

6 décembre 2022

Gaz naturel : quels risques pour l'approvisionnement de l'Union européenne ?



**THE SHIFT
PROJECT**

pour la



avec le soutien du **BRGM**

& de **RTE**

Résumé et conclusions

L'Union européenne (UE) risque de rester exposée à une compétition sévère d'approvisionnement entre pays importateurs de gaz naturel, voire à des déficits chroniques sur le marché mondial du Gaz naturel liquéfié (GNL) à court, moyen et long termes.

Cette situation résulte de l'incertitude pesant aujourd'hui sur l'**avenir des contrats d'importation de gaz russe**. Elle découle aussi de près de **deux décennies de déclin de la production gazière en Europe de l'Ouest**, et du retard tout aussi ancien pris dans la mise en œuvre des **objectifs climatiques** de sortie des énergies fossiles.

Transformer son économie pour la rendre sobre en énergie et en matière, ou bien demeurer dans une position d'extrême vulnérabilité face à l'évolution géopolitique et écologique du continent : telle est l'alternative face à laquelle se trouve l'Europe, conclut le Shift Project au terme de la présente analyse de risque, conduite sous l'égide du ministère des Armées, avec le soutien du Bureau de recherches géologiques et minières et de Réseau transport d'électricité.

Appréciation de la fragilité de la situation des approvisionnements gaziers futurs de l'UE

L'analyse des risques d'approvisionnement gaziers pour l'UE produite par le Shift Project, groupe de réflexion français sur la transition énergétique, s'appuie sur les données datées de novembre 2022 fournies par la société d'intelligence économique norvégienne Rystad Energy.

Nous avons comparé **l'évolution supposée de la demande de l'UE** avec **la part de cette demande susceptible d'être couverte par sa production domestique future**, ainsi que par **des contrats d'importations à moyen et long terme (> 1 à 2 ans) existants ou probables**.

Nous avons cherché à apprécier la fragilité de cette situation d'approvisionnement.

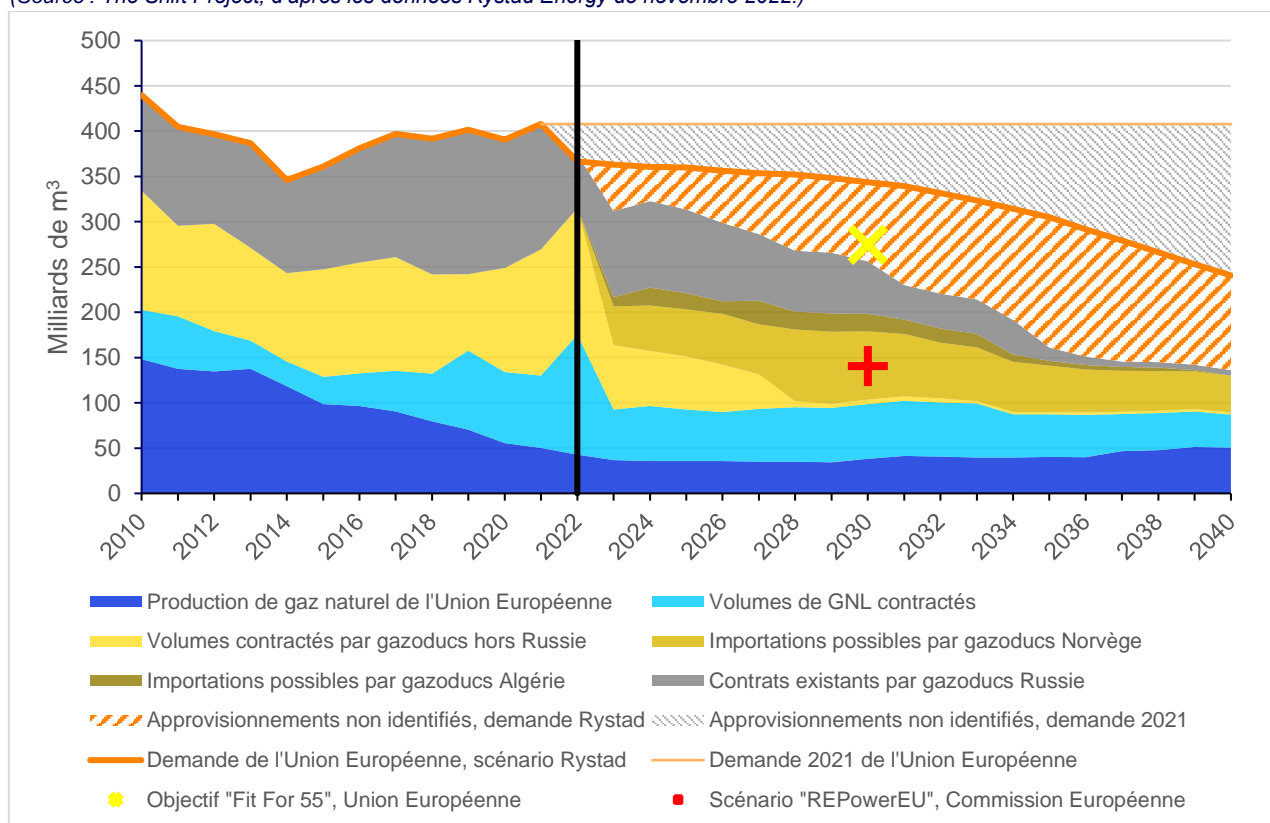
*NB. Il est normal qu'une part significative de la demande future ne soit pas encore couverte par des contrats existants. D'ordinaire, à tout instant, **autour d'un tiers de la demande est fournie par des contrats spot et court terme (< 1 à 2 ans)**, contrats dont les **prix sont très sensibles aux fluctuations de l'équilibre immédiat entre offre et demande**. Les données prospectives de Rystad Energy, par définition, répertorient peu de contrats de court terme déjà existants. Mais elles fournissent des hypothèses de volumes de productions futures susceptibles d'être contractés, pour livraison à court ou long terme.*

A l'heure actuelle, en cas d'arrêt durable des approvisionnements russes, la part des approvisionnements non-identifiés atteindrait en 2025 pas moins de 40 % de la demande de l'UE prévue par Rystad Energy à cette date : de l'ordre de 140 Gm³ par an, soit un peu plus que les exportations totales du Qatar, premier exportateur mondial en 2021.

Si les volumes d'approvisionnements russes étaient rapidement rétablis au niveau prévu par les contrats existants, et si d'autre part la demande de l'UE diminuait fortement, mais moins vite cependant que d'après ses objectifs climatiques, 12 % des sources d'approvisionnement de l'UE resteraient pour l'heure non-identifiées à l'horizon 2025, 25 % à l'horizon 2030 et 50 % à l'horizon 2035. Avec les mêmes volumes russes, si la demande de l'UE devait se maintenir à son niveau de 2021, la proportion des approvisionnements non-identifiés atteindrait alors un quart de cette demande en 2025, puis plus d'un tiers en 2030.

Si les pays de l'Union européenne parviennent à tenir leurs engagements climatiques pris dans le cadre du plan « Fit for 55 », ