MARQUANTS DU TRIMESTRE	5
LES INDICATEURS DE MARCHÉ	9
PARTIE 1 : LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ	10
1. DATES-CLES	10
2. PRODUCTION, CONSOMMATION ET ÉCHANGES AUX FRONTIÈRES	12
3. VOLUMES DE TRANSACTIONS	18
4. PRIX DE MARCHÉ	22
5. INDICES DE CONCENTRATION DES MARCHÉS	27
6. MÉCANISME DE CAPACITÉ	29
7. MÉCANISME D'AJUSTEMENT	29
8. CHIFFRES-CLES	30
PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ	32
1. DATES-CLES	32
2. BILAN PHYSIQUE	34
3. VOLUMES DE TRANSACTIONS	42
4. PRIX DE MARCHÉ	46
5. INDICES DE CONCENTRATION DES MARCHÉS	50
6. CHIFFRES CLES	51
PARTIE 3 : AUTRES ÉLÉMENTS DE CONTEXTE	53
1. PRIX DES QUOTAS DE CO₂	53
2. CLEAN SPARK SPREAD ET CLEAN DARK SPREAD	55
3. PRIX DU GAZ EN EUROPE ET AUX ÉTATS-UNIS VERSUS LES PRIX DU CHARBON	57
GLOSSAIRE	58
INDEX DES GRAPHIQUES	60
INDEX DES TABLEAUX	62

LES FAITS MARQUANTS **DU TRIMESTRE**

Le troisième trimestre 2020 contraste avec le trimestre précédent par la reprise de la consommation de gaz et d'électricité, qui reviennent à un niveau proche de la normale, mais restent marquées par une certaine incertitude concernant la fin de l'épidémie de COVID-19 et la reprise économique. Les prix des matières premières sont en légère hausse depuis les minima atteints au deuxième trimestre. En fin de trimestre, un rebond plus net se fait sentir, dans le contexte d'un certain optimisme sur les vaccins et la reprise économique. Le prix des quotas de CO₂ a, lui, retrouvé son niveau de 2019 après un fort rebond au deuxième trimestre, et reste volatile.

Dans ce contexte, le marché de l'électricité reste relativement tendu au troisième trimestre 2020, notamment à cause d'une faible disponibilité du parc nucléaire par rapport à la normale du fait de décalage de maintenances. Les prix du gaz sont en augmentation, tirés notamment par la tension du marché mondial du GNL portée par la reprise économique ; les prix sont ainsi revenus à des niveaux comparables à 2019.

Reprise modérée de l'activité sur les marchés du pétrole et du charbon avec une tendance légèrement à la hausse

Les prix du pétrole ont observé une tendance très légèrement haussière en juillet et août 2020, dans un climat d'incertitude sur la vitesse de la reprise économique mondiale après la première vague de l'épidémie de COVID-19. Le prix du Brent s'élevait le 1^{er} juillet à 37,4 €/baril et a oscillé jusqu'à fin août entre 36,2 €/baril et 38,8 €/baril (voir l'évolution des prix des commodités en Base 100 sur la Figure 1). Les prix ont toutefois vu leur augmentation ralentie par l'inquiétude d'une recrudescence des contaminations par COVID-19 aux Etats-Unis et la mise en place de mesures de confinement dans de nombreuses régions du monde.

La première quinzaine de septembre a été marquée par une chute des prix du Brent, passant de 38,3 €/baril le 1^{er} septembre à 33,4 €/baril le 14 septembre sur fond de pessimisme de reprise économique mondiale avec la perspective d'une durée de la crise sanitaire plus longue que prévue. Cette phase a été suivie d'une tendance à nouveau à la hausse durant la deuxième quinzaine de septembre. Ce phénomène s'explique en partie par l'affirmation par l'Arabie Saoudite de sa volonté de faire rigoureusement appliquer les accords de réduction de production prononcés lors de la réunion entre les membres de l'OPEP+.

Le prix du charbon (produit calendaire API 2) s'élevait en moyenne à 49,65 €/t au cours de ce troisième trimestre 2020, soit une augmentation de 1,2 % par rapport à la moyenne du trimestre précédent mais une baisse de -17,35 % par rapport à la moyenne du troisième trimestre de 2019. Le trimestre aura été marqué par une forte disponibilité de l'offre et des niveaux de stockage élevés. On relèvera l'influence de la reprise de la demande en électricité de la Chine sur les prix, plus grand importateur et consommateur de charbon au monde.

Récupération de la demande et des prix de l'électricité à des niveaux comparables à ceux d'avant la crise sanitaire, dans un contexte de disponibilité nucléaire fortement affectée par le décalage des maintenances

Les mesures sanitaires et la réduction de l'activité économique liées à la pandémie de COVID-19 ont eu des impacts importants sur la consommation d'électricité, ainsi que sur la disponibilité et l'utilisation du parc de production d'électricité en France. En particulier, la mise en place de mesures de confinement pendant la période du 17 mars au 11 mai 2020 a conduit à la baisse de la consommation d'électricité et a fortement perturbé le programme de maintenance du parc nucléaire. La Figure 5 met en évidence une disponibilité du parc nucléaire de 50 % en moyenne pour le troisième trimestre 2020, de 17 % inférieure à l'année précédente sur la même période. Cette indisponibilité est également influencée par certains épisodes de fortes chaleurs qui ont conduit à arrêter ou réduire la production de certaines centrales pour des raisons environnementales. Néanmoins, même si la disponibilité était faible, la production rapportée à la disponibilité est restée dans la moyenne historique (voir Figure 6).

La reprise continue de l'activité économique après la fin du confinement et les perspectives optimistes de la résorption de la crise sanitaire ont permis un regain de la consommation d'électricité qui est néanmoins restée inférieure de 3 % par rapport au troisième trimestre de 2019, la consommation journalière s'établissant à environ 1,03 TWh (Figure 3).

Par rapport au deuxième trimestre 2020 la production fossile affiche une augmentation de 4 TWh soit 8,4 TWh. Le taux d'utilisation du gaz reste stable (Figure 8) et affiche 24 % en moyenne sur le trimestre contre 23 % en 2019. La filière charbon (Figure 7), a été davantage sollicitée au troisième trimestre 2020, avec un taux d'utilisation de 5 % contre 1 % en 2019, ce qui reste cependant faible.

Les prix *spot* se sont établis à 40,3 €/MWh en moyenne au cours du troisième trimestre 2020 (Figure 18, Tableau 2), soit une augmentation de 117 % par rapport au trimestre précédent, qui était caractérisé par des prix

exceptionnellement faibles dans le contexte de la baisse de la consommation liée aux mesures de confinement et aux faibles prix des matières premières.

Les craintes concernant la disponibilité du parc nucléaire français pour l'hiver 2020-2021 avaient occasionné une hausse des prix à terme au deuxième trimestre 2020. En juillet, les prévisions de disponibilité pour l'hiver se sont améliorées, entraînant une baisse des prix, le produit annuel 2021 base passant de 48,7 €/MWh le 30 juin à 43,6 €/MWh le 27 juillet. A partir de septembre, les prévisions de disponibilité du parc nucléaire pour l'hiver se sont dégradées à nouveau, dans un contexte de début de rebond des prix des matières premières, concourant à une hausse des prix à terme. Le prix du produit annuel 2021 base sur le troisième trimestre 2020 s'établit à 46,4 €/MWh en moyenne, soit une augmentation de 4 % par rapport au trimestre précédent (Figure 23, Tableau 2).

S'agissant des volumes de transactions, sur les marchés à terme, les volumes sur le produit annuel 2021 sont en diminution de -46 % par rapport au deuxième trimestre 2020 et de -31 % par rapport aux volumes échangés sur le produit annuel 2020 au troisième trimestre 2019. Enfin, sur le marché *spot* les volumes échangés sont en baisse de -2 % par rapport à la même période en 2019 et affichent une baisse de -9 % par rapport au trimestre précédent (Tableau 3).

Tendance haussière des prix du gaz dans un contexte de reprise économique générale en Europe avec pour fait marquant des niveaux records des stockages au début du trimestre

Le troisième trimestre 2020 a été marqué par des perspectives de reprise de la demande européenne dues au relâchement des contraintes de confinement dans la plupart des pays du continent. Dans le contexte de prix du pétrole relativement stables sur le trimestre, mais d'une hausse des prix mondiaux du gaz et du GNL, les prix du gaz en France ont augmenté pour toutes les maturités (voir Figure 50 à Figure 55). En cause, de nombreuses interruptions pour maintenance des infrastructures (notamment sur les champs de gaz norvégiens) et de nombreuses annulations de livraisons par méthaniers.

Les importations par gazoducs ont totalisé ce trimestre 84 TWh, ce qui constitue une baisse de 16 % par rapport au même trimestre en 2019 (voir Figure 34 à Figure 38). En revanche, les importations de GNL sont en hausse de 11 % par rapport à la même période l'an passé et ont atteint ce trimestre un total de 23 TWh (Figure 33).

Concernant la consommation de gaz en France, on relève peu de différence par rapport à la même période l'année passée : celle des clients raccordés au réseau de distribution a été identique, à 21 TWh, tandis que celle des clients directement reliés au réseau de transport n'a diminué que d'1 TWh pour atteindre 39 TWh (Figure 31 et Figure 32).

Les niveaux des stockages historiquement hauts pour la période au début du troisième trimestre 2020 (103 TWh) ont poursuivi leur progression à un rythme moins soutenu que l'année précédente, atteignant un volume de 127 TWh le dernier jour du trimestre (volume proche de celui atteint le même jour en 2019, à 129 TWh) (voir Figure 42). Les injections de ce trimestre se sont ainsi élevées à 37 TWh, soit une baisse de 48 % par rapport au trimestre précédent sur cette même année et une baisse de 22 % par rapport au même trimestre de l'an passé.

Soutenus par un sentiment optimiste généralisé sur les marchés européens, les prix *day-ahead* se sont redressés par rapport aux faibles valeurs du deuxième trimestre 2020 (5,3 €/GWh en moyenne) et ont observé une tendance haussière sur ce trimestre, atteignant fin septembre des valeurs proches du quadruple de celles de fin mai (11,97 €/MWh le 30 septembre). Cependant, leur valeur moyenne était de 7,3 €/GWh en moyenne ce trimestre contre 10,2 €/GWh l'an passé pour la même période (Figure 50).

A l'image des prix des hubs voisins en Europe, les prix du contrat calendaire livré l'année suivante ont observé une légère tendance haussière durant le troisième trimestre 2020, atteignant en moyenne 13 €/MWh, soit une hausse de 5 % par rapport au trimestre précédent mais une baisse de 28 % par rapport à la même période l'an passé (Figure 53). Ce phénomène intervient alors que la tendance de prix de ce produit était en baisse continue depuis octobre 2018. La moyenne du *spread* entre le PEG et le TTF pour le produit annuel livré l'année suivante a plus que doublé par rapport au trimestre précédent, passant d'une valeur de 1,4 €/MWh à 3,1 €/MWh.

Le prix du produit mensuel a atteint une valeur moyenne de 7,6 €/MWh contre 5,5 €/MWh le trimestre passé (Figure 51). En revanche, cela reste une valeur inférieure à celle du même trimestre en 2019, qui s'élevait à 11,7 €/MWh.

Les volumes échangés ce trimestre sur les marchés *spot* se sont élevés à 45 TWh, en hausse de 10 % par rapport à la même période l'année passée. En revanche, les volumes échangés sur les marchés à terme sont en baisse de 20 % par rapport à la même période l'an passé et ne s'élèvent sur ce trimestre plus qu'à 82 TWh (Figure 45).

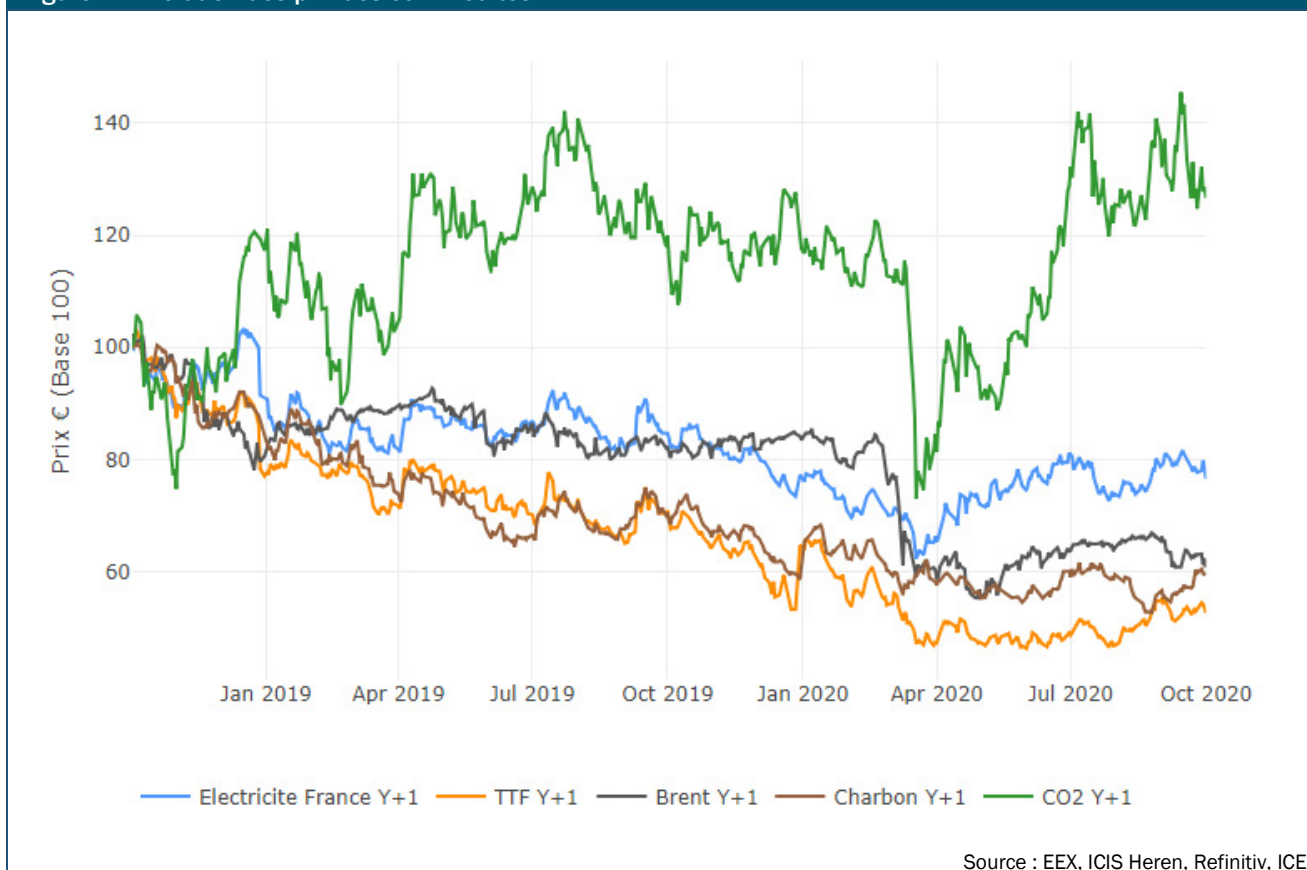
Des prix des quotas de CO₂ affichent importantes fluctuations dans le contexte de nouvelles craintes de résurgence de l'épidémie de COVID-19 et d'attente des annonces concernant l'évolution de la politique climatique européenne

Poursuivant la hausse entamée depuis les mois de mai et de juin, le mois de juillet débute avec un pic du prix du quota de CO₂ à 29,71 €/t le 6 juillet 2020, proche du sommet historique de l'année passée (29,75 €/t le 23 juillet 2019) (voir Figure 59). La fin du mois de juillet est marquée par la baisse du cours, poussée notamment par les investisseurs spéculatifs liquidant leurs positions face à la réticence du marché de rester aux sommets de début de mois. Le prix descend ainsi à 25,08 €/t le 27 juillet.

Le mois d'août est à nouveau marqué par une hausse significative du prix du CO₂, jusqu'à 29,47 €/t le 28 août 2020, retrouvant les niveaux atteints début juillet 2020.

Après une nouvelle chute début septembre, les cours remontent de façon spectaculaire le 14 septembre, franchissant la barre historique des 30 €/t (30,45 €/t), en raison d'un temps anormalement chaud pour la saison et à la suite d'une fuite d'information concernant des propositions de la Commission européenne pour abaisser le plafond des émissions pour 2030. Le trimestre s'achève sur une baisse du prix à 26,9 €/t le 30 septembre 2020 notamment en raison de craintes d'une possible résurgence de l'épidémie de COVID-19 pouvant entraîner de nouvelles mesures de restrictions affectant la consommation.

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 ²
Novembre 2011	Les produits futurs négociés sur EPD France deviennent à règlement financier
Novembre 2011	Arrêt des enchères VPP ³
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 ⁴ dans le cadre du SDAC ⁵
Avril 2014	Couplage de la zone SWE ⁶ dans le cadre du SDAC

² Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique

³ http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf

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

⁵ Single Day-Ahead Coupling : couplage unique de marché journalier

⁶ 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 ⁷
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 ⁸
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 ⁹ . 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> ¹⁰ » 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).

⁷ 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

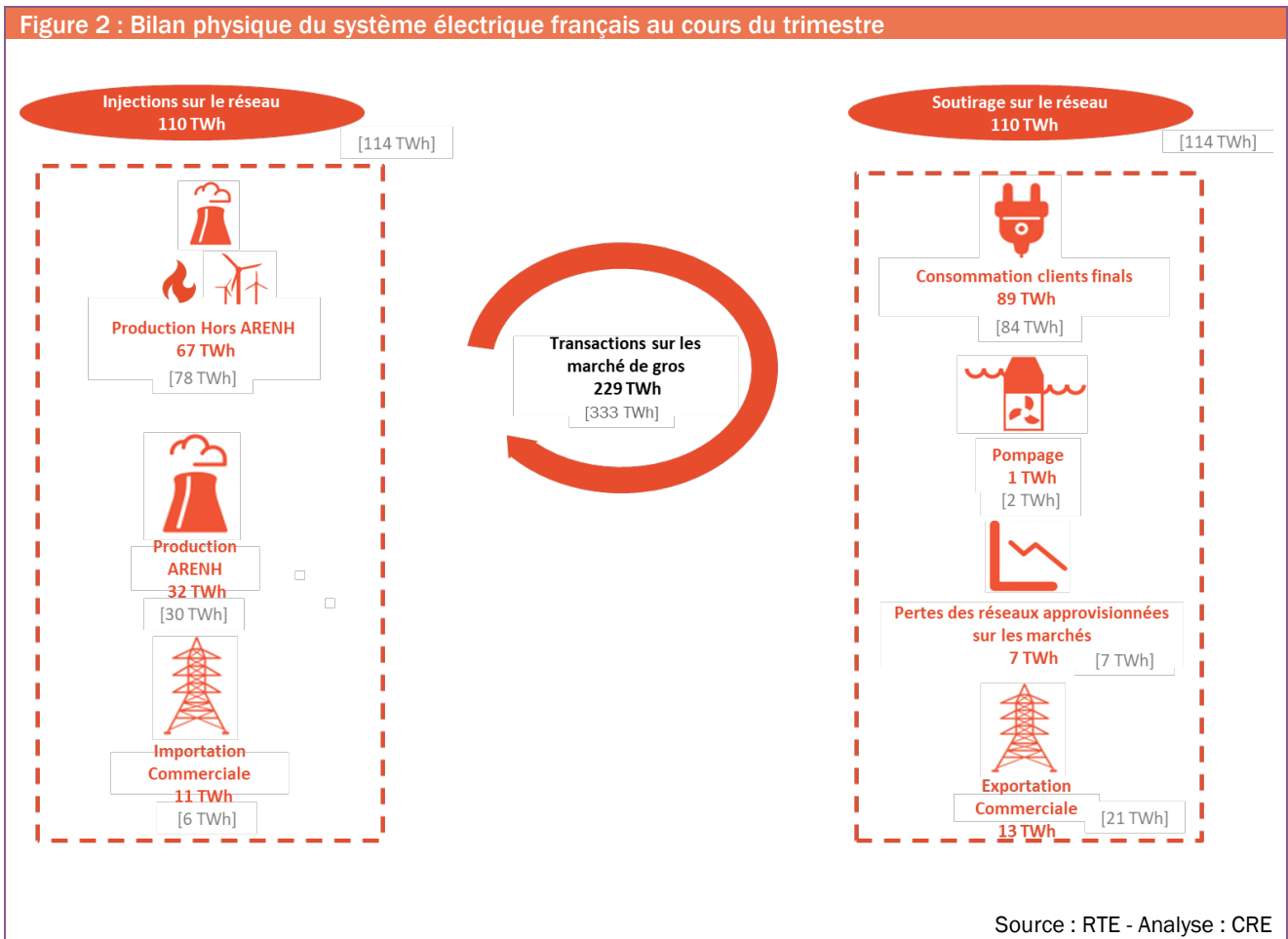
⁸ *Central West Europe* : Allemagne, Belgique, France et Pays-Bas

⁹ *Single Intra-Day Coupling* : Couplage de marché unique infra-journalier

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

2. PRODUCTION, CONSOMMATION ET ECHANGES AUX FRONTIERES

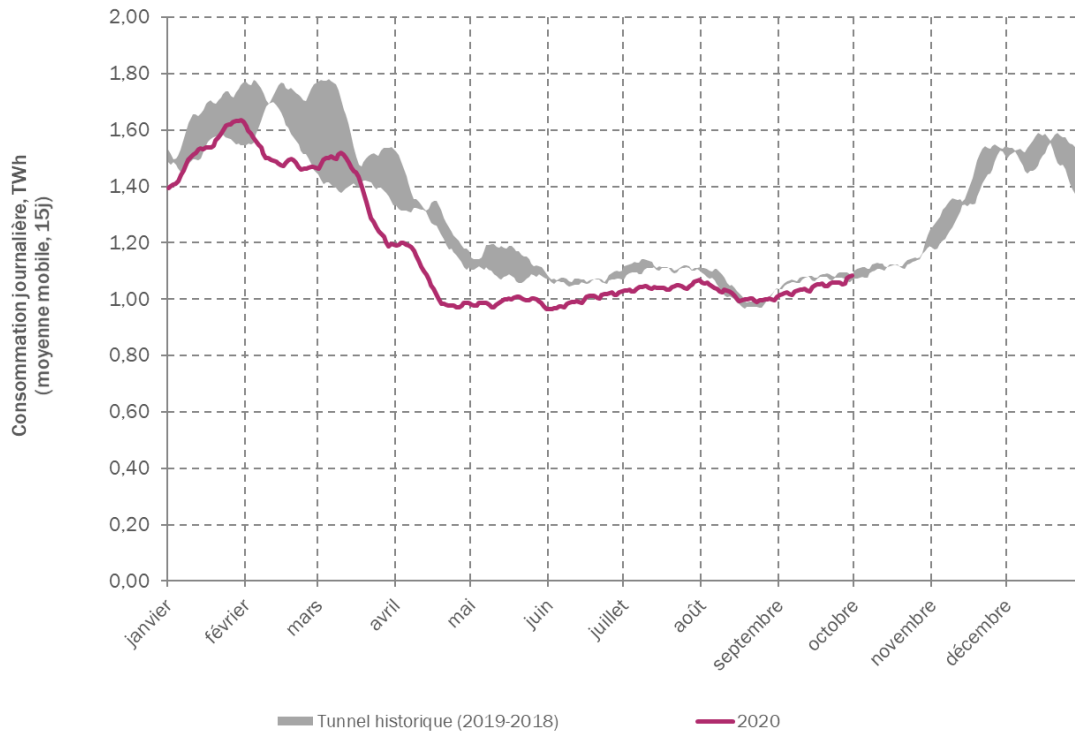
Figure 2 : Bilan physique du système électrique français au cours du trimestre



Source : RTE - Analyse : CRE

2.1 Consommation

Figure 3 : Consommation



Source : RTE – Analyse : CRE

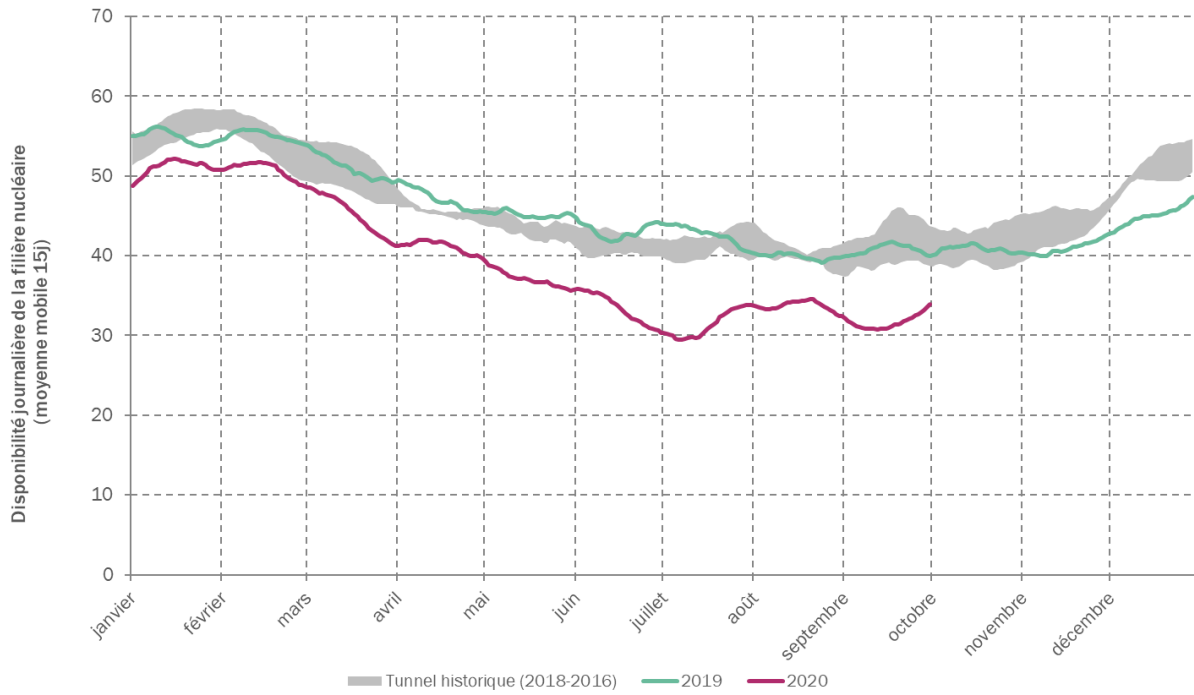
2.2 Production

Figure 4 : Productions par filière et consommation trimestrielle



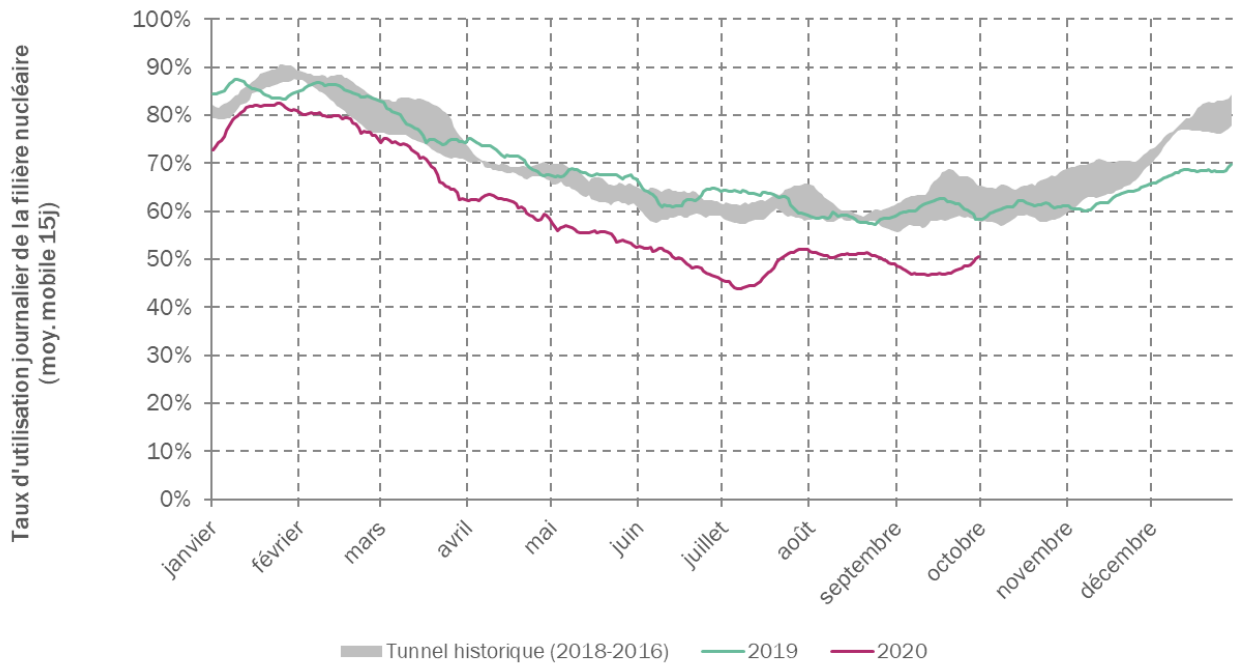
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 5 : Taux de disponibilité nucléaire



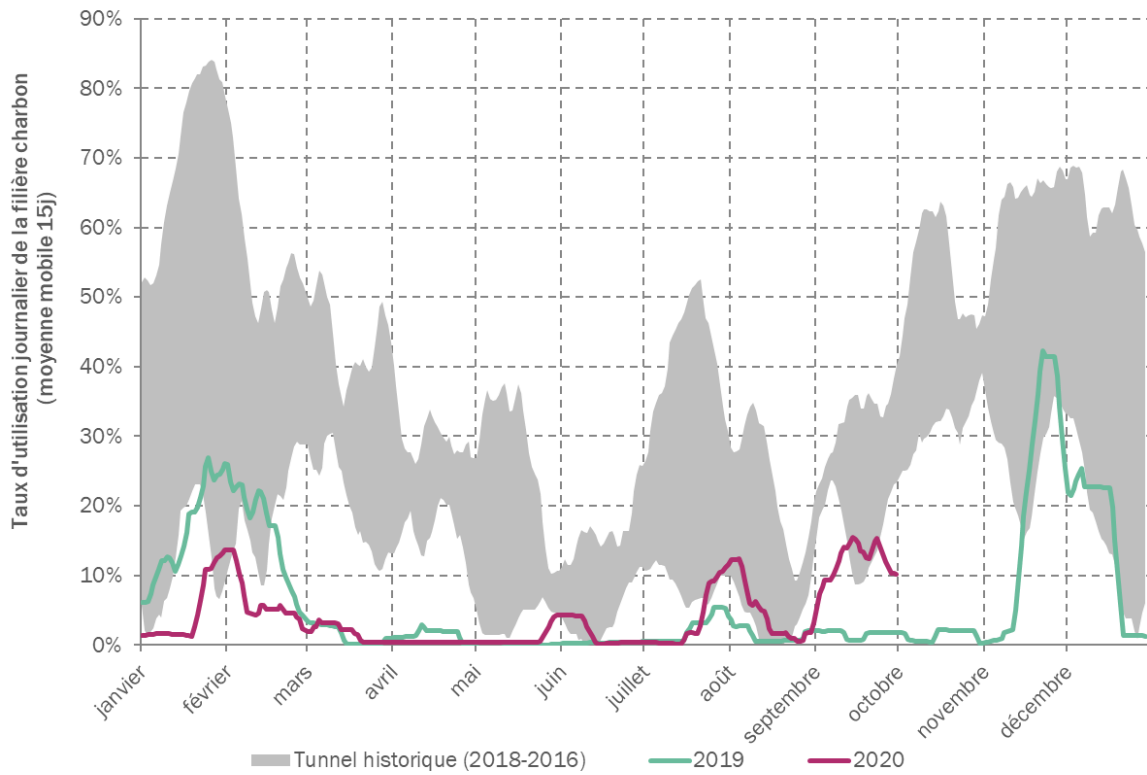
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 6 : Taux de production de la filière nucléaire



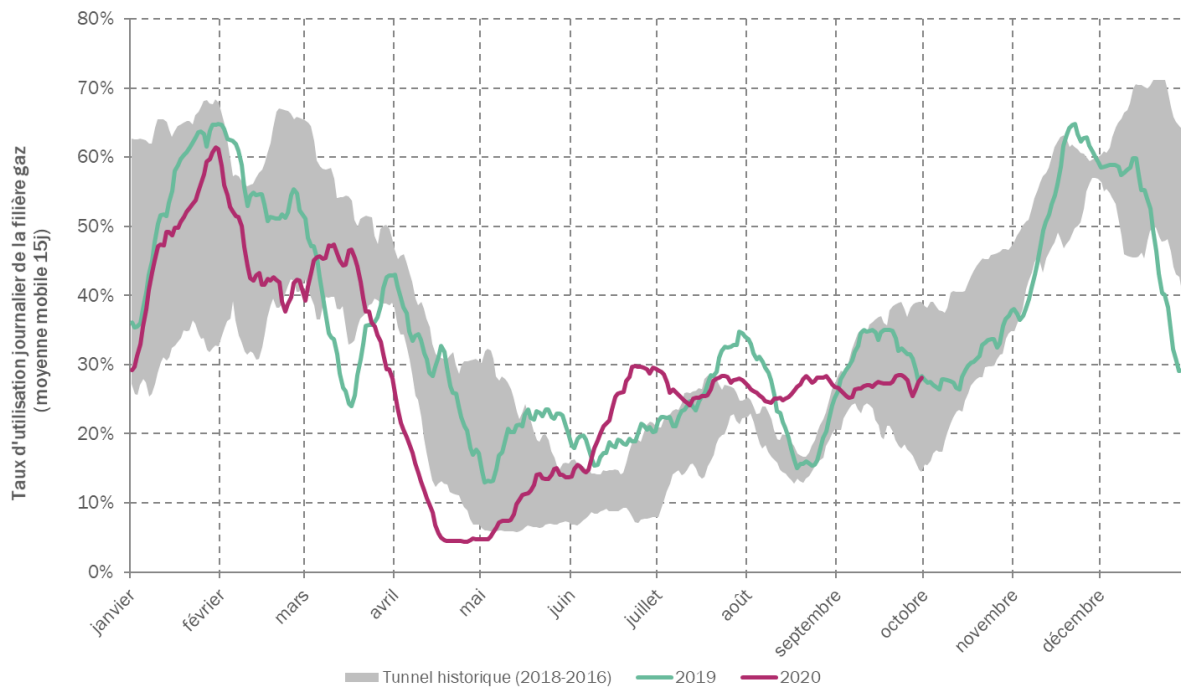
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 7 : Taux de production de la filière charbon



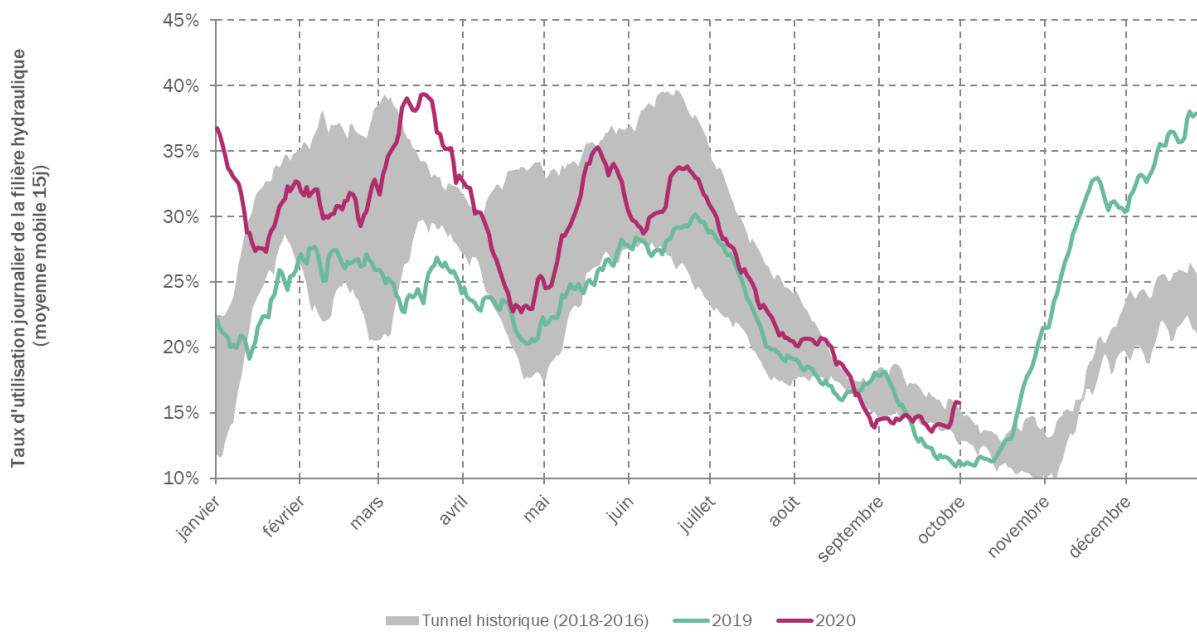
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 8 : Taux de production de la filière gaz



Source : RTE – Analyse : CRE

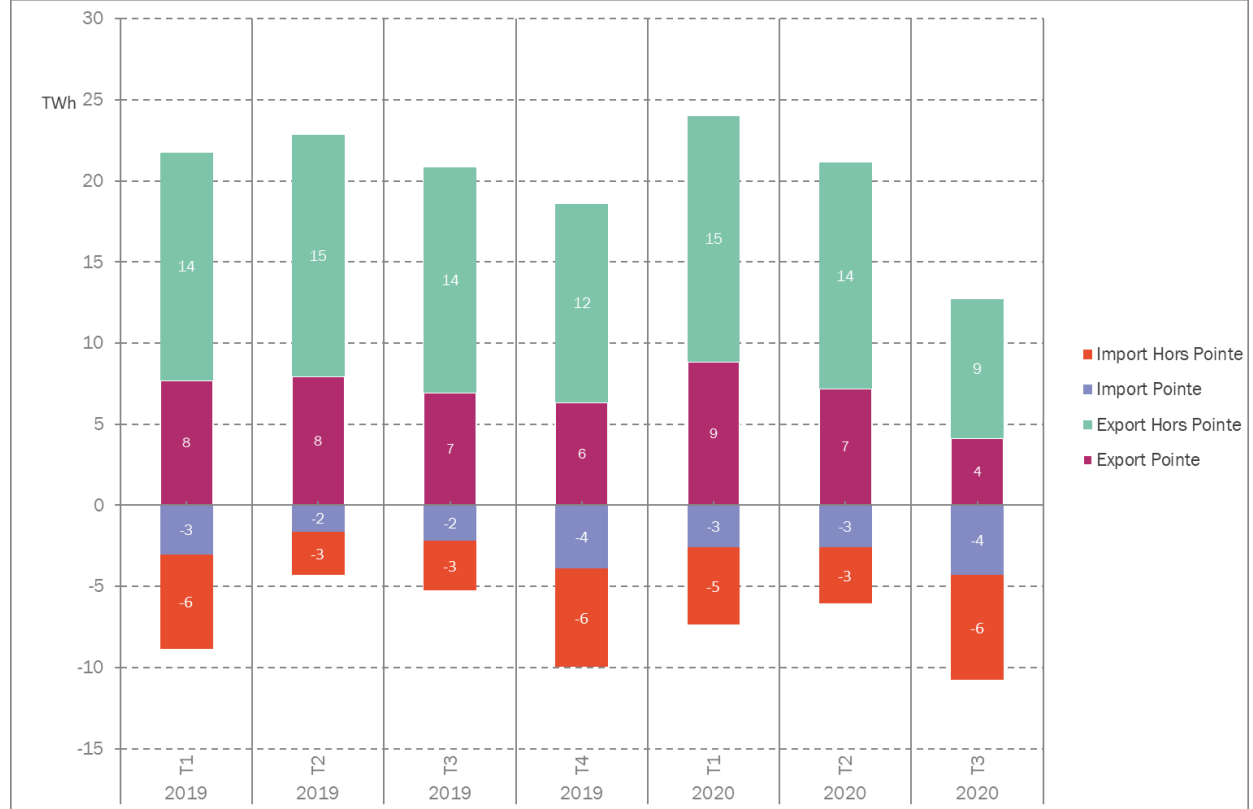
Figure 9 : Taux de production de la filière hydraulique



Source : RTE – Analyse : CRE

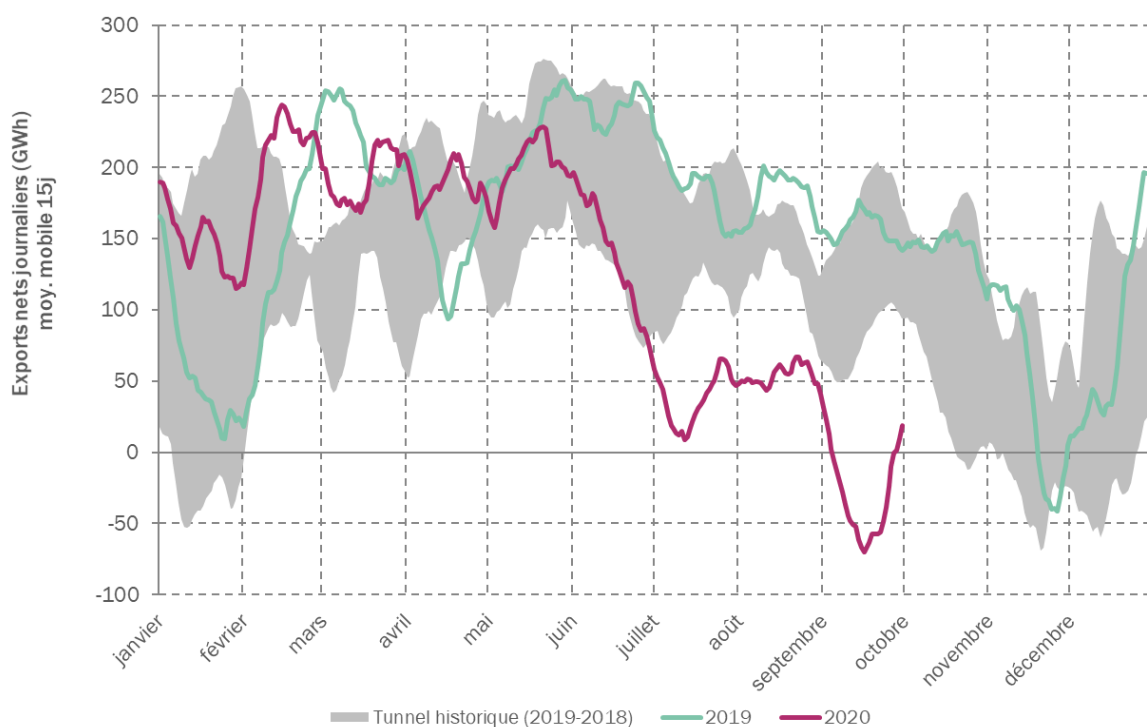
2.3 Interconnexions

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



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 11 : Solde exportateur

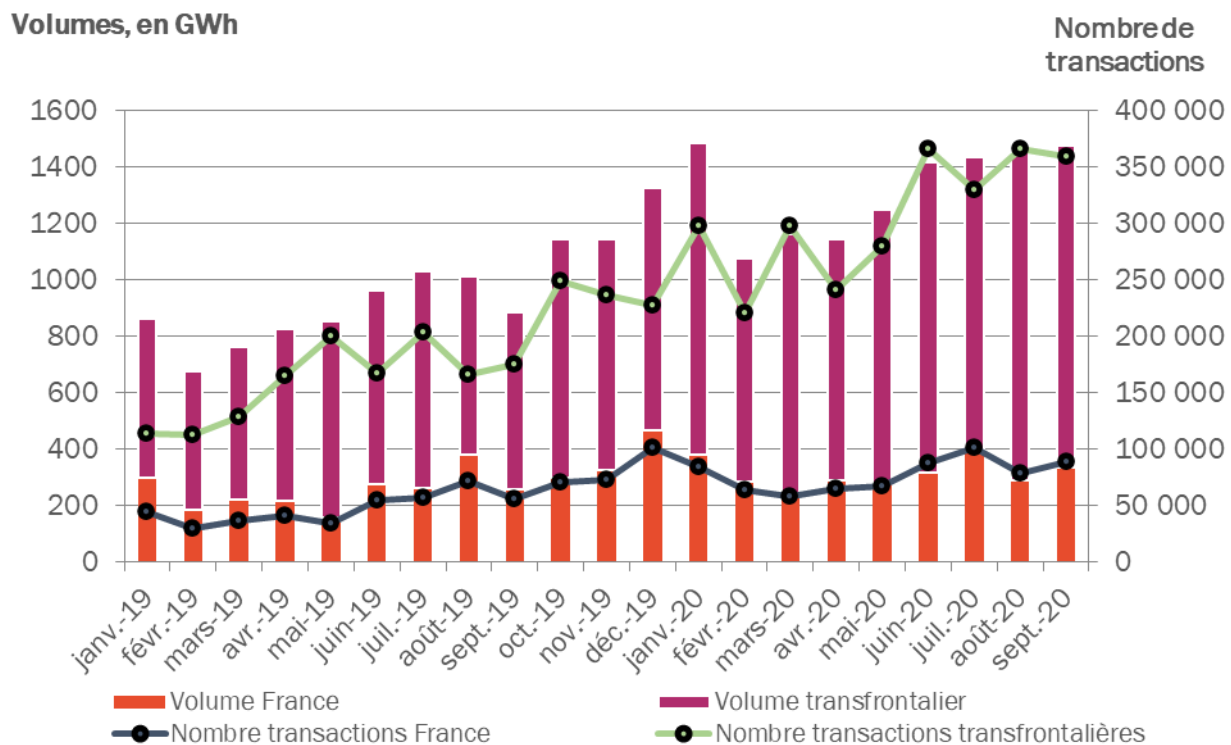


Source : RTE – Analyse : CRE



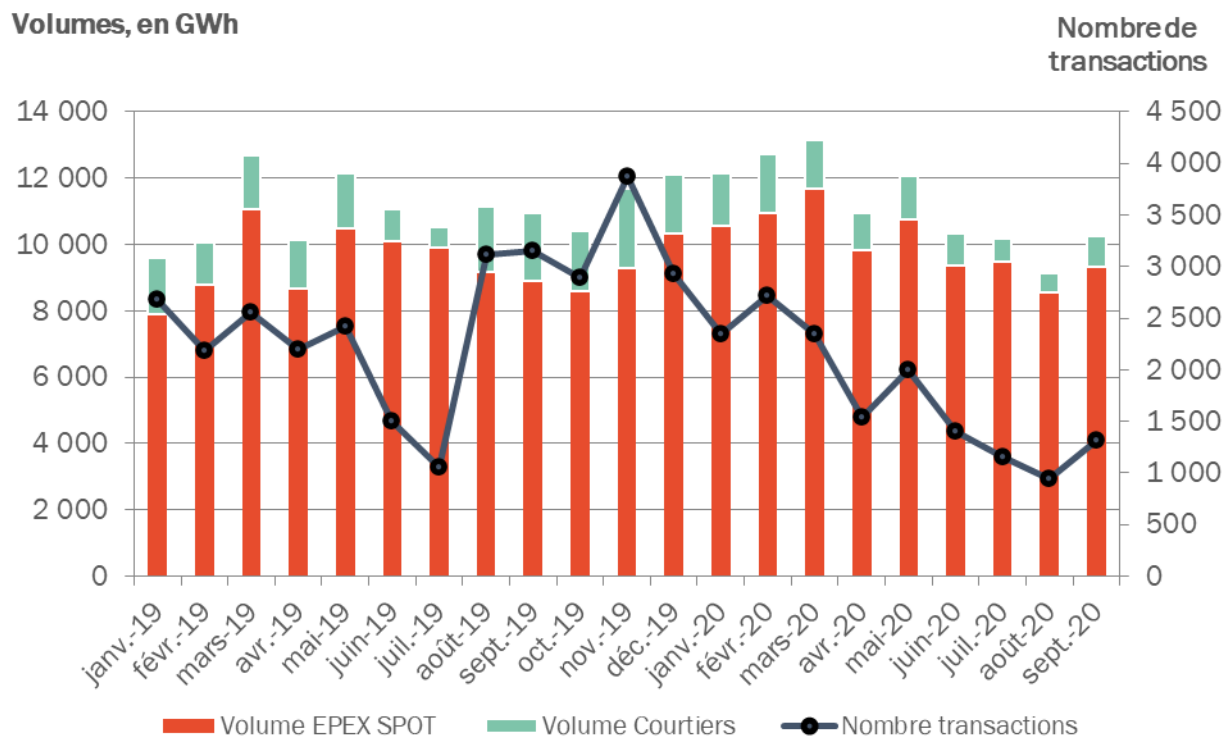
3. VOLUMES DE TRANSACTIONS

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



Sources : EPEX SPOT – Analyse : CRE

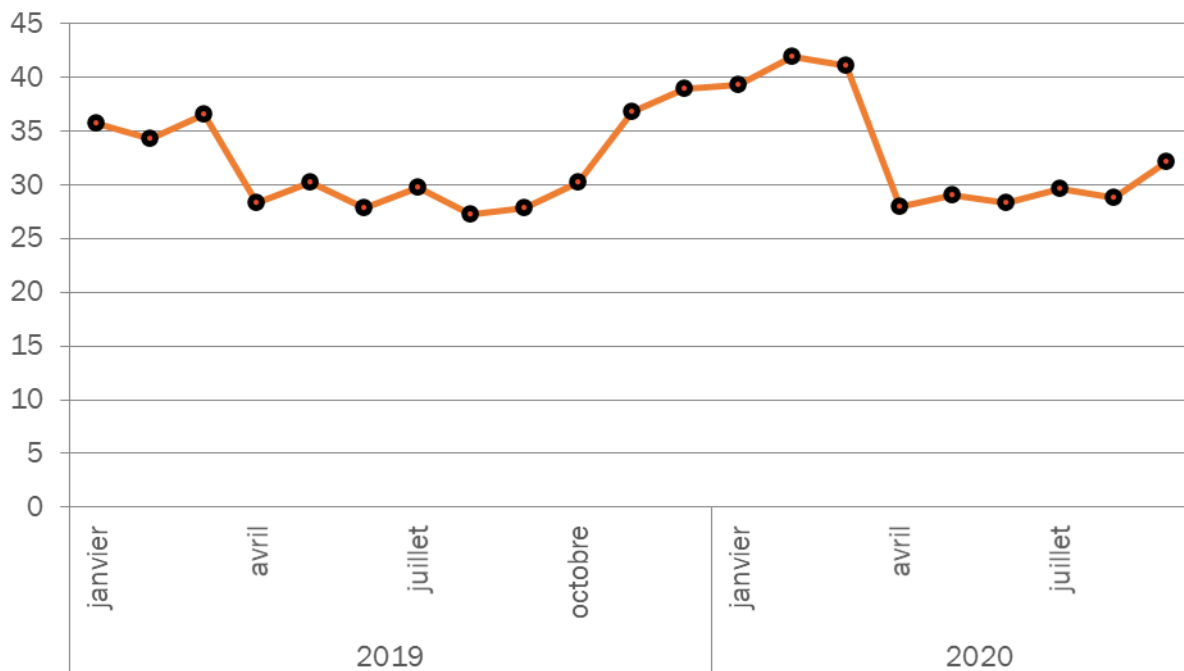
Figure 13 : Volume et nombre de transactions en day-ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT



Sources : EPEX SPOT, Courtiers – Analyse : CRE

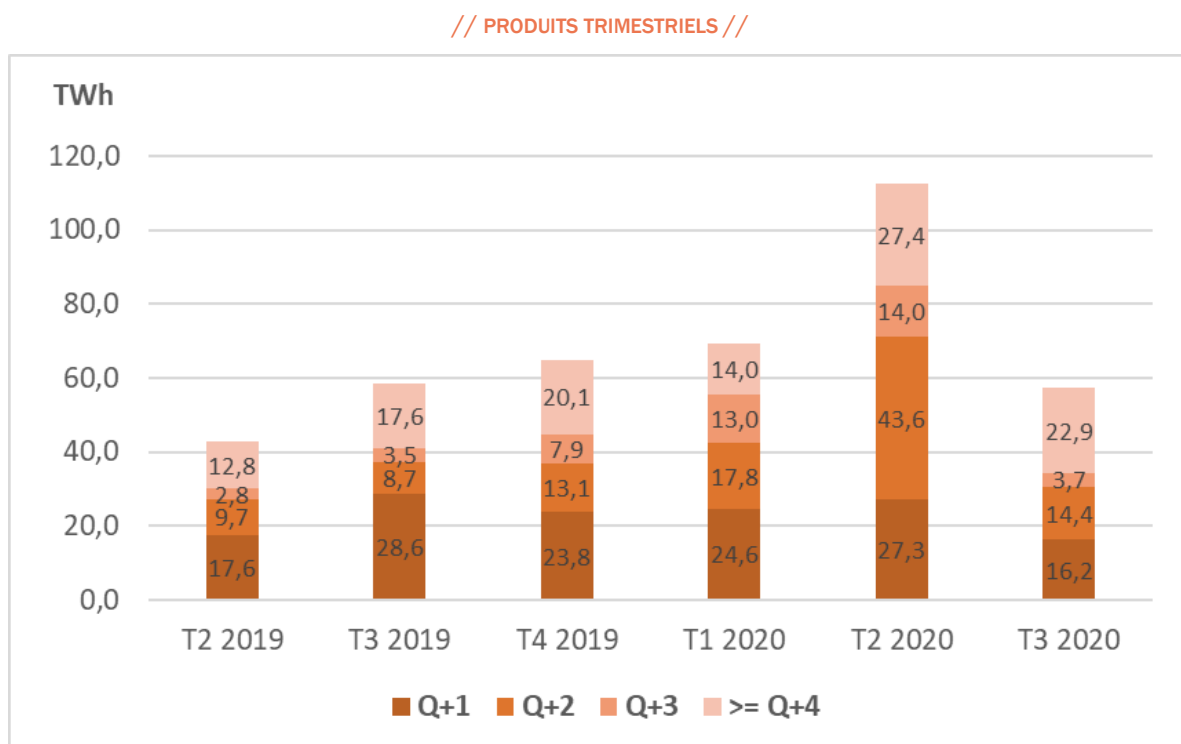
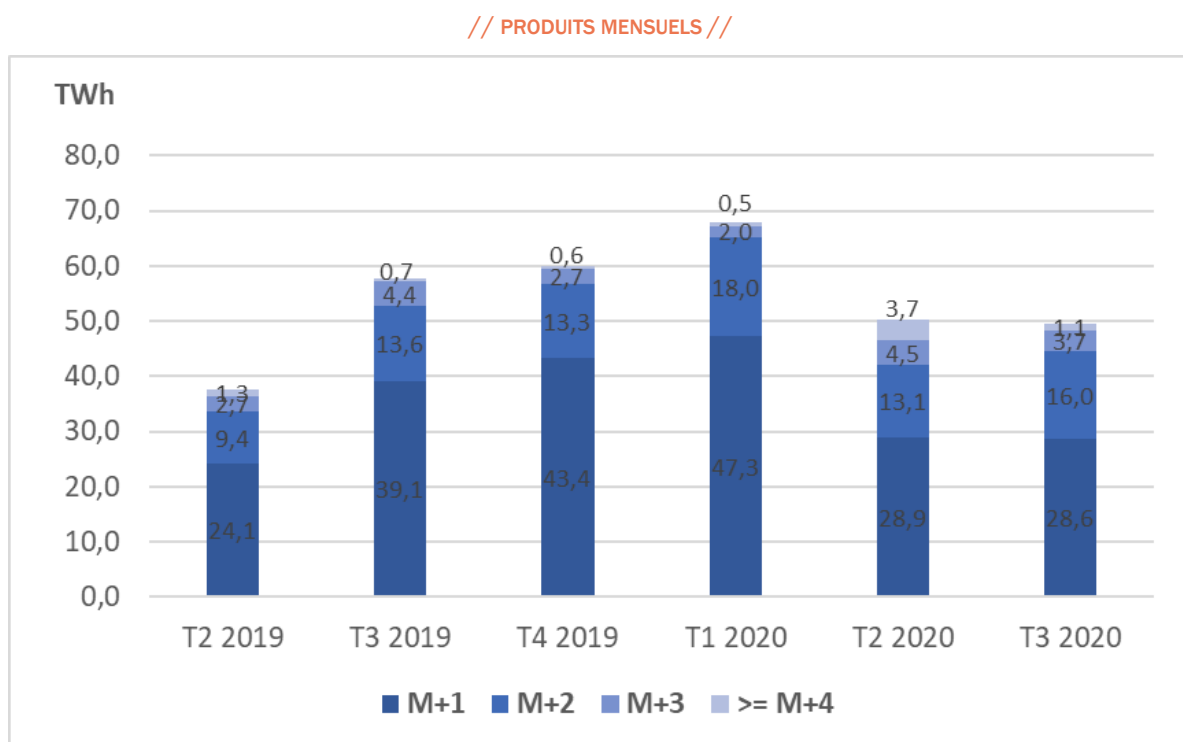
Figure 14 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)

Volumes, en TWh



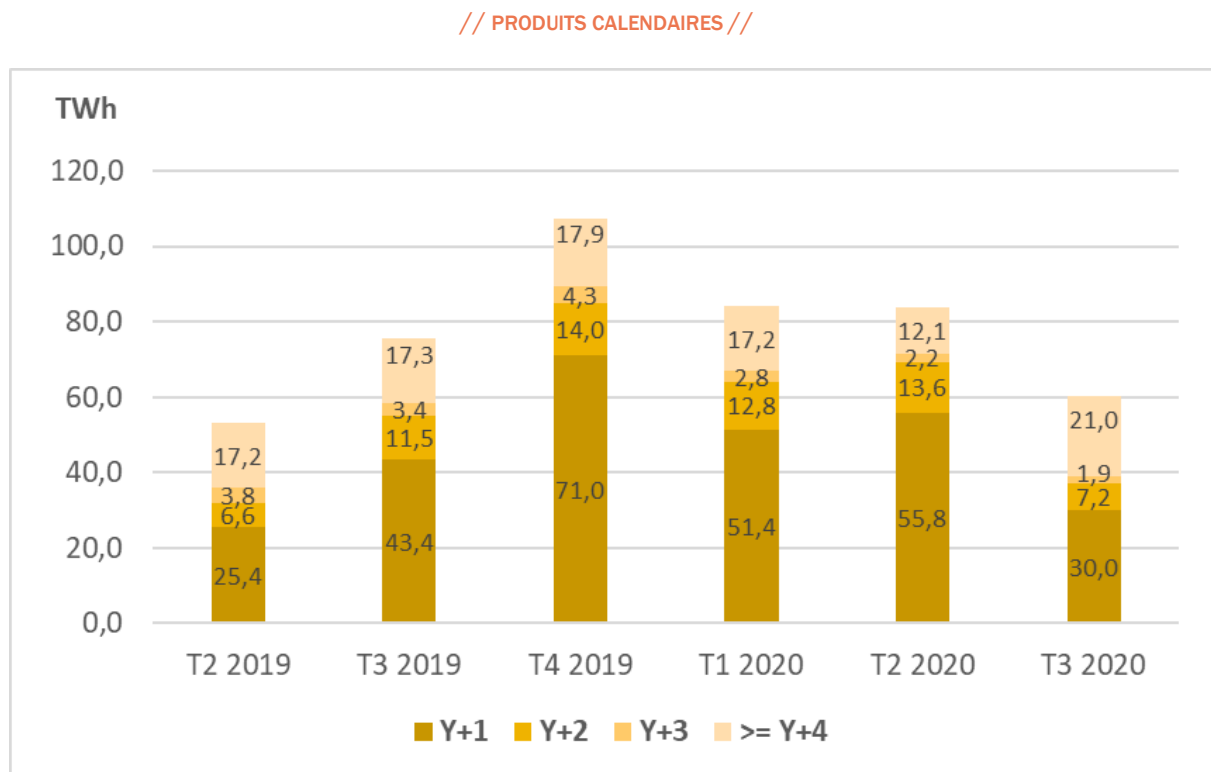
Source : RTE – Analyse : CRE

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



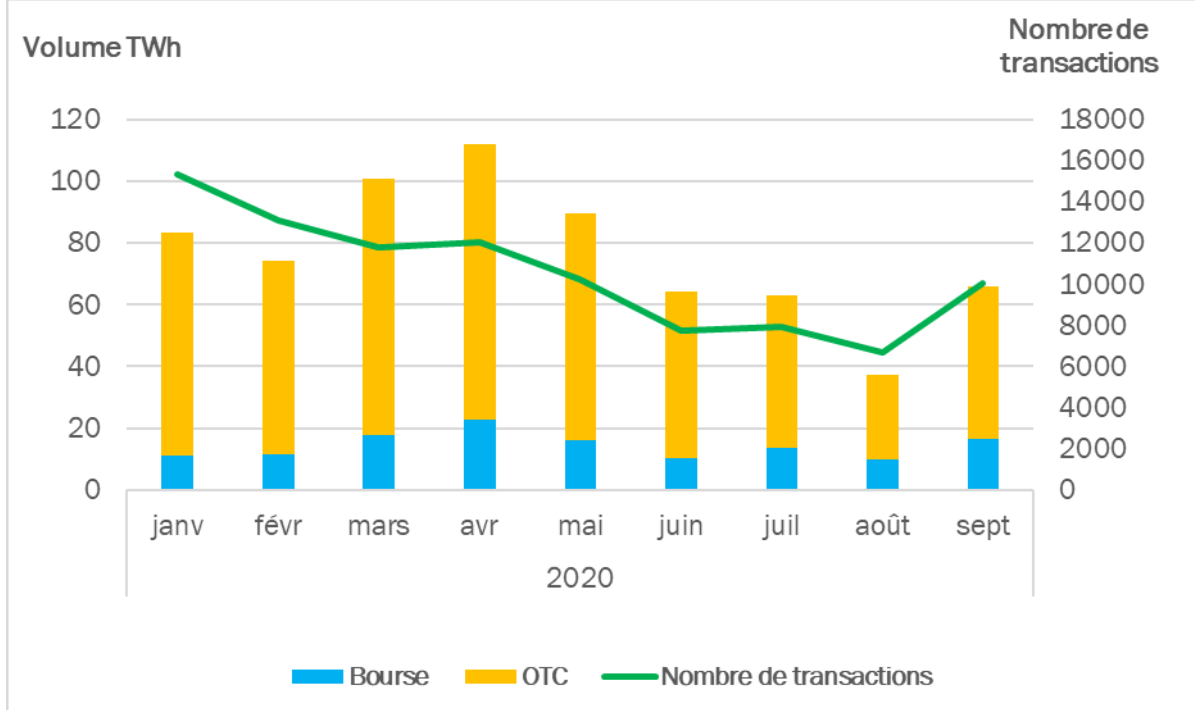
Sources : Courtiers, EEX – Analyse : CRE

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



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

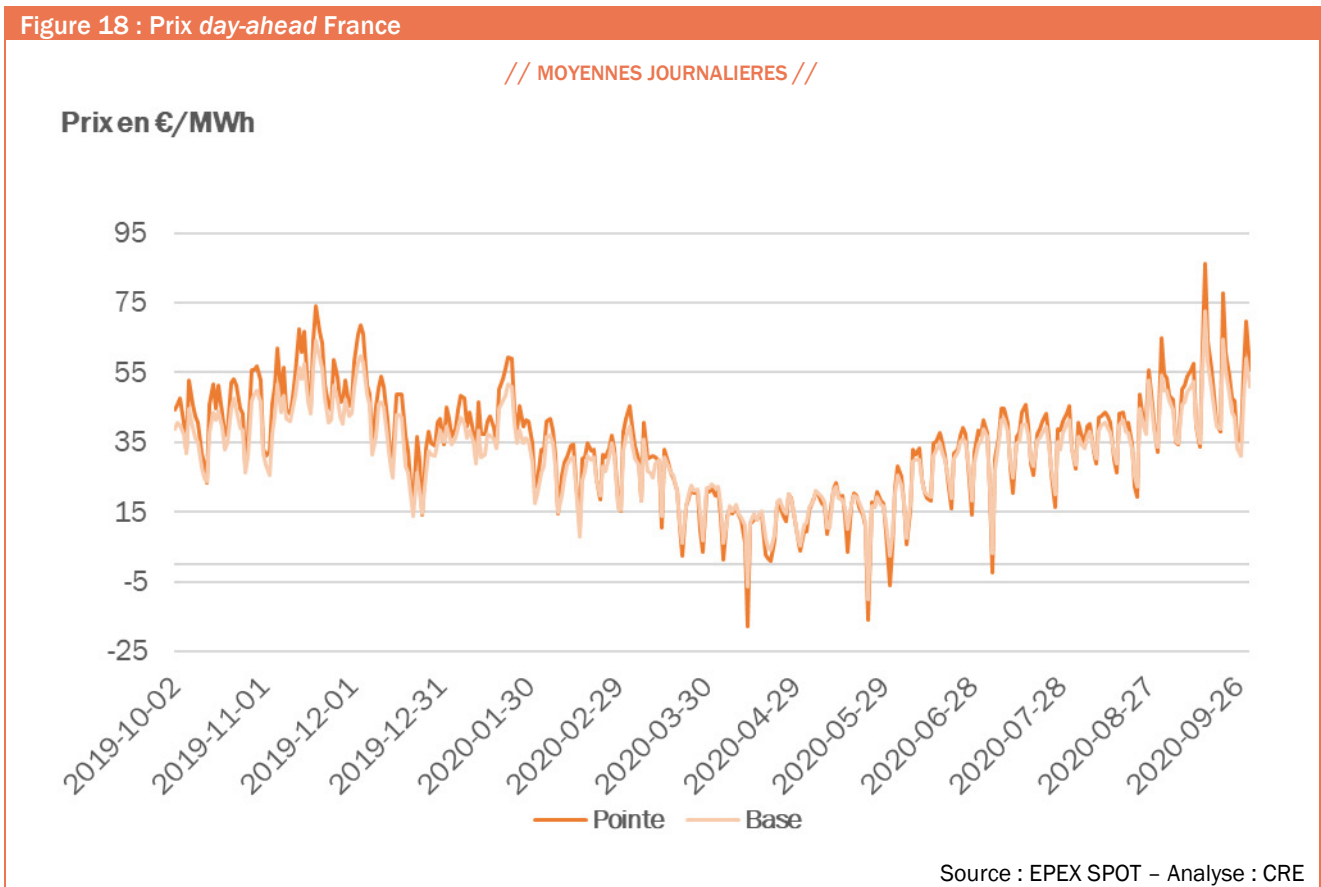


Figure 19 : Ecart de prix entre les marchés infra-journalier et day-ahead en France

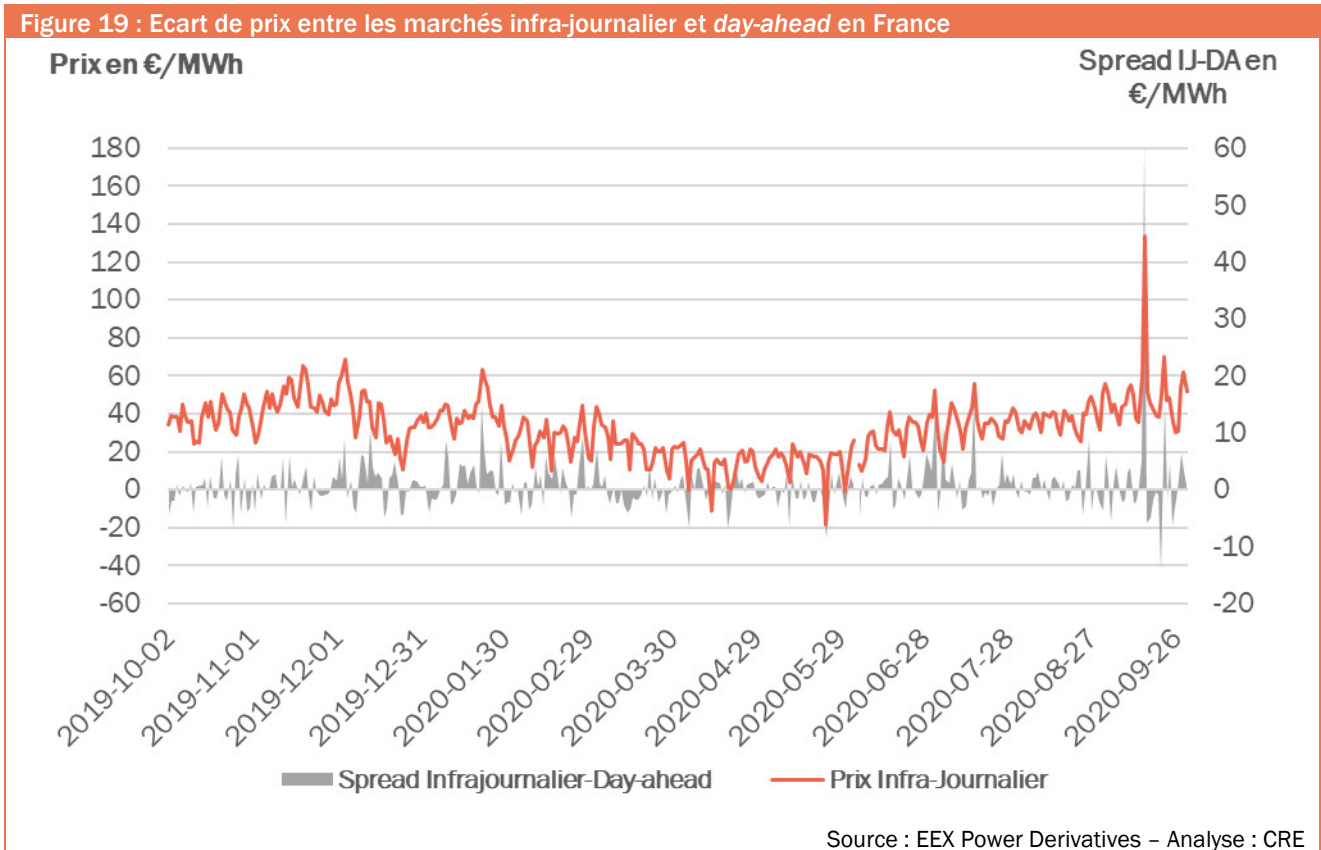
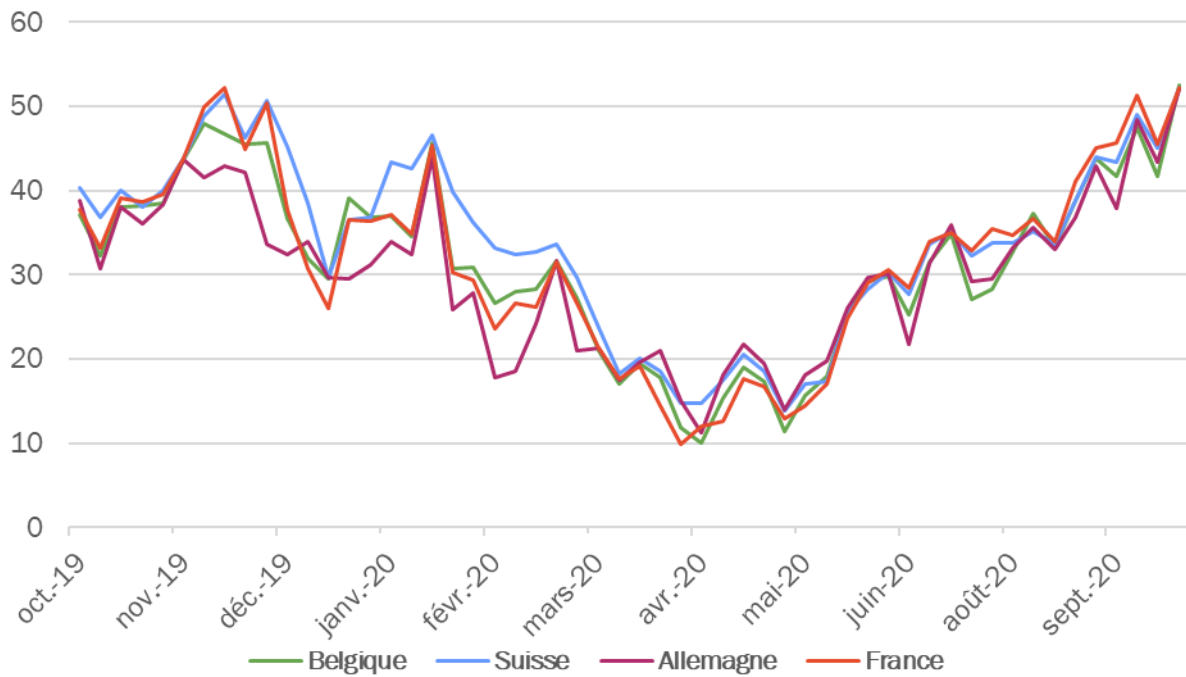
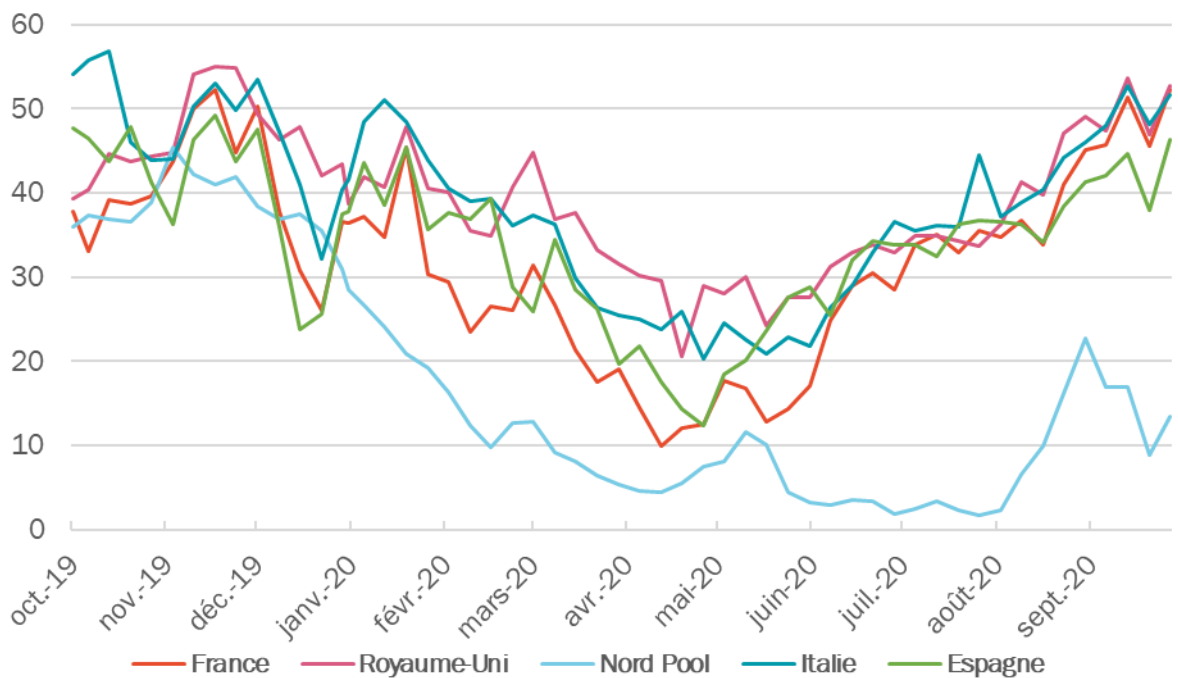


Figure 20 : Prix day-ahead sur les principaux marchés européens (moyennes hebdomadaires)

Prix en €/MWh

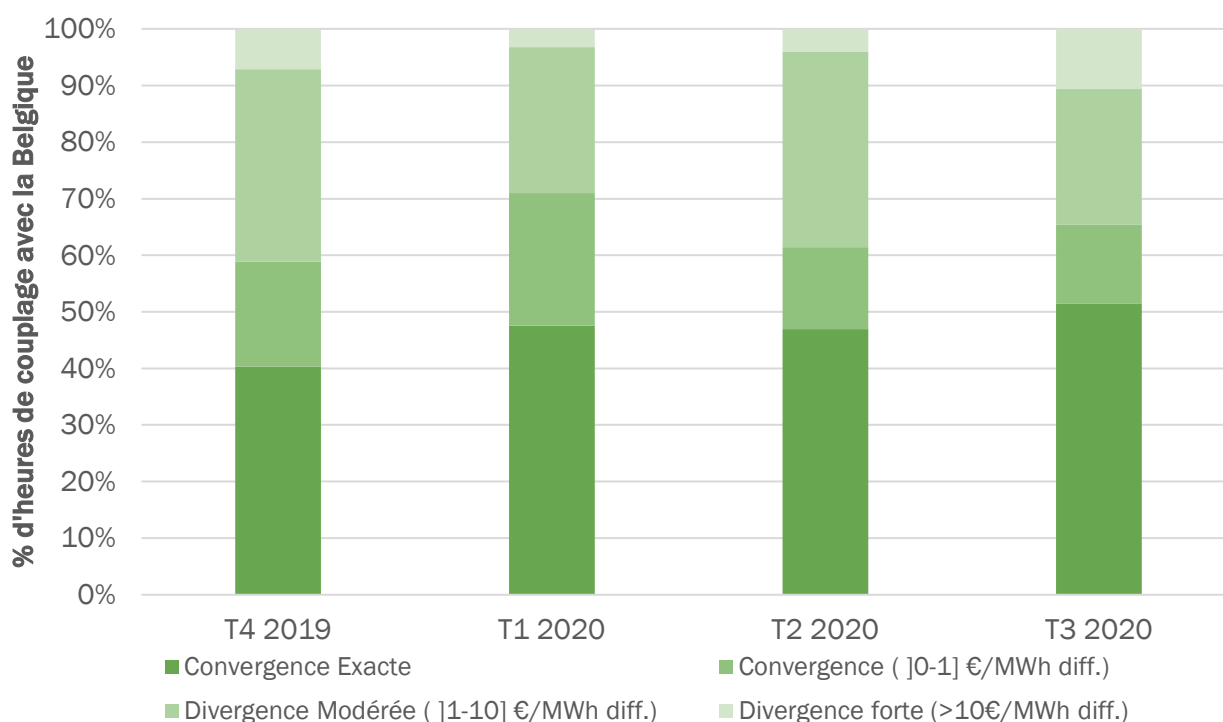
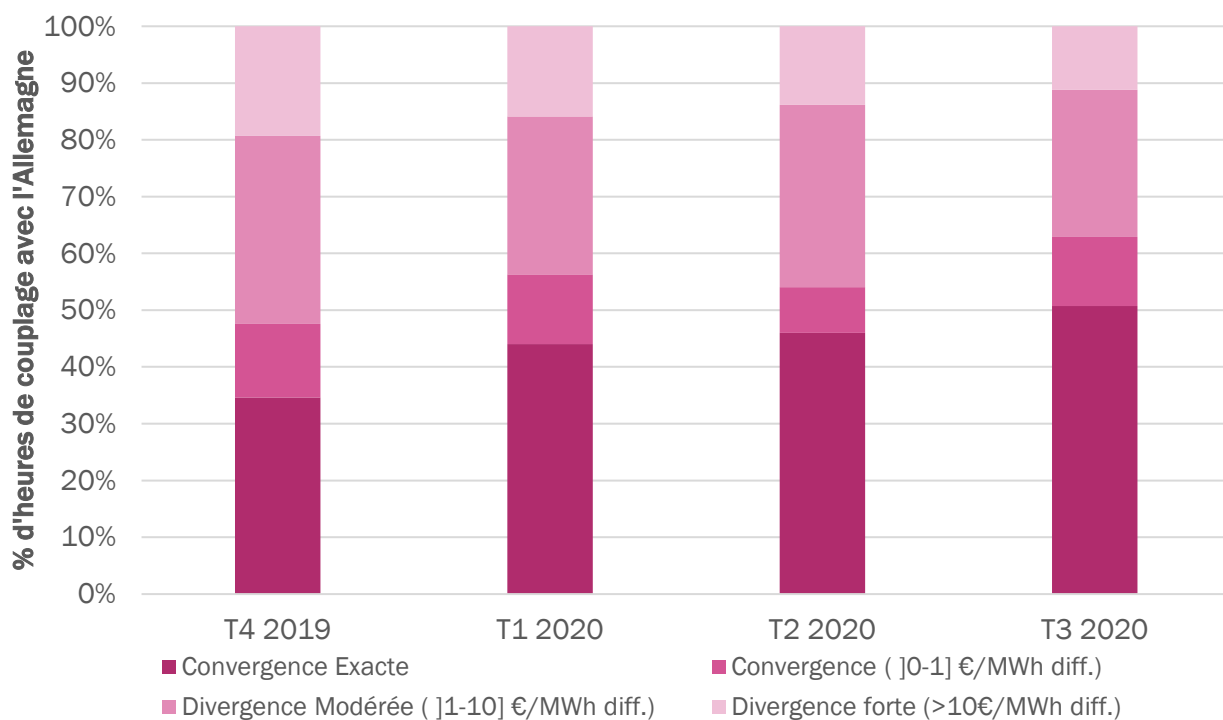


Prix en €/MWh



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



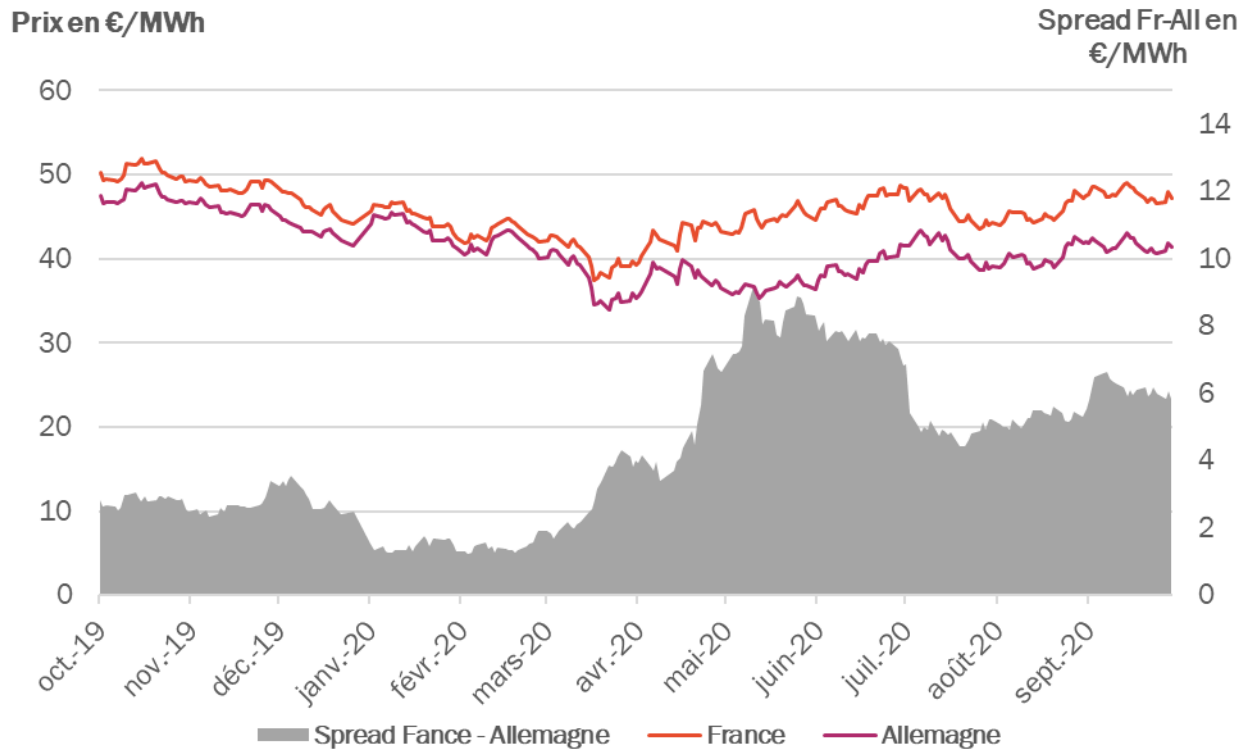
Sources : Courtiers, EEX – Analyse : CRE

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



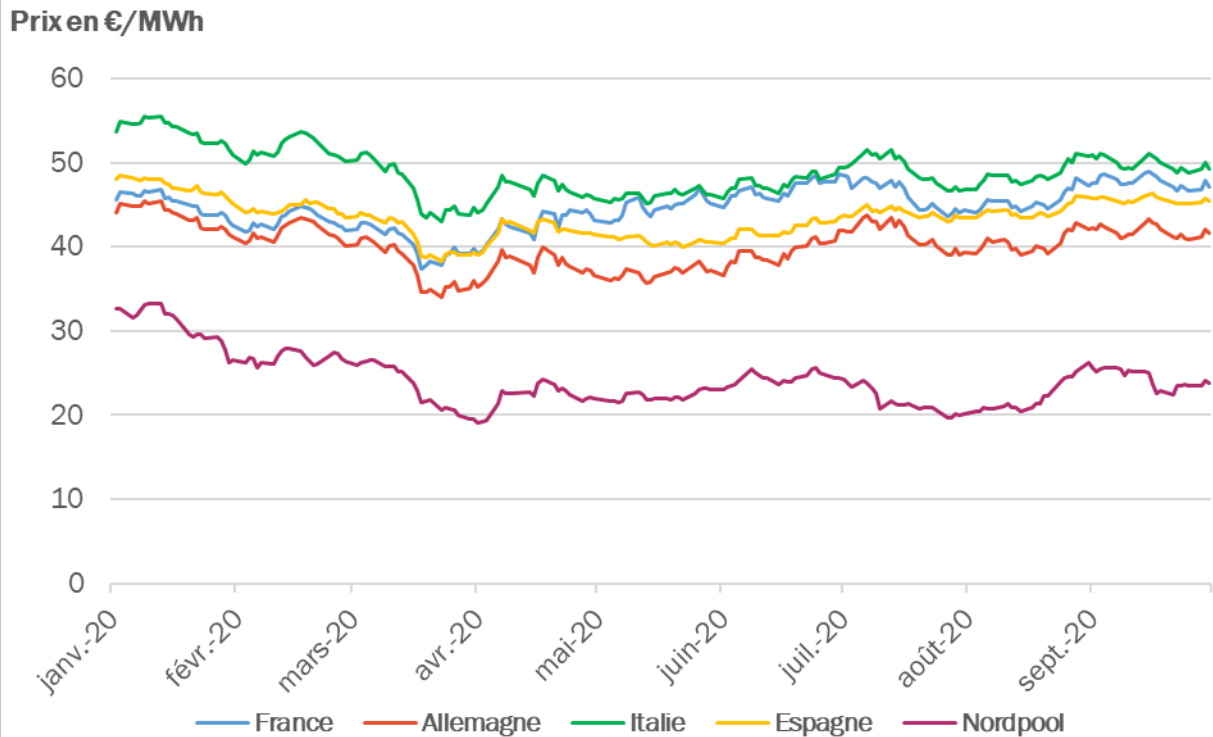
Source : EEX – Analyse : CRE

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

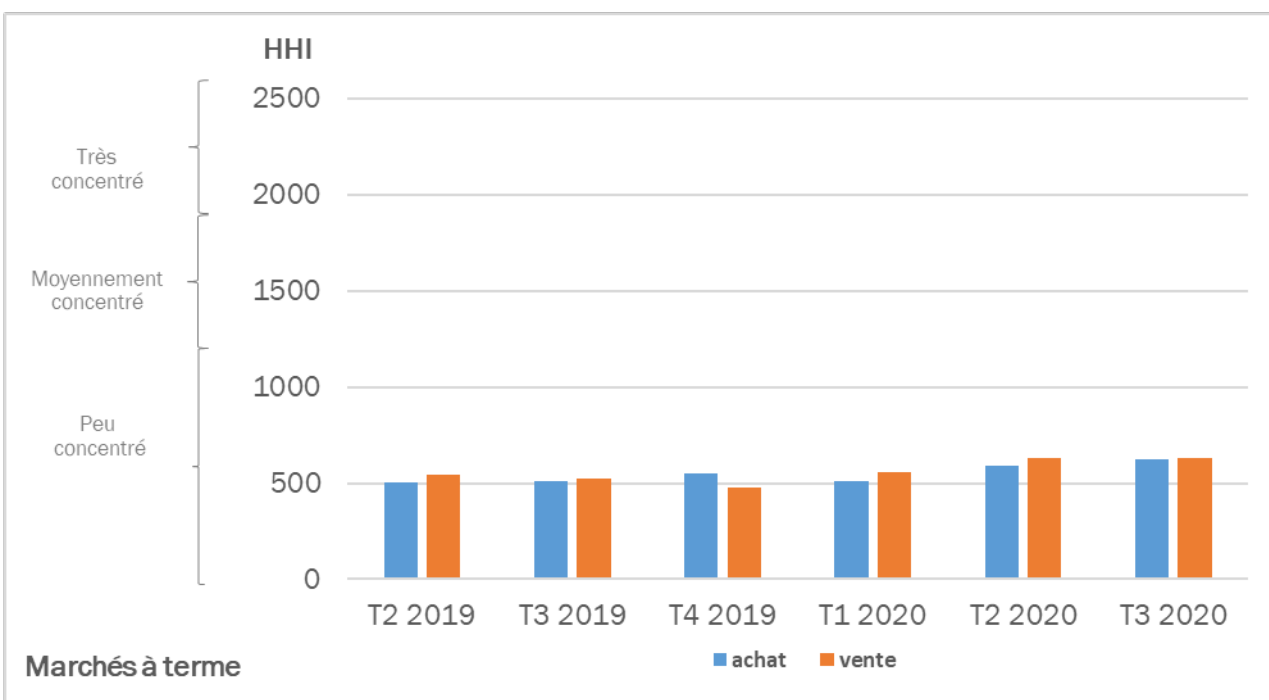
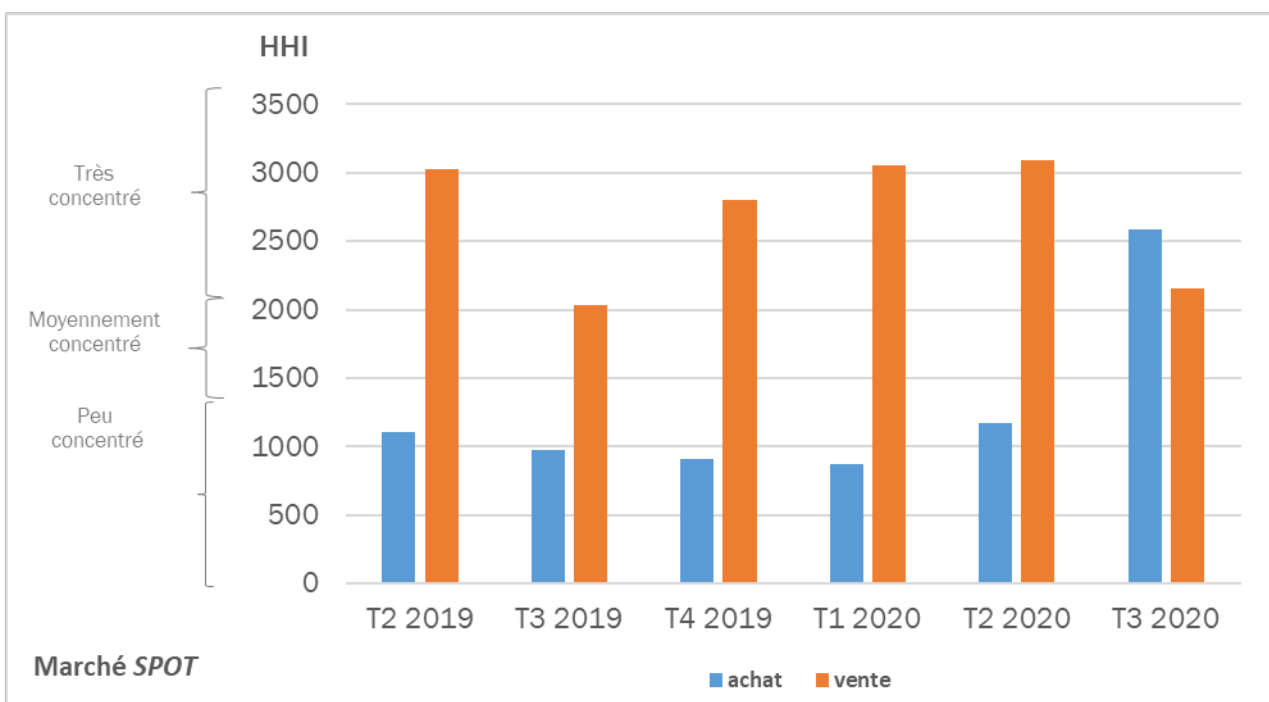
5. INDICES DE CONCENTRATION DES MARCHES

Figure 26 : Indice HHI¹¹ de concentration de la production d'électricité en France

Sources : RTE – Analyse : CRE

¹¹ 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

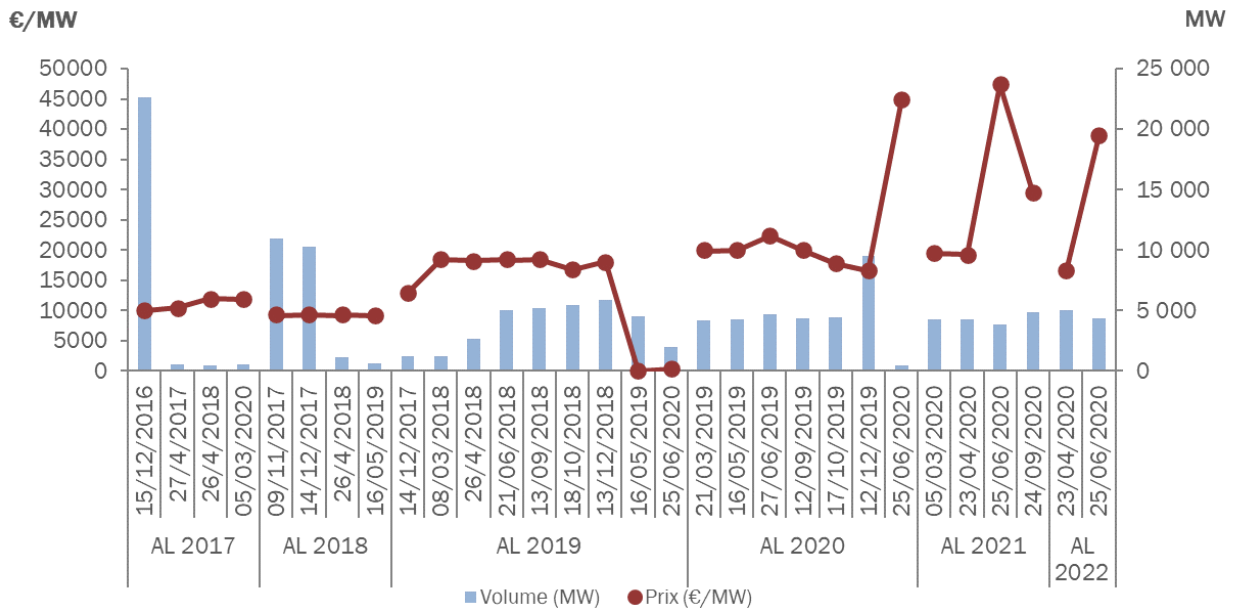
Figure 27 : Indice HHI de concentration des transactions sur les marchés à terme pour livraison en France



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

6. MECANISME DE CAPACITE

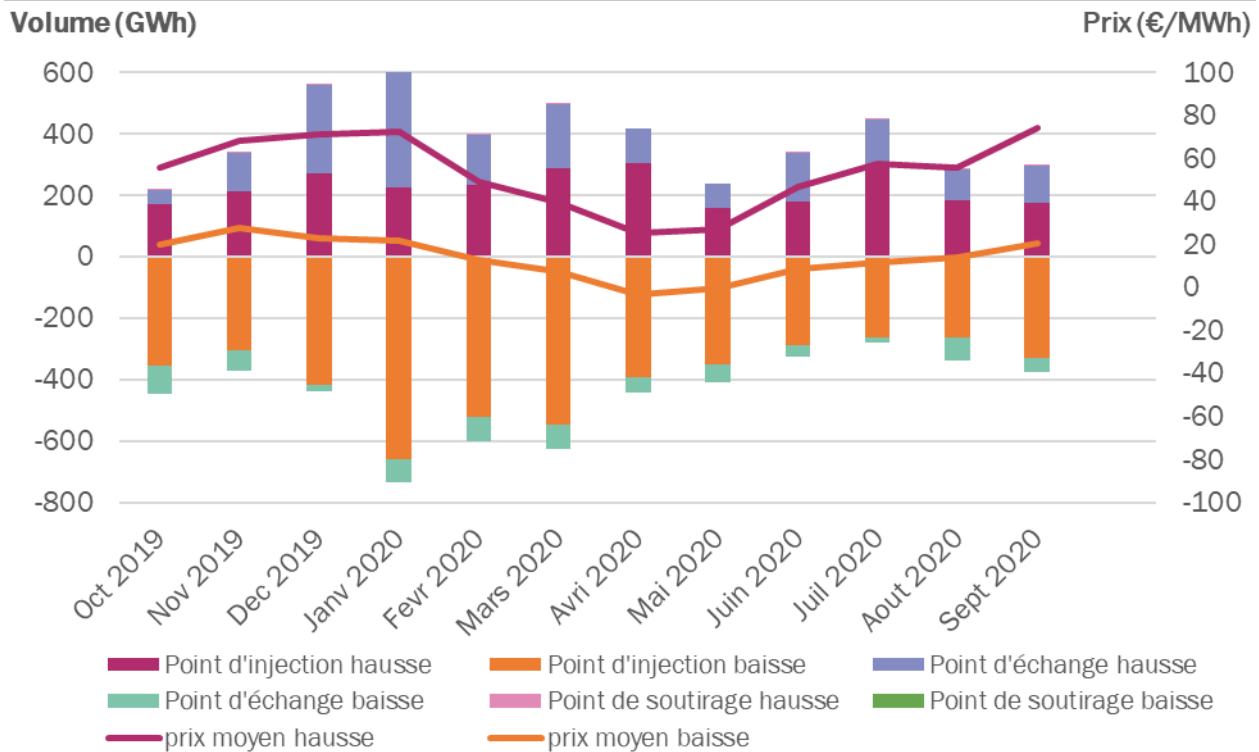
Figure 28 : Volumes échangés et prix des capacités sur le mécanisme de capacité



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		Variation Annuelle	
	T3 2019	T4 2020	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T2 2020 / T3 2020		T4 2020 / T3 2020	
						En points		En points	
Injections, en TWh	120,0	147,0	159,3	114,1	109,8	-4,3		-10,2	
Production Hors ARENH, en TWh	84,1	106,3	120,1	78,1	67,0	-11,1		-17,1	
ARENH, en TWh	30,7	30,7	31,8	30,0	32,1	2,1		1,4	
Imports, en TWh	5,2	9,9	7,3	6,0	10,8	4,7		5,5	
Soutirages, en TWh	120,0	147,0	159,3	114,1	109,8	-4,3		-10,2	
Consommation clients finals, en TWh	90,1	116,2	122,0	84,1	88,8	4,6		-1,4	
Pompage, en TWh	1,5	1,8	1,8	1,6	1,1	-0,5		-0,4	
Exports, en TWh	20,8	18,6	24,0	21,1	12,7	-8,4		-8,1	
Pertes, en TWh	7,6	10,3	11,5	7,3	7,2	-0,1		-0,4	

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 2 : Prix de marché observés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T3 2019	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T3 2020 / T2 2020		T3 2020 / T3 2019	
						En pourcentage		En pourcentage	
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France €/MWh	35,84	40,70	30,14	17,98	40,41	124,8%	22,44	12,7%	4,57
Prix Day-Ahead Base France €/MWh	39,45	40,27	29,43	18,00	39,03	116,9%	21,04	-1,1%	-0,42
Prix Day-Ahead Pointe France €/MWh	42,52	45,85	32,42	17,35	41,57	139,6%	24,22	-2,2%	-0,94
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	1,78	3,68	2,85	-2,26	2,91	-228,5%	5,17	63,2%	1,13
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	2,09	3,32	2,31	-1,17	4,72	-502,2%	5,89	126,1%	2,63
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	0,48	0,37	0,44	0,46	0,51	10,3%	0,05	5,3%	0,03
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France €/MWh	41,07	51,08	32,23	24,40	39,54	62,1%	15,14	-3,7%	-1,53
Spread M+1 France-Allemagne €/MWh	-0,13	8,77	1,64	-0,81	3,70	-557,5%	4,51	-3026,9%	3,83
Prix Q+1 France €/MWh	55,75	54,39	30,18	31,64	53,75	69,9%	22,12	-3,6%	-2,00
Spread Q+1 France-Allemagne €/MWh	8,27	7,79	-1,32	1,17	14,37	1130,9%	13,20	73,8%	6,10
Prix Y+1 France €/MWh	51,87	48,65	42,87	44,77	46,45	3,8%	1,68	-10,5%	-5,42
Spread Y+1 France-Allemagne €/MWh	1,98	2,79	1,92	6,94	5,47	-21,2%	-1,47	176,3%	3,49
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	1,22	1,23	1,26	1,32	1,31	-0,7%	-0,01	7,2%	0,09
Allemagne	1,19	1,19	1,22	1,24	1,22	-1,9%	-0,02	2,7%	0,03

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

Tableau 3 : Volumes négociés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T3 2019	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T3 2020 / T2 2020		T3 2020 / T3 2019	
						En pourcentage		En pourcentage	
NEB									
Volumes NEB, en TWh	84,89	105,94	122,23	85,34	90,49	6,0%	5,15	6,6%	5,60
Ratio NEB/Consommation française	87%	85%	92%	93%	95%	1,3%	0,01	8,9%	0,08
Marché Spot									
Volumes sur le marché <i>Intraday</i> EPEX SPOT TWh	2,9	3,6	3,7	3,8	4,4	14,4%	0,55	49,1%	1,44
Part des volumes <i>Intraday cross-border</i>	69,1%	69,7%	76,0%	76,7%	76,8%	0,1%	0,00	11,0%	0,08
Volumes sur le marché <i>Day-Ahead</i> EPEX SPOT TWh	27,97	28,23	33,22	29,94	27,34	-8,7%	-2,59	-2,2%	-0,63
Marchés à terme									
Volumes TWh	251	302	296	300	198	-34,0%	-101,79	-21,2%	-53,07
Part de marché <i>Brokers</i>	83,2%	84,3%	84,6%	81,6%	76,2%	-6,7%	-0,05	-8,4%	-0,07
Part de marché EEX	16,8%	15,7%	15,4%	18,4%	23,8%	29,8%	0,05	41,7%	0,07
Nombre de Transactions	38 710	44 457	40 367	30 080	24 717	-17,8%	- 5 363	-36,1%	-13993
Part de marché <i>Brokers</i>	85,4%	84,3%	83,1%	74,2%	68,2%	-8,1%	-0,06	-20,2%	-0,17
Part de marché EEX	14,6%	15,7%	16,9%	25,8%	31,8%	23,2%	0,06	118,5%	0,17
Produit Y+1									
Volumes TWh	43,45	71,03	51,37	55,82	30,03	-46,2%	-25,79	-30,9%	-13,42
Nombre de Transactions	1 956	1 965	1 939	1 748	1 183	-32,3%	-565	-39,5%	-773,00
Produit Q+1									
Volumes TWh	28,64	23,77	24,61	27,34	16,23	-40,6%	-11,11	-43,3%	-12,41
Nombre de Transactions	2 615	2 179	1 679	1 715	1 217	-29,0%	-498	-53,5%	-1398
Produit M+1									
Volumes TWh	39,11	43,42	47,27	28,90	28,61	-1,0%	-0,29	-26,8%	-10,50
Nombre de Transactions	8 805	10 504	9 767	5 892	6 392	8,5%	500	-27,4%	-2413
Produit W et D									
Volumes TWh	27,89	36,71	36,66	14,42	8,12	-43,7%	-6,30	-70,9%	-19,77
Nombre de Transactions	16 204	20 784	17 261	8 309	6 865	-17,4%	- 1 444	-57,6%	-9339

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

Tableau 4 : Disponibilité et taux de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle	Variation Annuelle
	T3 2019	T4 2020	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T2 2020 / T3 2020	T4 2020 / T3 2020
						En points	En points
Parc nucléaire							
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	60%	65%	75%	54%	49%	0,0	-11%
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	64%	69%	77%	58%	52%	-0,1	-12%
Production hydraulique							
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	17%	28%	32%	30%	18%	-0,1	1%
Autres sources (TWh)							
Thermique à combustible fossile	7,9	13,2	12,9	4,4	8,3	3,8	0,4
Eolien	6,4	10,9	13,8	6,9	6,2	-0,6	-0,1
Photovoltaïque	4,0	1,5	2,2	4,2	4,4	0,1	0,3

Source : RTE- Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières

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

Source : RTE- Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle	Variation Annuelle
	T3 2019	T4 2020	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T2 2020 / T3 2020	T4 2020 / T3 2020
						En points	En points
Responsables d'équilibre							
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	
	T3 2019	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T3 2020 / T2 2020	T3 2020 / T3 2019	En pourcentage	En valeur
Livraison									
Marchés à terme (Physique) - achats	510,45	550,54	509,34	589,32	620,63	5,3%	31,31	21,6%	110,18
Marchés à terme (Physique) - ventes	524,80	475,81	560,47	628,23	628,95	0,1%	0,72	19,8%	104,15
EPEX - achats	978,05	906,92	875,17	1 174,67	2 583,96	120,0%	1 409,29	164,2%	1605,91
EPEX - ventes	2 036,75	2 800,83	3 052,24	3 092,41	2 151,08	-30,4%	-941,33	5,6%	114,33
Injections									
Production	T3 2019		T2 2020		T3 2020				
	EDF inclus		EDF inclus		EDF inclus				
	3421	6952	3829	6646	3716	6459			

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

PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ

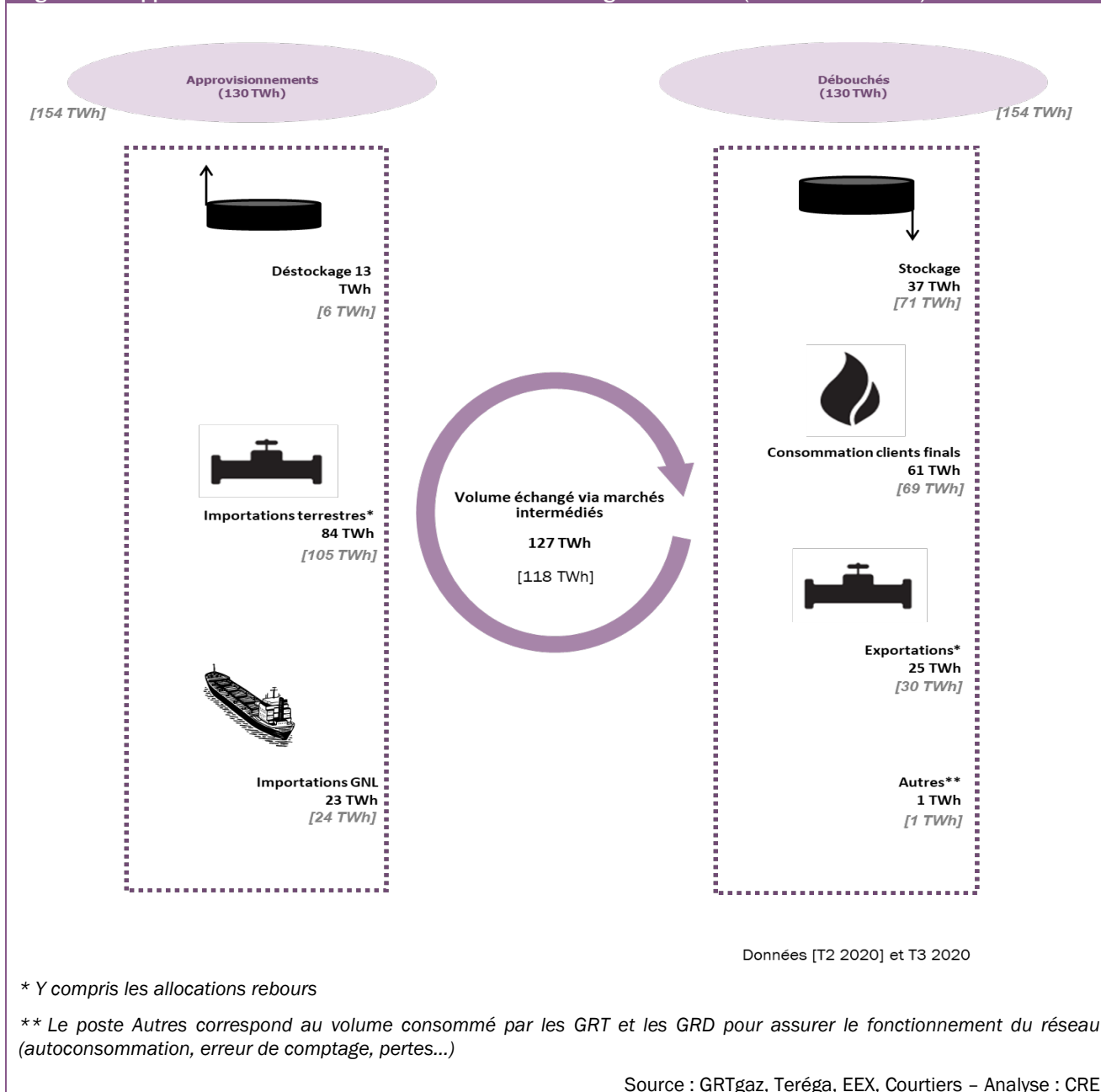
1. DATES-CLES

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)



2.1 Consommation

Figure 31 : Consommation de gaz en France

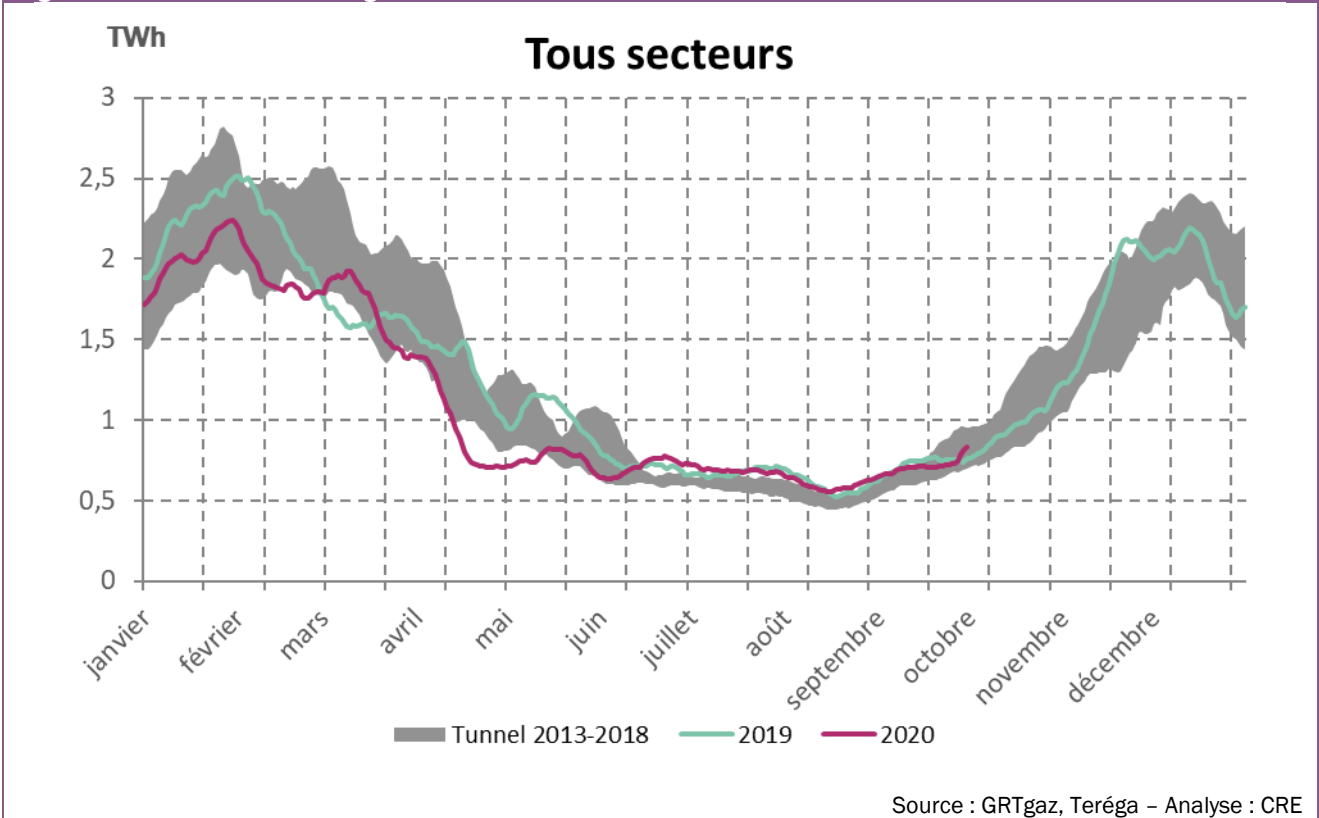
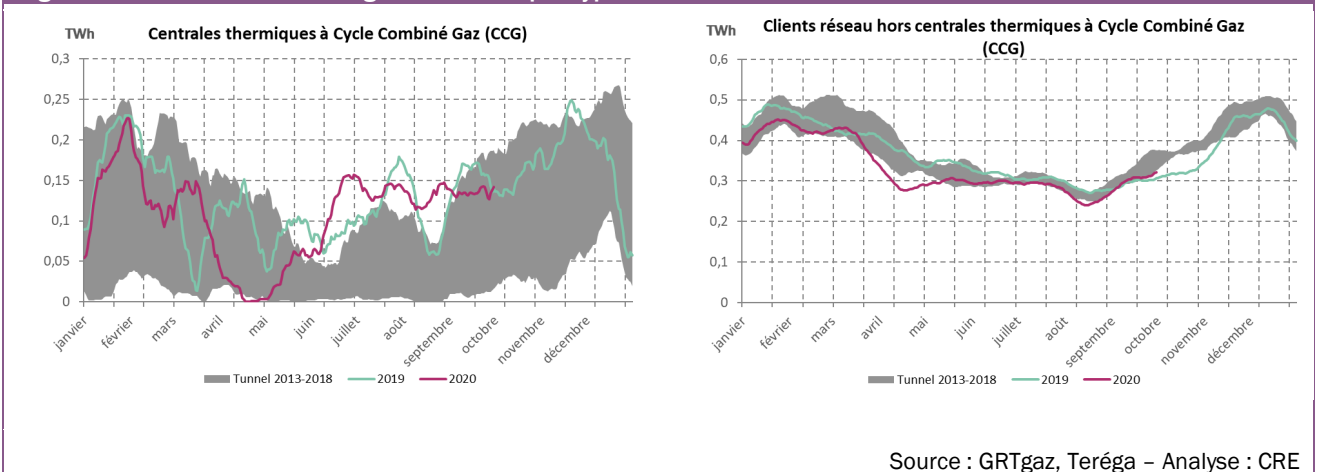
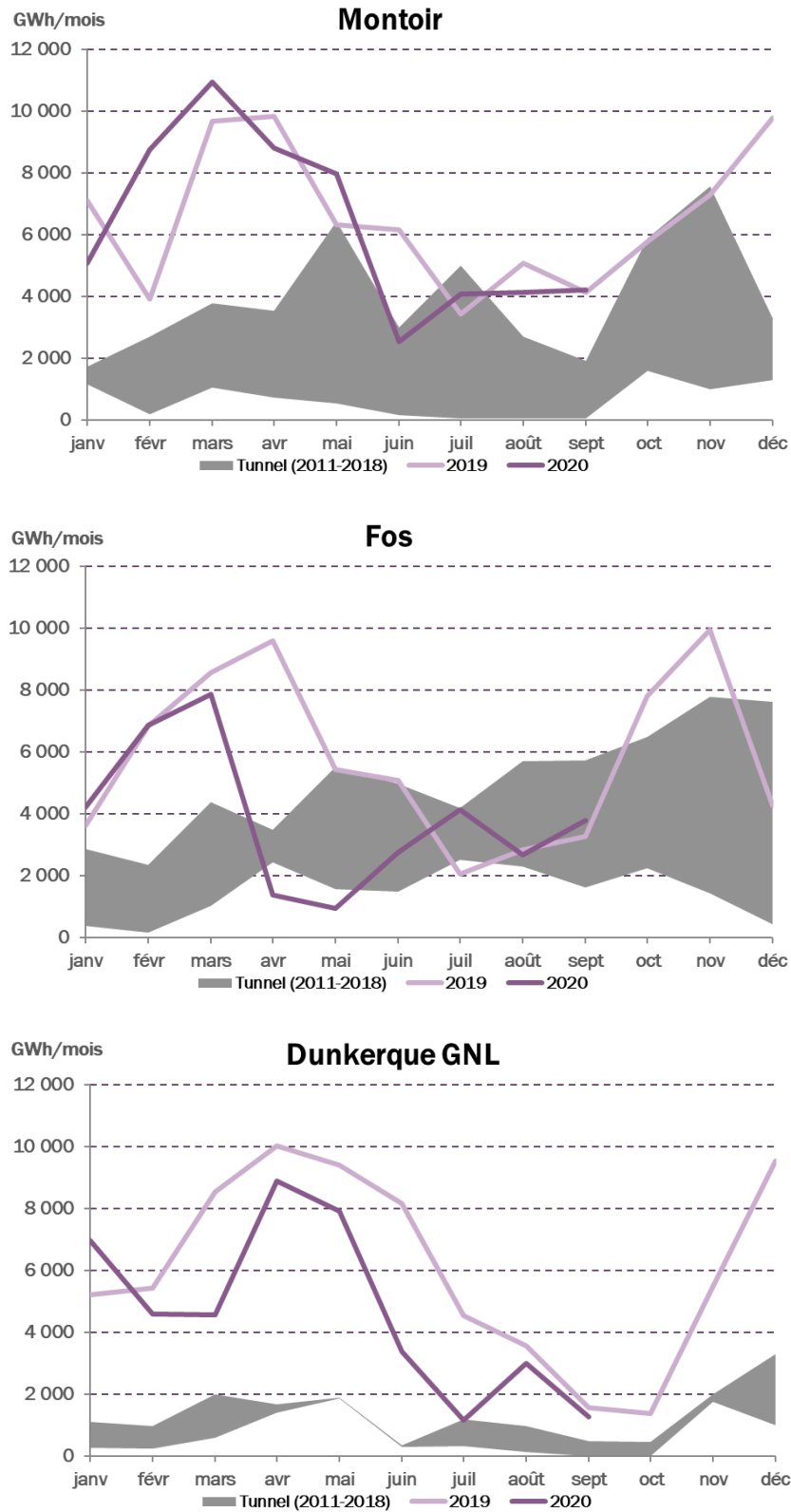


Figure 32 : Consommation de gaz en France par type de site



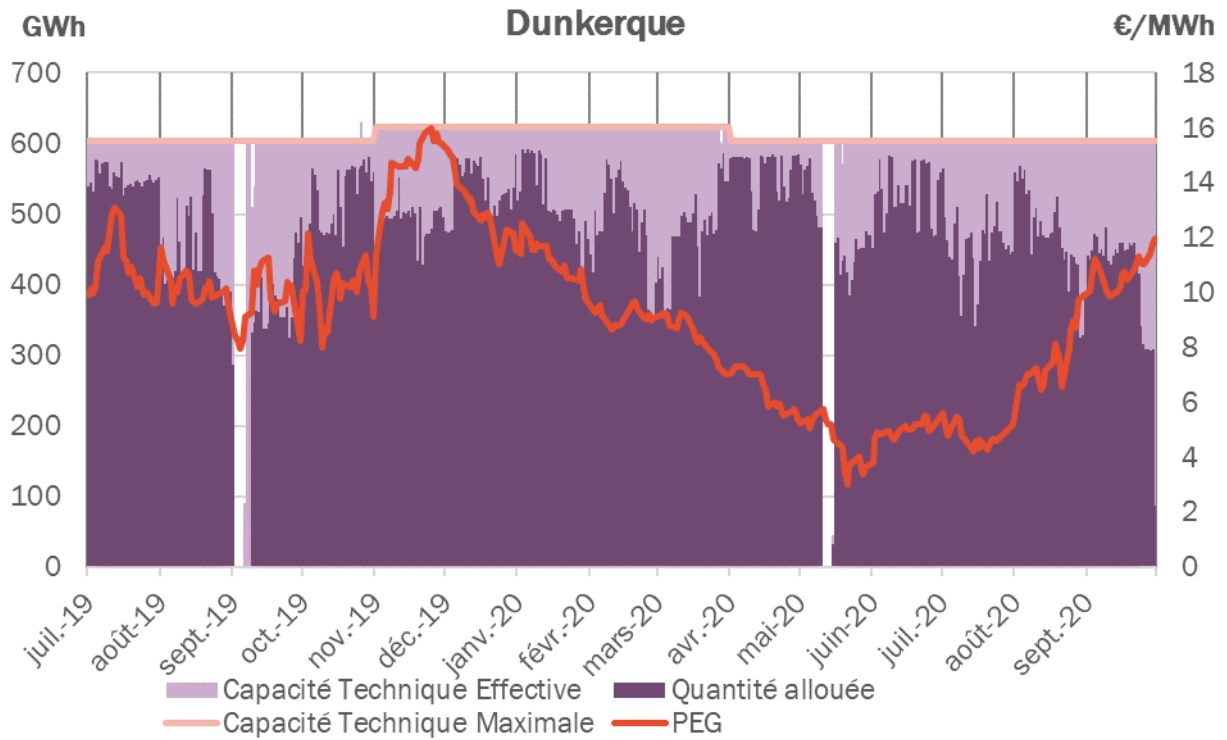
2.2 Points d'interconnexion

Figure 33 : Emissions des terminaux méthaniers



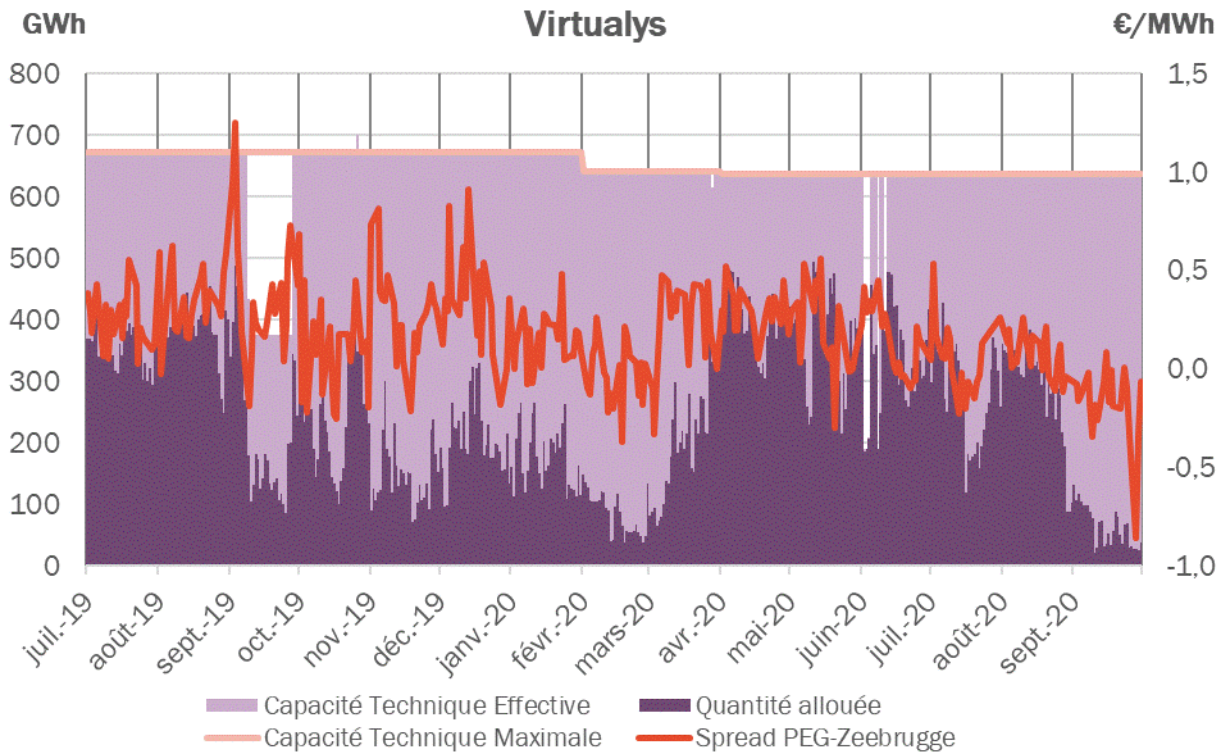
Source : GRTgaz – Analyse : CRE

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



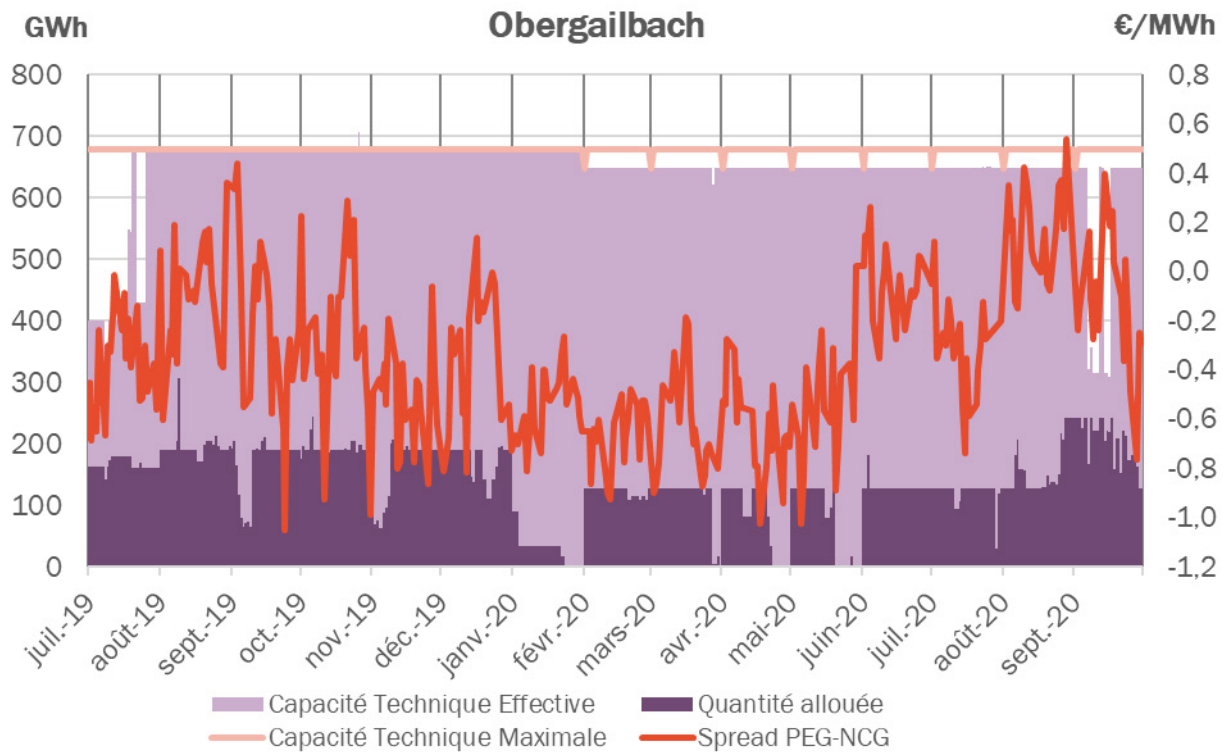
Source : ICIS Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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



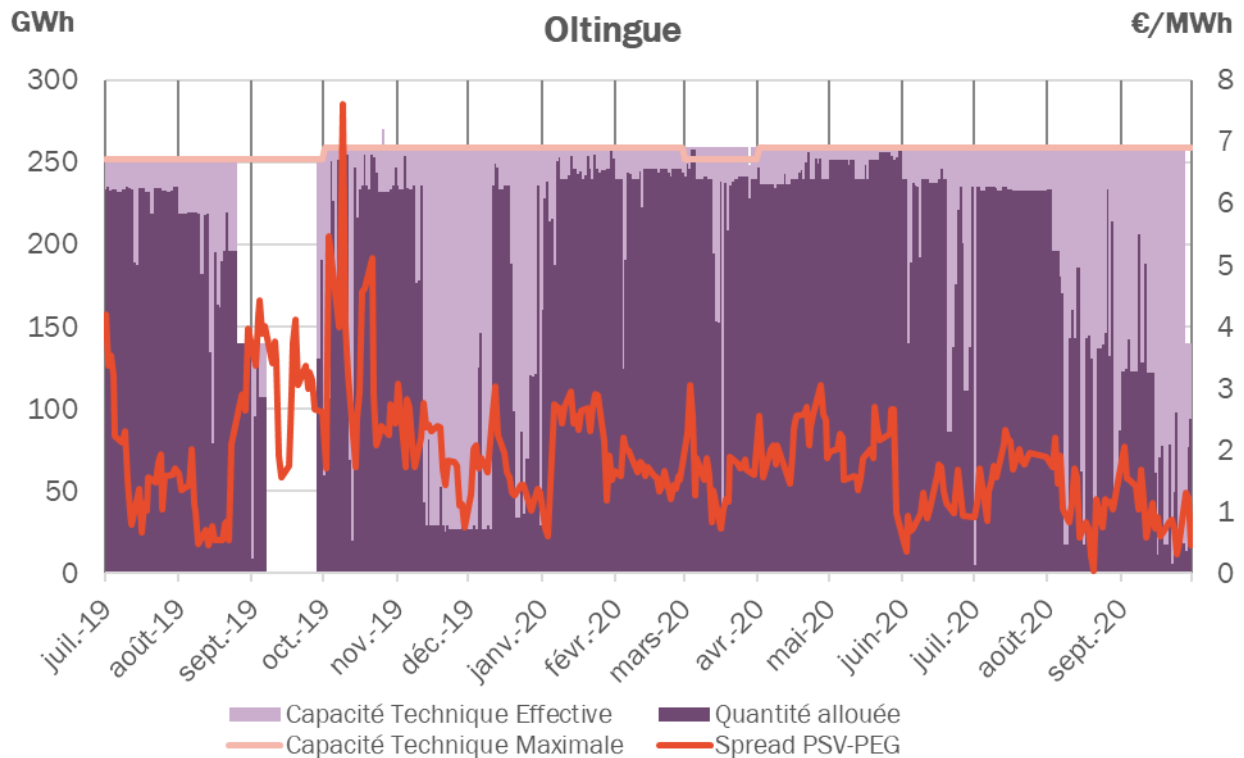
Source : ICIS Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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



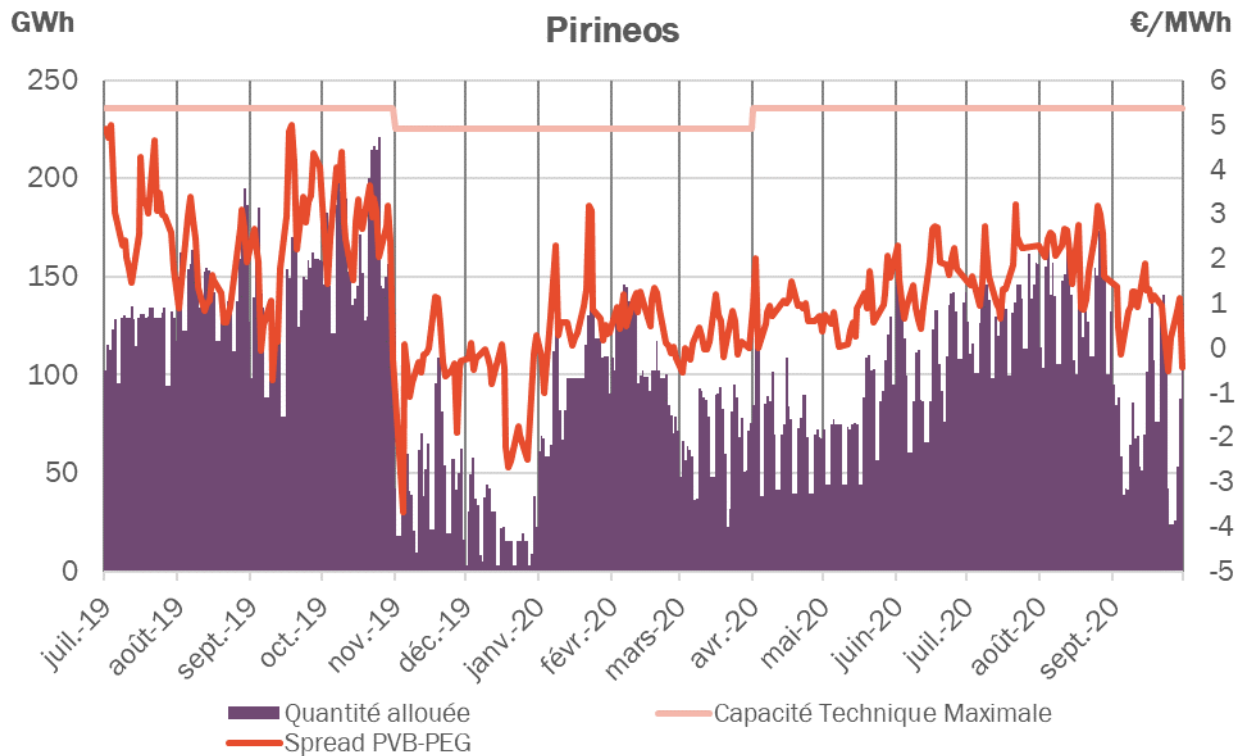
Source : ICIS Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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



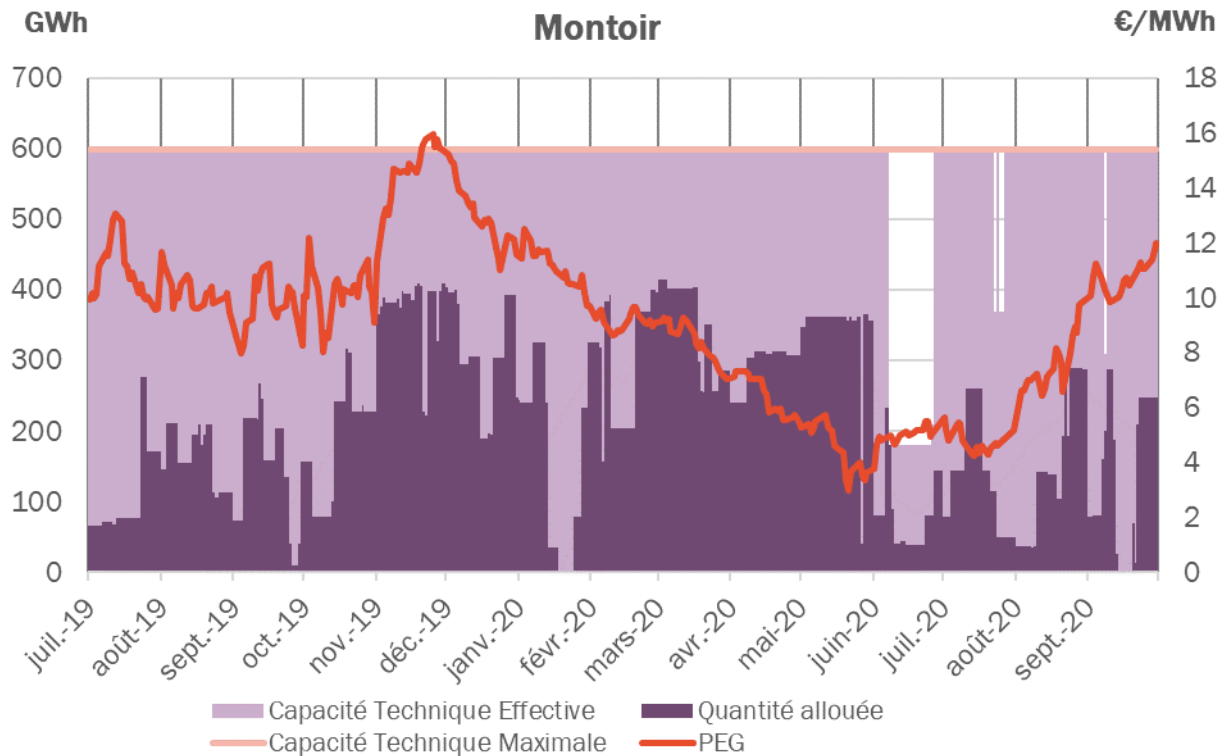
Source : ICIS Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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



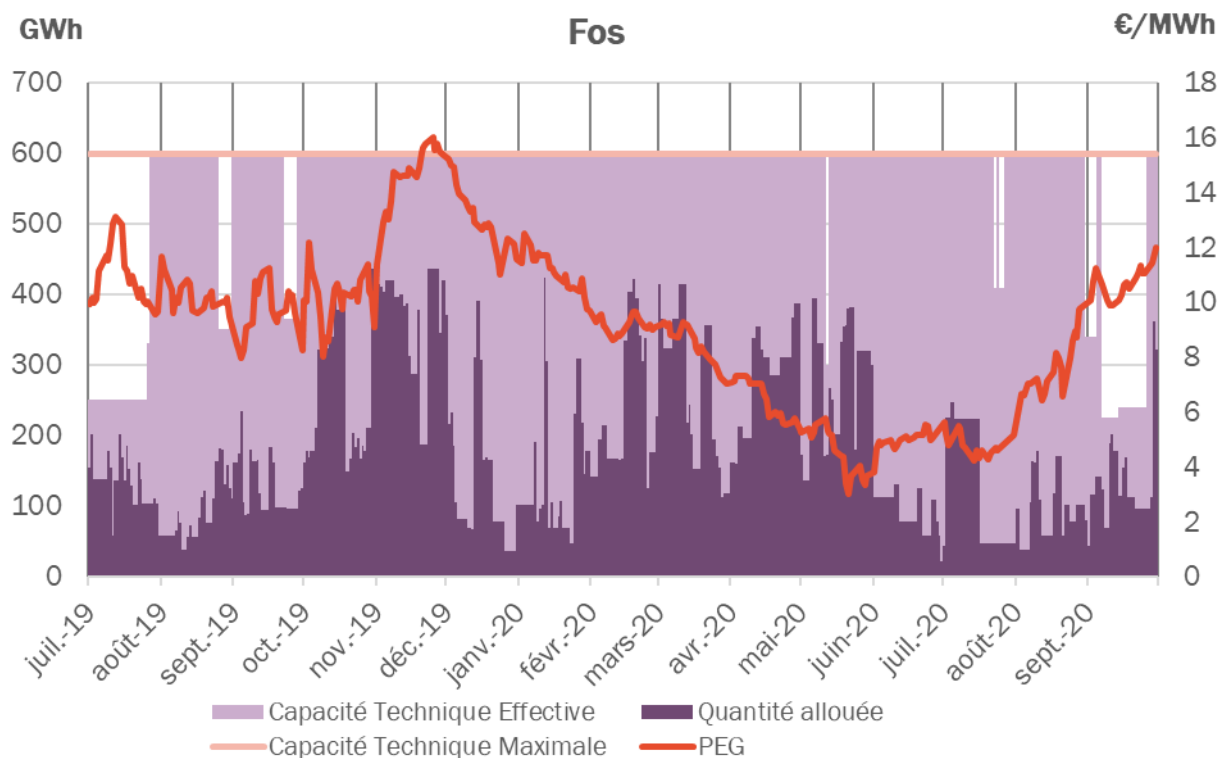
Source : ICIS Heren, Teréga – Analyse : CRE

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



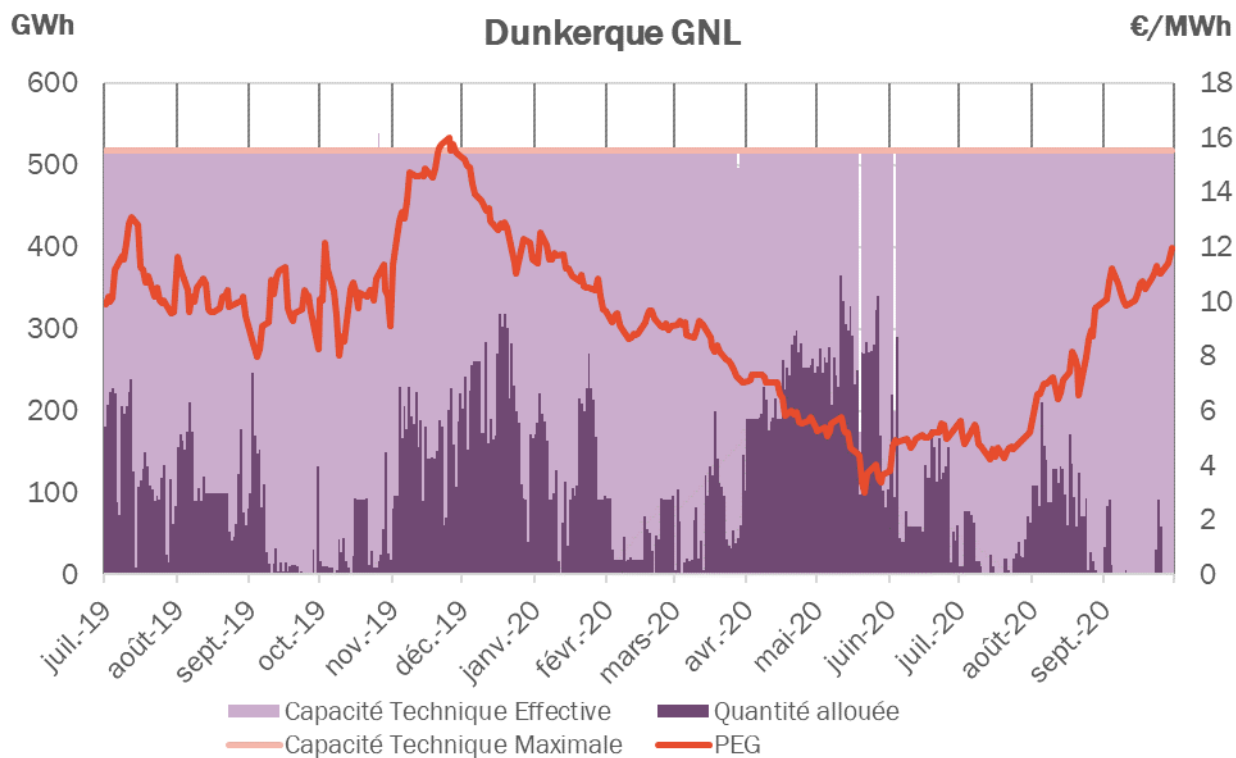
Source : ICIS Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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

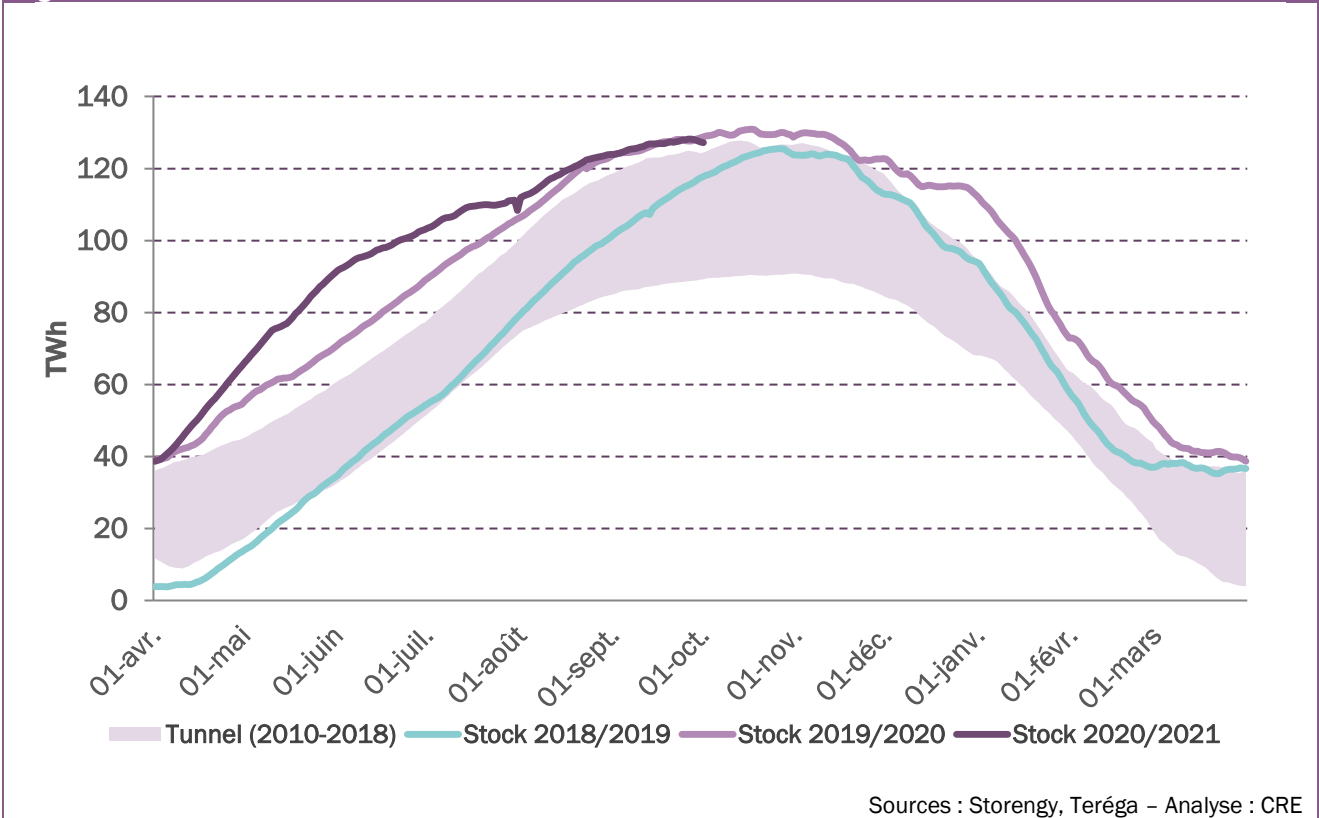
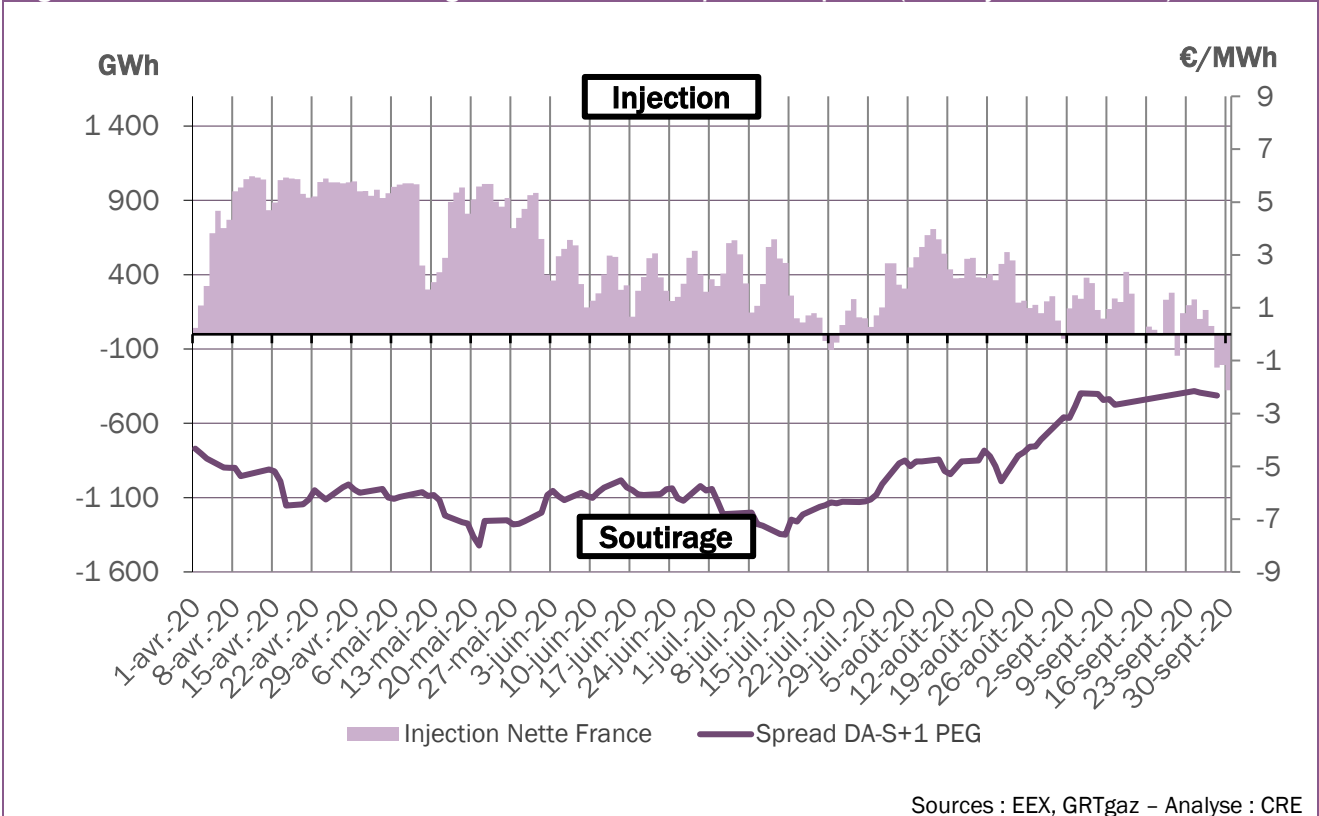
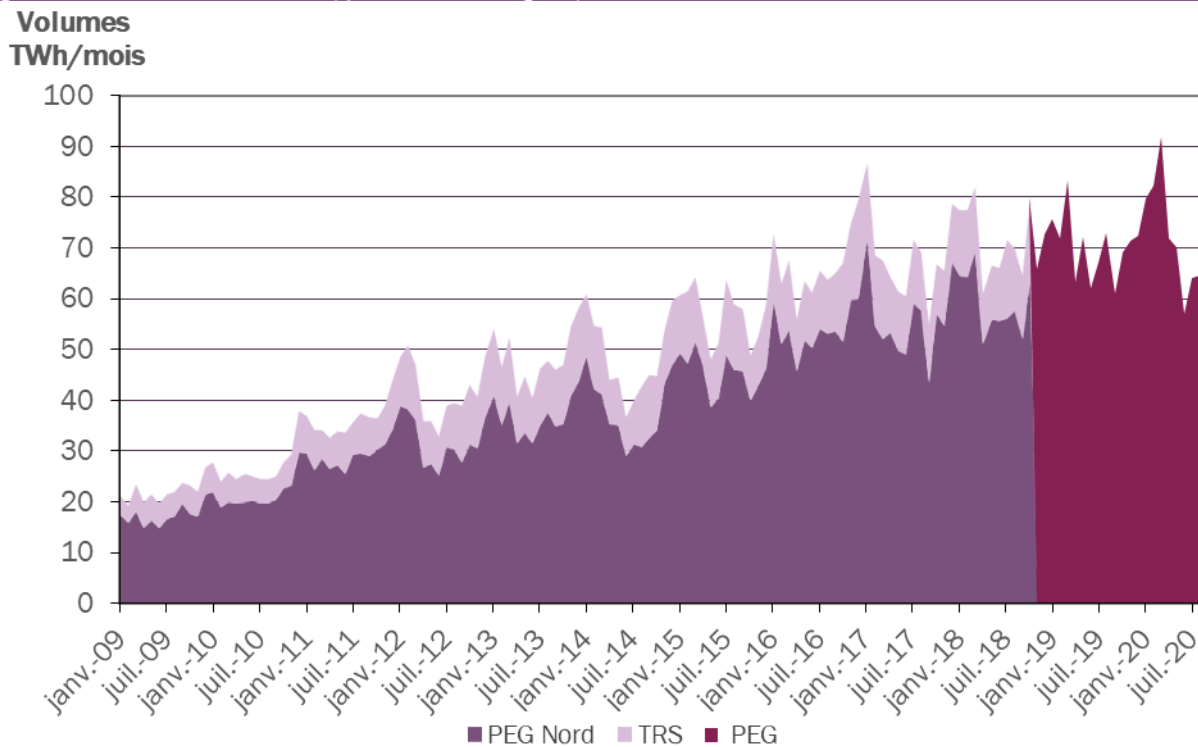


Figure 43 : Variation nette des stockages en France versus spread temporels (même jour de cotation)



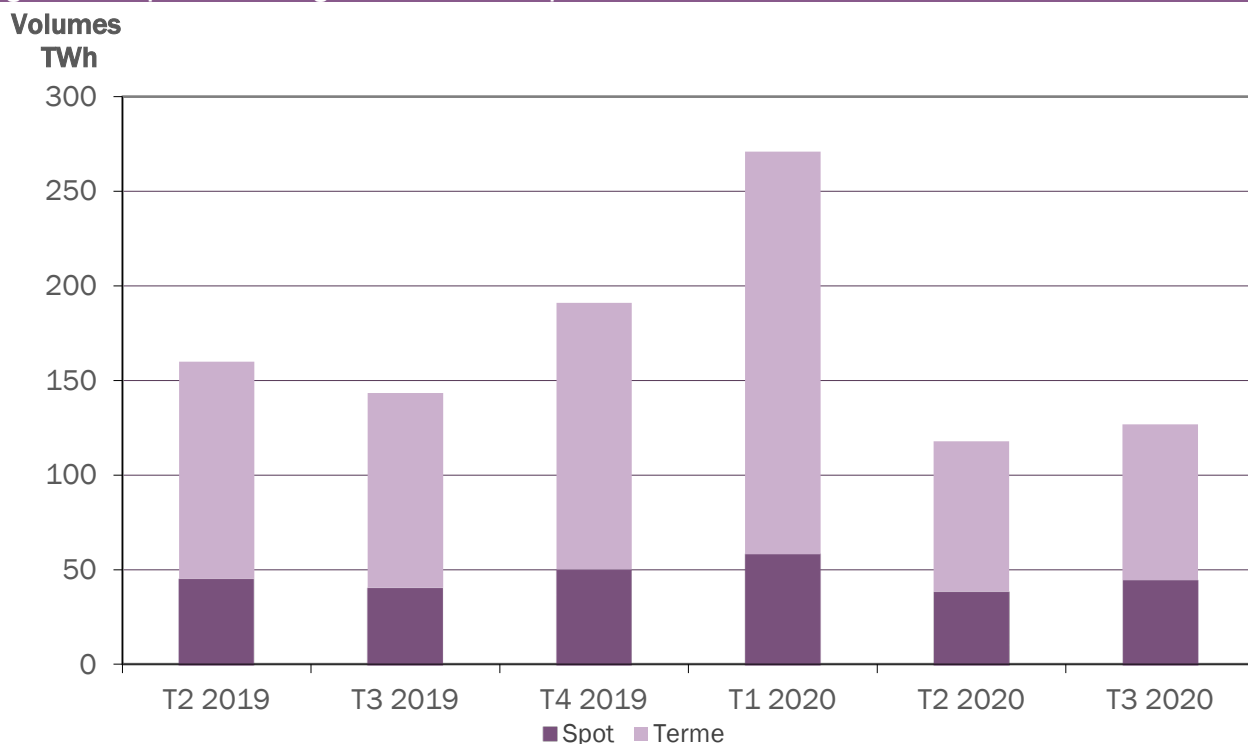
3. VOLUMES DE TRANSACTIONS

Figure 44 : Livraisons aux PEG (quantités échangées)



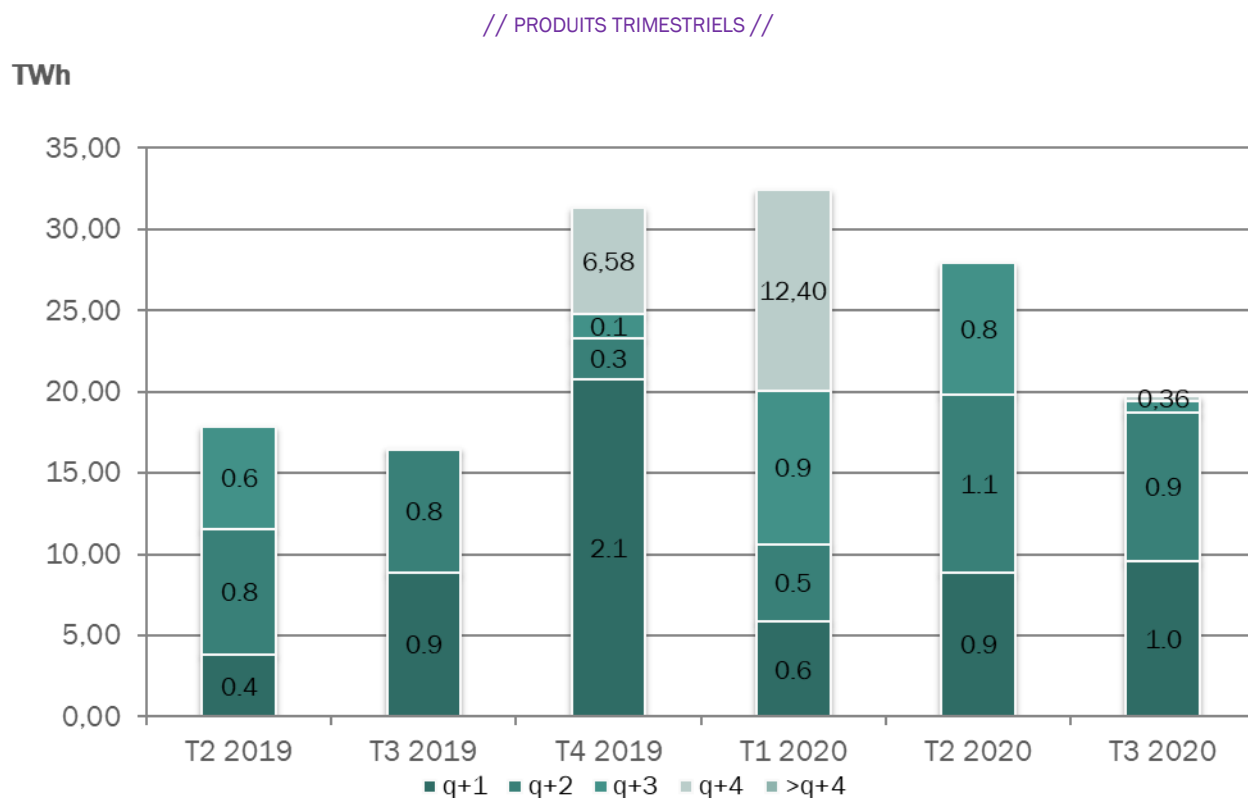
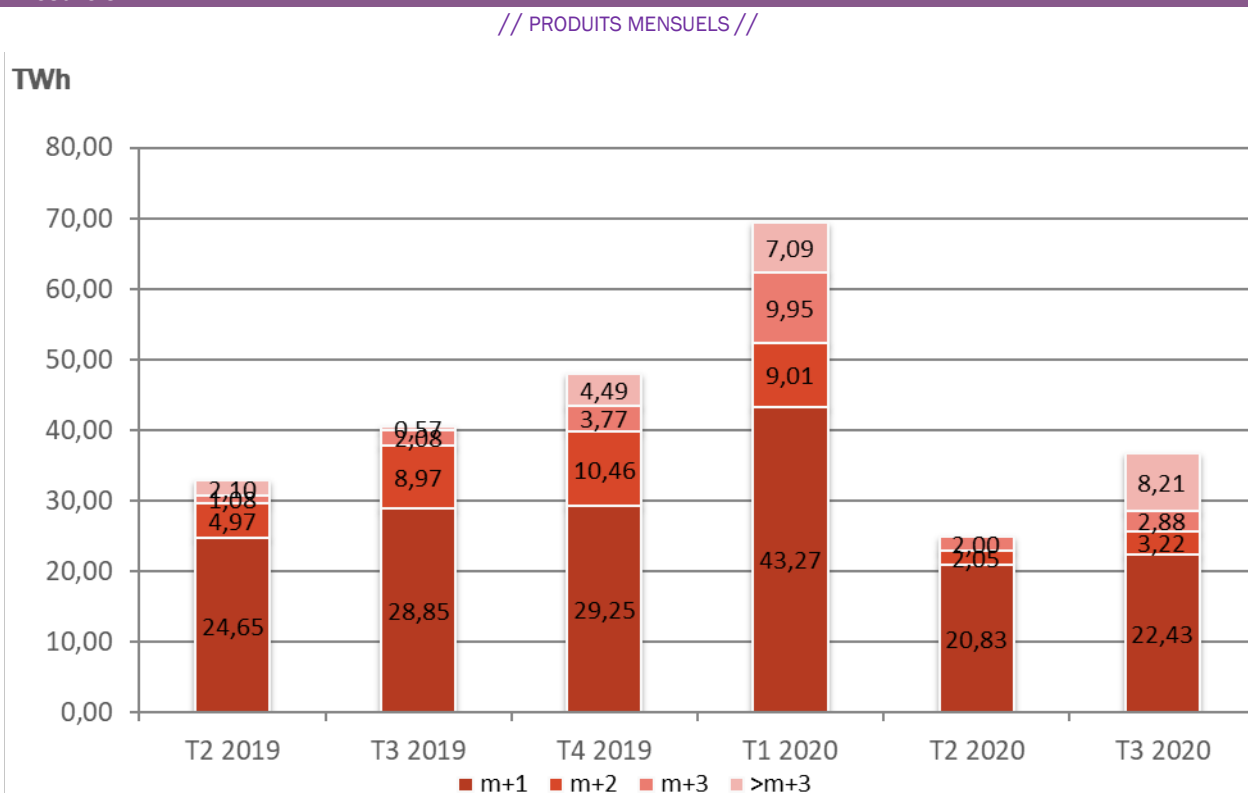
Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

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

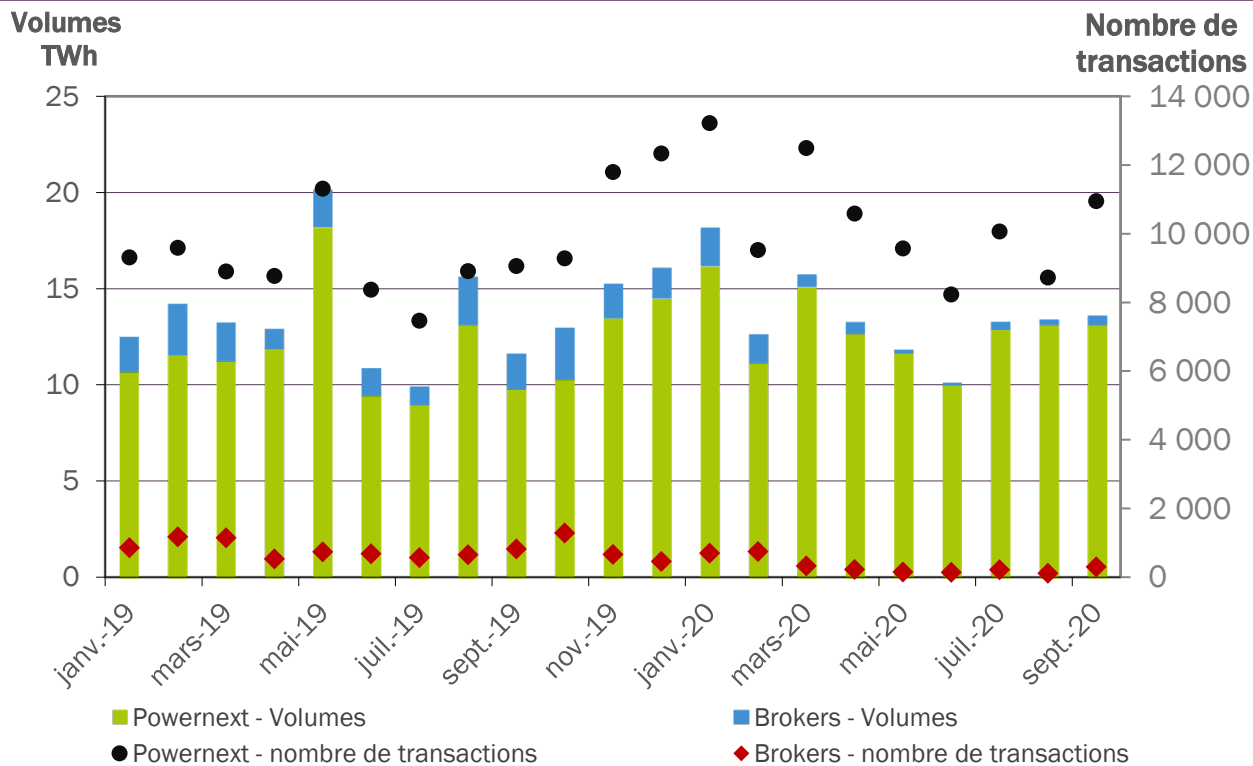


Source : EEX, Courtiers - Analyse : CRE

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

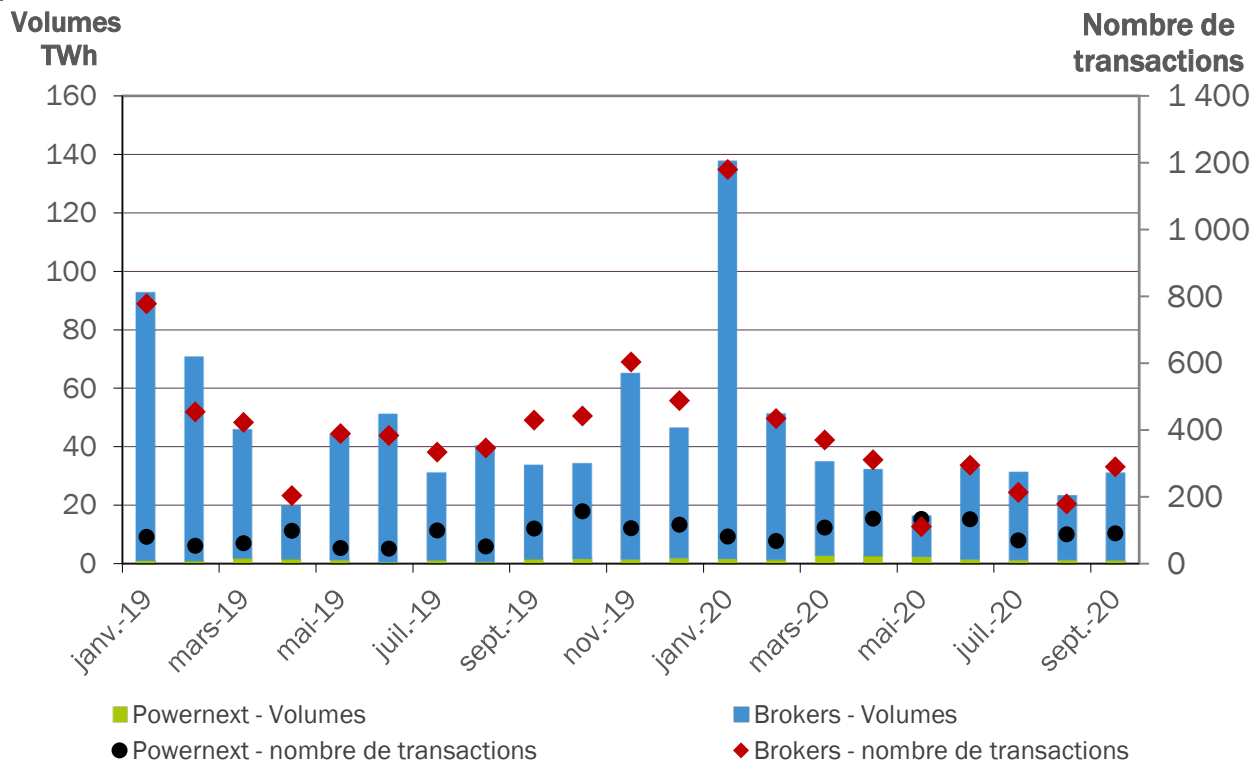


Figure 48 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire



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

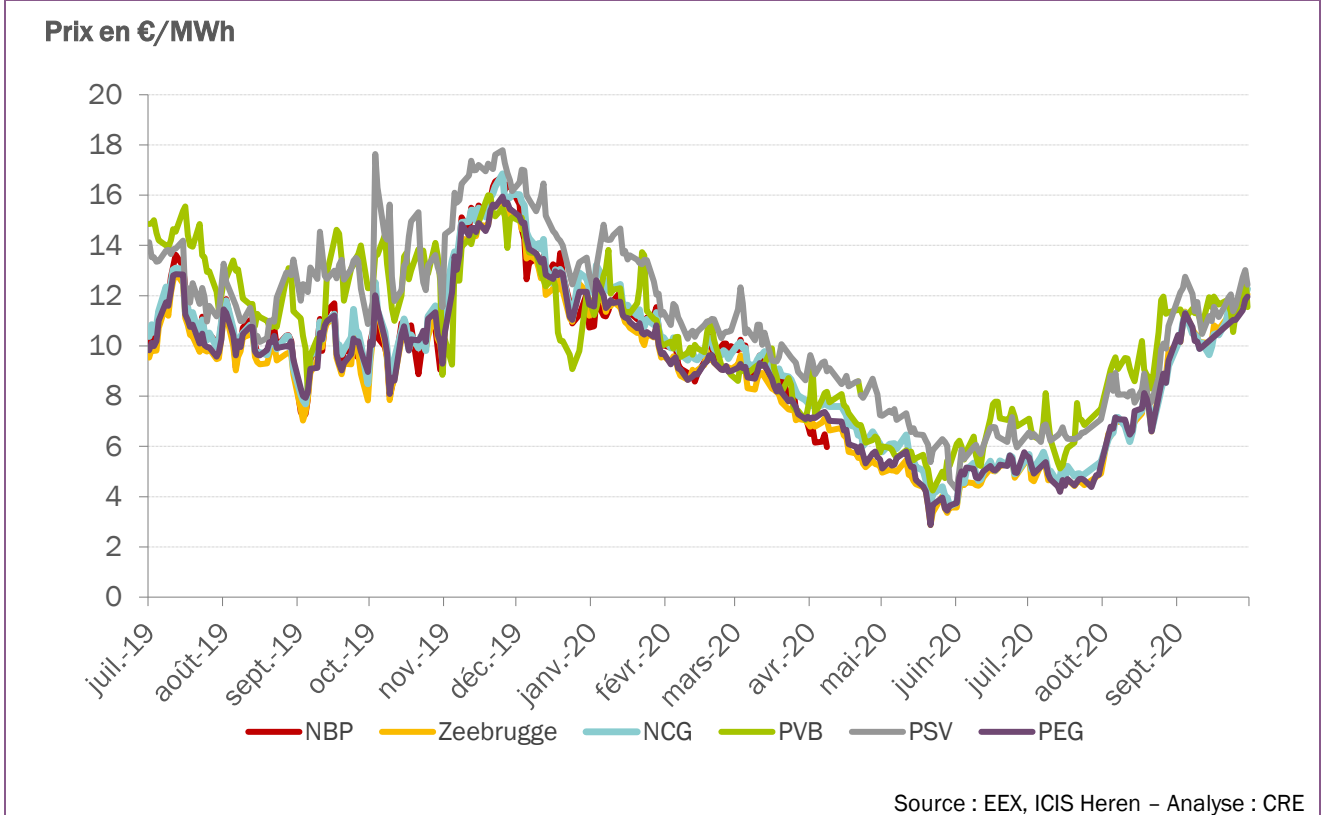


Figure 51 : Prix du contrat *month-ahead* au PEG et au TTF

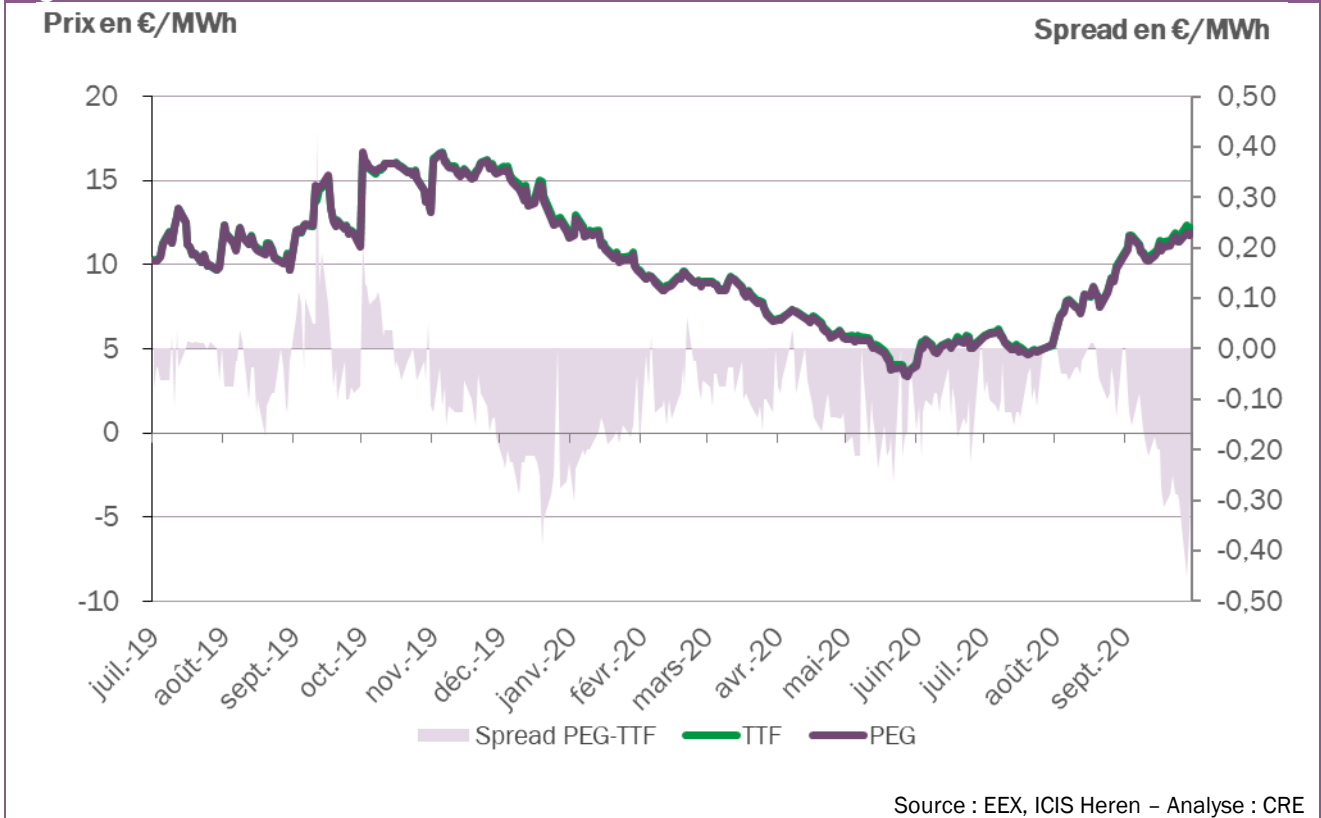


Figure 52 : Prix des contrats calendaires au PEG et au TTF

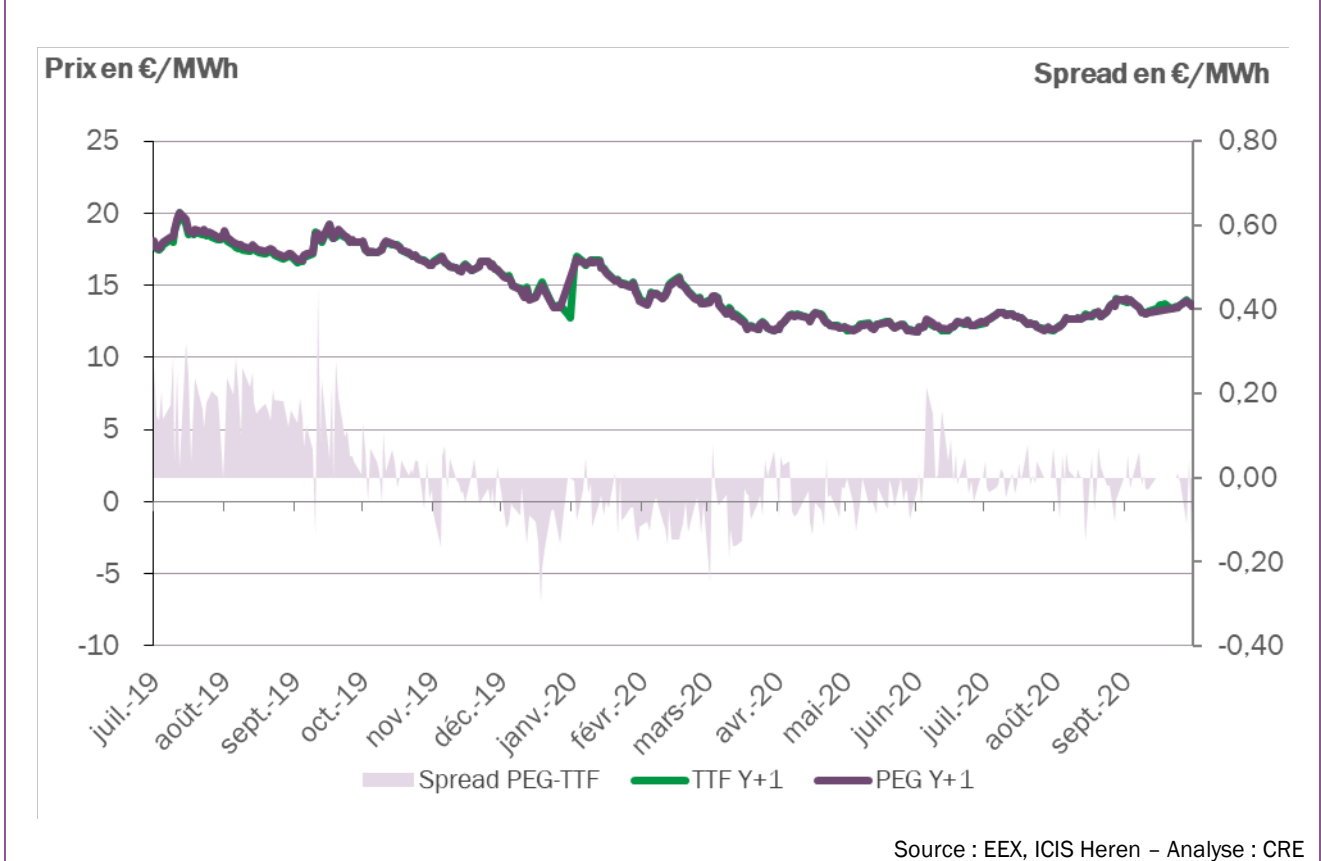


Figure 53 : Prix du contrat year-ahead sur les marchés du gaz en Europe

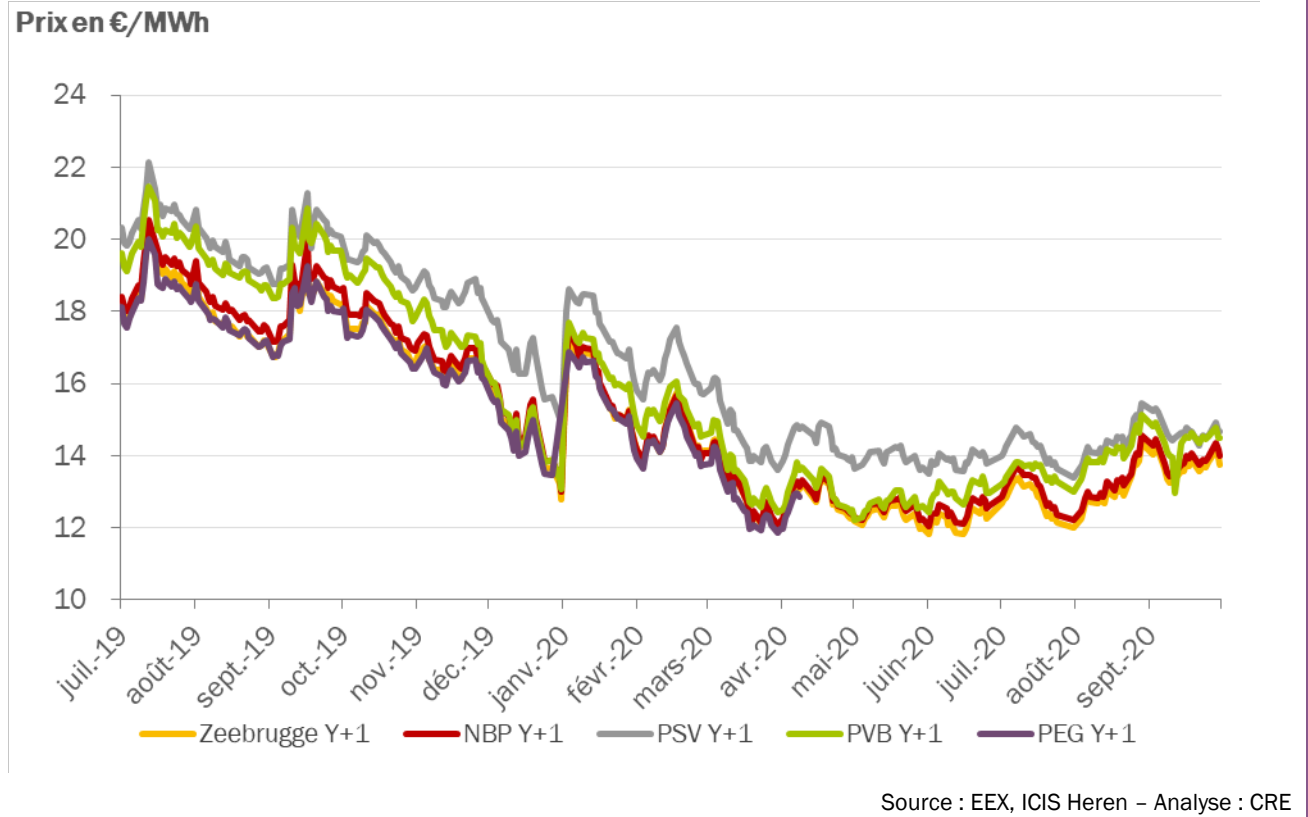
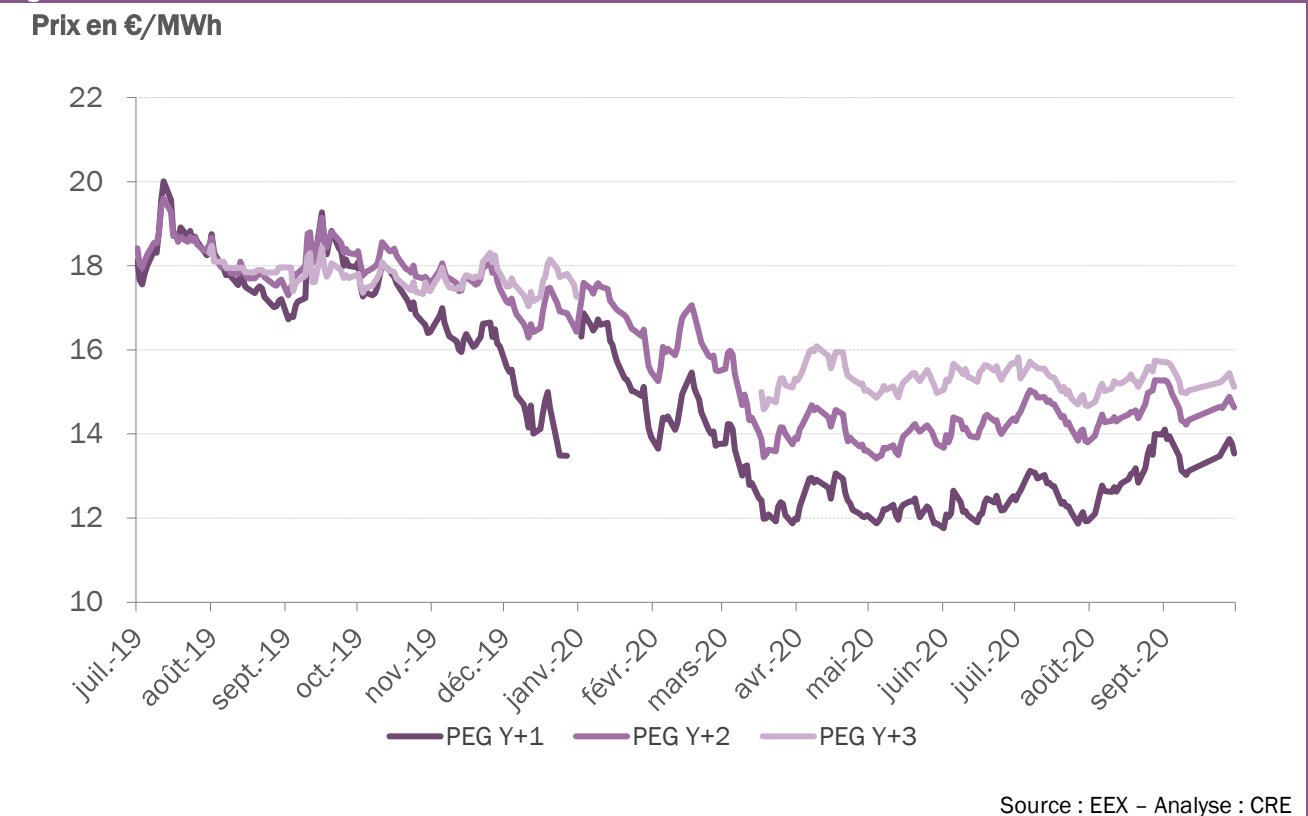


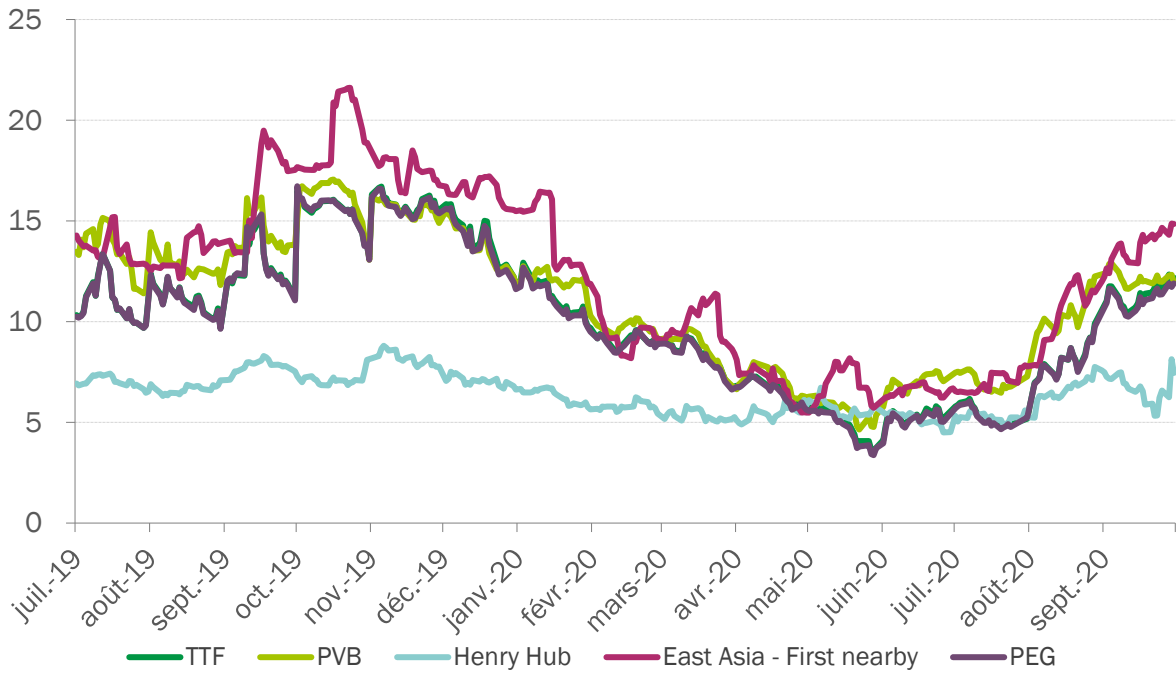
Figure 54 : Prix des contrats calendaires au PEG



4.2 Contexte international

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

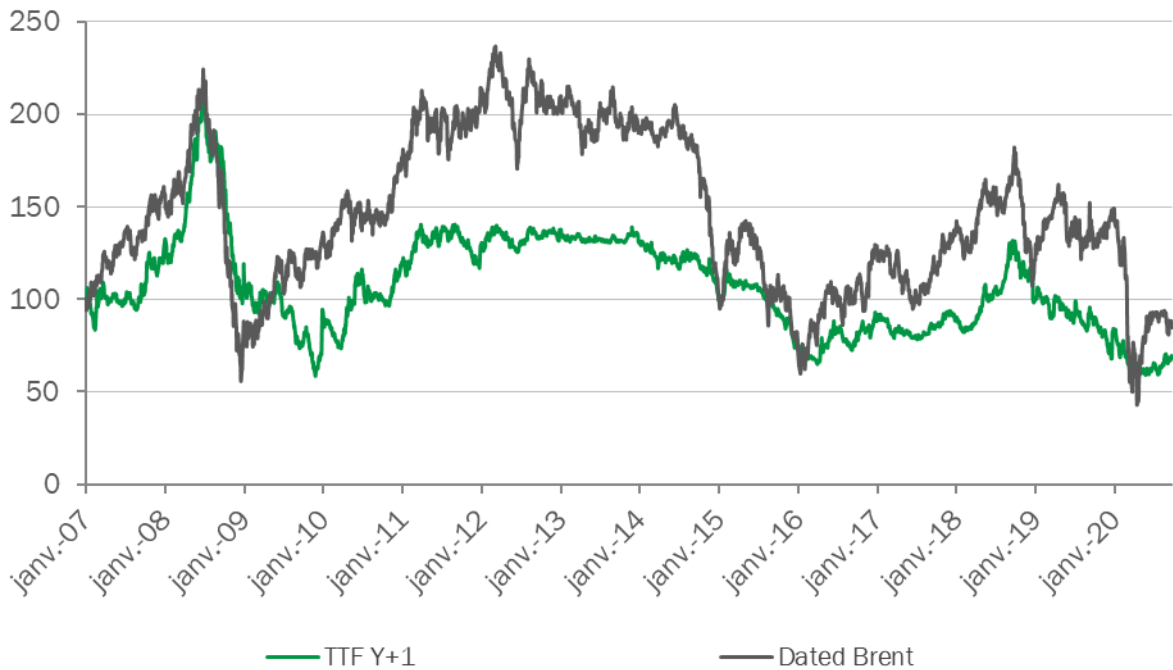
Prix en €/MWh



Source : EEX, ICIS Heren – Analyse : CRE

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

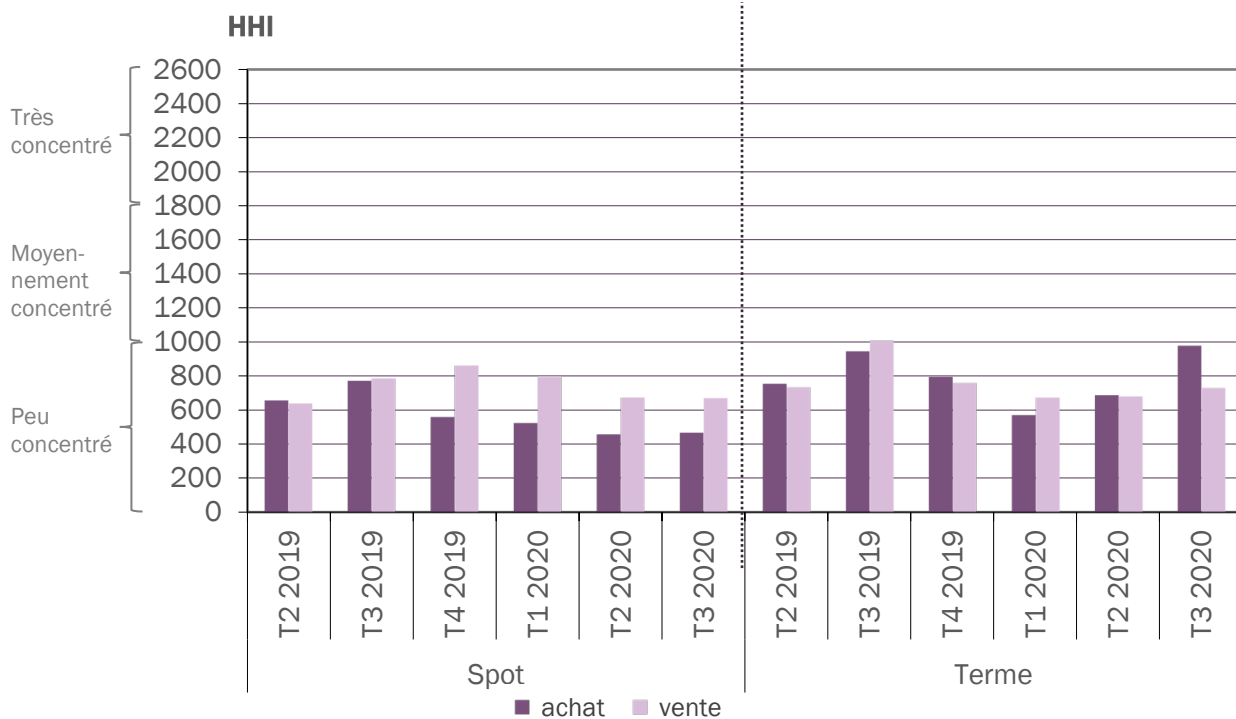
Base 100 au 1er janvier 2007



Source : ICIS Heren, Refinitive – Analyse : CRE

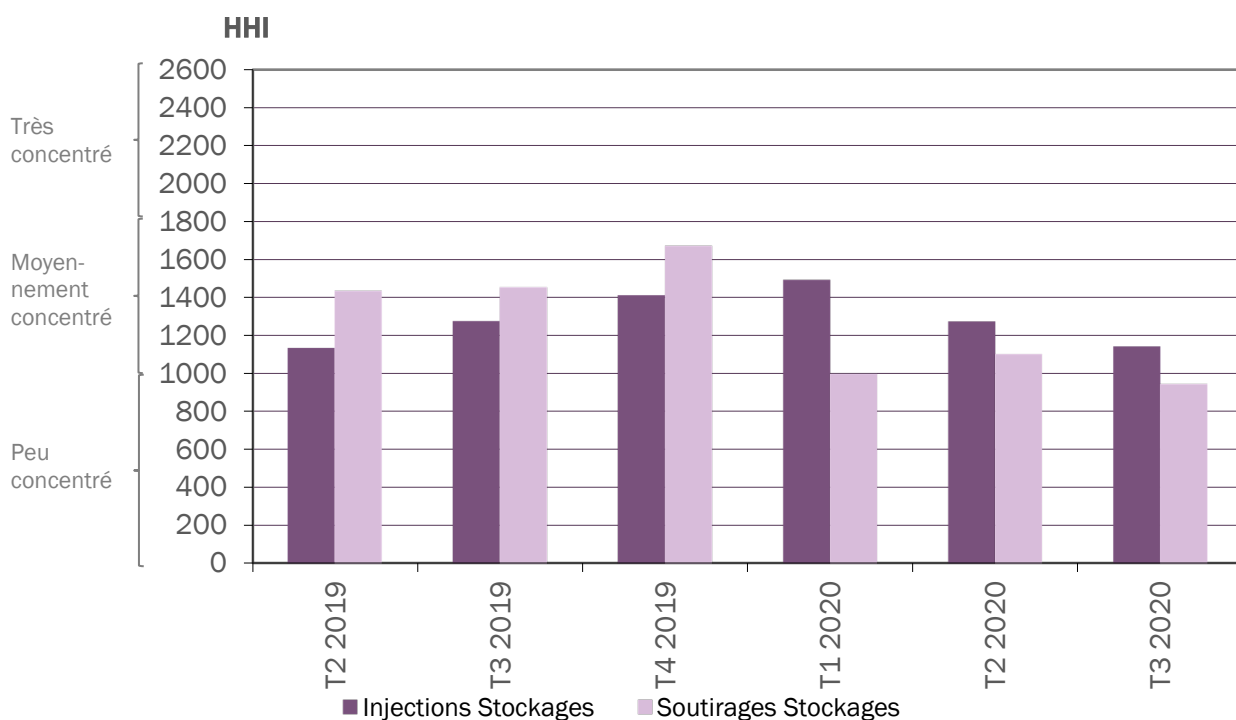
5. INDICES DE CONCENTRATION DES MARCHES

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



Source : Powernext, Courtiers – Analyse : CRE

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



Source : Storengy, Teréga – Analyse : CRE

6. CHIFFRES CLES

Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz

Fondamentaux	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T3 2019	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T3 2020 / T2 2020		T3 2020 / T3 2019	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnements et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	142	190	164	154	130	-15%	-24	-8%	-12
Déstockage	6	28	85	6	13	127%	7	108%	7
Importations	122	145	120	129	107	-17%	-22	-12%	-14
Importations terrestres	101	100	76	105	84	-20%	-21	-16%	-17
Importations GNL	21	45	44	24	23	-6%	-1	11%	2
Débouchés (TWh)	142	190	164	154	130	-15%	-24	-8%	-12
Stockage	47	13	11	71	37	-48%	-34	-22%	-10
Consommation clients finals	62	150	167	69	61	-12%	-8	-2,0%	-1
Clients distribution	21	96	115	34	21	-37%	-12	0%	0
Clients directement reliés au réseau de transport	40	55	52	35	39	13%	4	-3%	-1
Exportations	29	27	36	30	25	-16%	-5	-12%	-4
Autres	1	2	2	1	1	5%	0	2%	0
Livraisons aux PEG (TWh)	201	213	254	199	186	-6%	-13	-7%	-15
Suivi des infrastructures									
Utilisation de Virtualys (entrée)	52%	30%	24%	62%	34%		-29%		-18%
Utilisation de Obergailbach (entrée)	30%	26%	13%	15%	28%		13%		-2%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	129	113	39	103	127	24%	24	-1%	-1
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	446	-157	-812	711	258	-64%	-453	-42%	-188
Emission terminaux méthaniens (GWh/j)	355	685	574	658	310	-53%	-348	-13%	-44
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	135	78	92	87	114	31%	27	-16%	-21

Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

Tableau 9 : Prix

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T3 2019	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T3 2020 / T2 2020		T3 2020 / T3 2019	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG day-ahead (moyenne)	10,2	12,5	9,5	5,3	7,3	36%	1,9	-29%	-2,9
Spread PEG-TTF	0,0	-0,1	0,0	0,6	1,4	154%	0,8	8142%	1,4
Prix à terme (€/MWh)									
PEG M+1 (moyenne)	11,7	15,2	9,5	5,5	7,6	40%	2,2	-35%	-4,0
PEG Y+1 (moyenne)	18,1	16,2	14,3	12,3	13,0	5%	0,7	-28%	-5,1
Spread PEG-TTF (Y+1)	0,16	-0,04	0,09	-0,03	-0,01	-66%	0,0	-106%	-0,2
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead*	5,9	3,1	4,2	6,0	4,6	-24%	-1,4	-23%	-1,4

* 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

Tableau 10 : Négoce

Négoce	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T3 2019	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T3 2020 / T2 2020		T3 2020 / T3 2019	
						h pourcentage	En valeur	h pourcentage	En Valeur
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	40	50	58	38	45	16%	6	10%	4
Intraday	10	9	11	8	9	15%	1,2	-4%	-0,4
Day Ahead	19	25	25	18	20	10%	1,8	6%	1,2
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	32	38	42	34	39	14%	4,8	23%	7,2
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	8	12	16	4	5	35%	1,4	-37%	-3,1
Marché à terme (TWh)	103	141	213	79	82	4%	3	-20%	-21
M+1	29	29	43	21	22	8%	1,6	-22%	-6,4
Q+1	9	21	6	9	10	8%	0,7	8%	0,7
S+1	9	26	40	5	5	-16%	-0,8	-49%	-4,3
Y+1	9	2	12	3	6	92%	2,8	-33%	-2,9
Bourse (toutes échéances)	4	5	6	7	4	-40%	-2,7	13%	0,5
Brokers (toutes échéances)	99	135	207	73	78	8%	5,6	-21%	-21,0
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	27527	36041	37216	28956	30431	5%	1475,0	11%	2904,0
Intraday	7 514	9 167	9 998	7 846	7 469	-5%	-377,0	-1%	-45,0
Day Ahead	16 065	21 195	22 185	16 959	17 676	4%	717,0	10%	1611,0
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	25 436	33 403	35 237	28 391	29 743	5%	1352,0	17%	4307,0
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	2 091	2 638	1 979	565	688	22%	123,0	-67%	-1403,0
Marché à terme	1316	1680	2038	1071	871	-19%	-200,0	-34%	-445,0
M+1	631	772	886	504	416	-17%	-88,0	-34%	-215,0
Q+1	83	173	76	89	77	-13%	-12,0	-7%	-6,0
S+1	23	111	173	41	17	-59%	-24,0	-26%	-6,0
Y+1	42	21	116	53	22	-58%	-31,0	-48%	-20,0
Bourse (toutes échéances à terme)	255	380	257	402	249	-38%	-153,0	-2%	-6,0
Brokers (toutes échéances à terme)	1 061	1 300	1 781	669	622	-7%	-47,0	-41%	-439,0
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	104	104	105	101	103	2%	2	-1%	-1
<i>dont actifs chez Powernext Gas Spot</i>	67	67	66	63	66	5%	3	-1%	-1
<i>dont actifs chez Powernext Gas Futures</i>	36	38	34	38	36	-5%	-2	0%	0

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

PARTIE 3 : **AUTRES ELEMENTS DE CONTEXTE**

1. PRIX DES QUOTAS DE CO₂

Figure 59 : Évolution du prix spot EUA

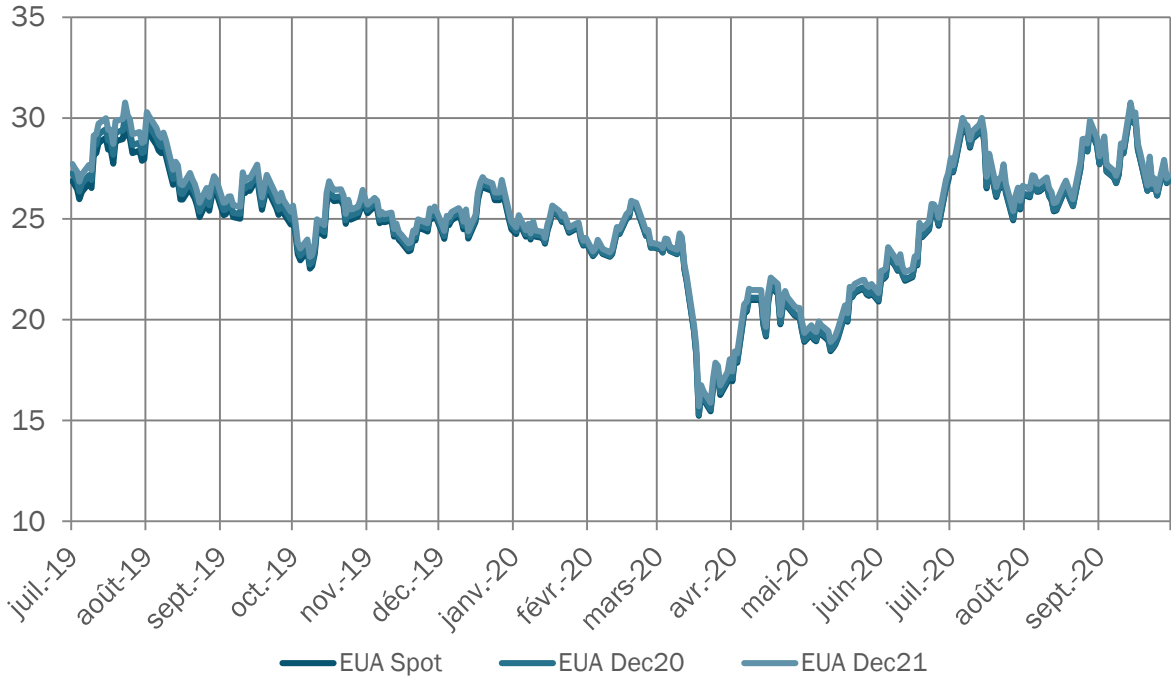
Prix spot EUA
(€/t)



Source : ECX – Analyse : CRE

Figure 60 : Évolution des prix spot et à terme EUA

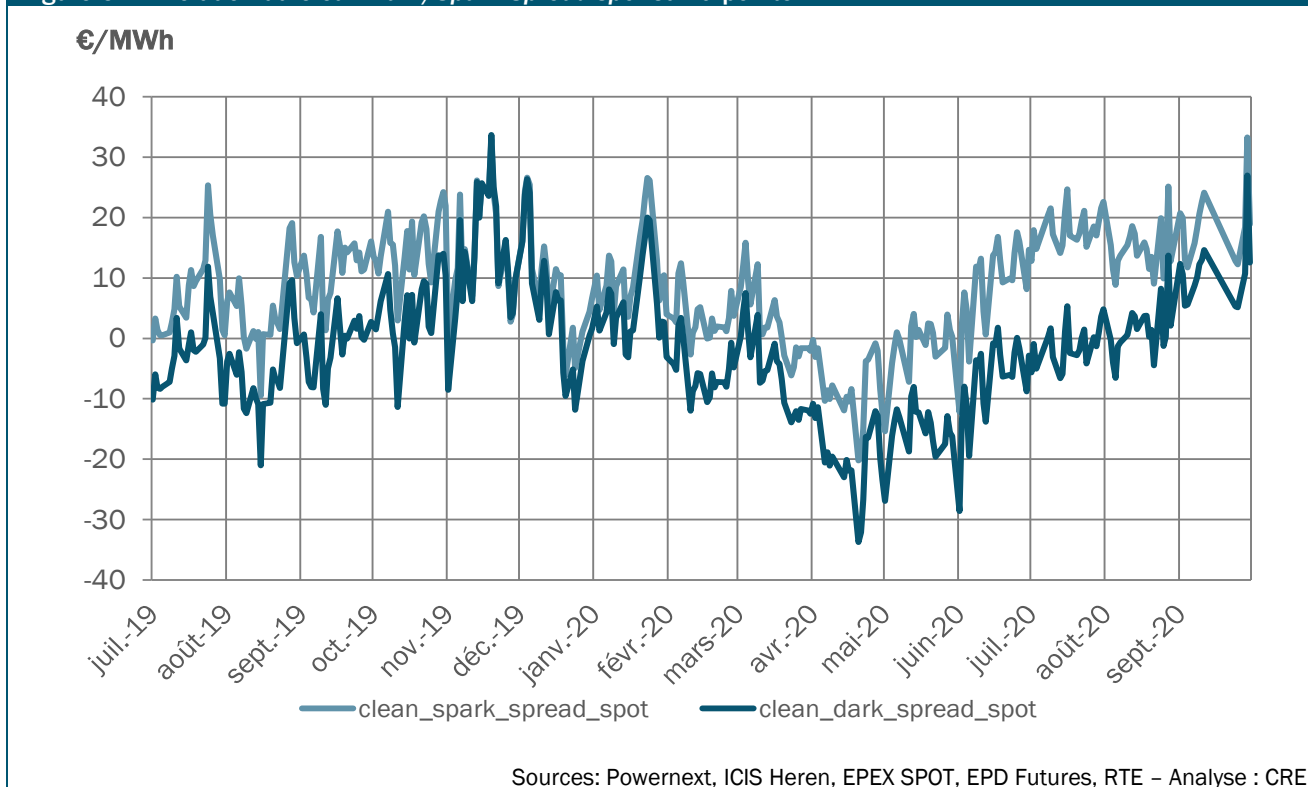
Prix EUA en
€/tCO2



Source : ECX – Analyse : CRE

2. CLEAN SPARK SPREAD ET CLEAN DARK SPREAD¹²

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



¹² 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 CO₂ 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

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

- 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 CO₂ (€/MWh)
- α inclut le pouvoir calorifique et le rendement charbon**
- β le facteur d'émission charbon***

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

- 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 CO₂ (€/MWh)
- γ le rendement gaz****
- δ 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 CO₂ 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.

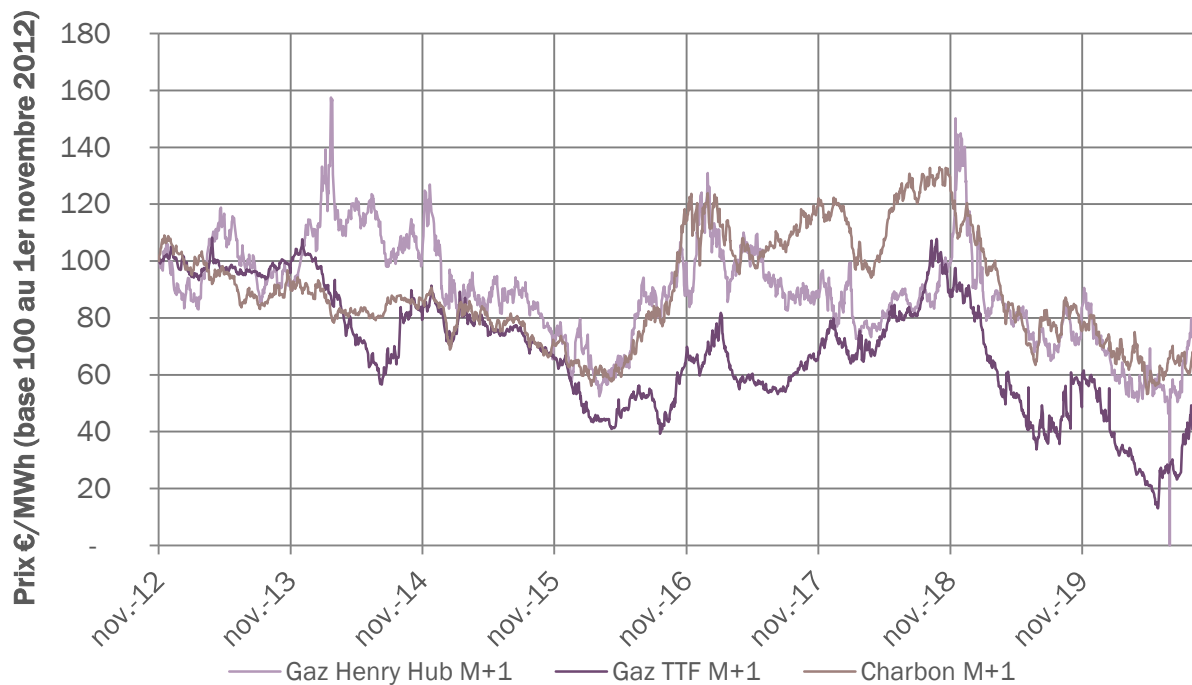
*** Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO₂/MWh pour les centrales à charbon.

**** 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 CO₂/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)



Sources : ICIS Heren, EEX – Analyse : CRE

GLOSSAIRE

GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

Bourses de l'électricité actives en France :

- **EPEX SPOT** (www.epexspot.com)
- **EEX** : European Energy Exchange (www.eex.com).
- **Nord Pool** (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)
- **EEX** : European Energy Exchange (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 CO₂

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 CO₂ 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 : Taux de disponibilité 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 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 intermédiaire pour les produits mensuels et trimestriels	43
Figure 47 : Volumes trimestriels de transactions sur le marché de gros intermédiaire 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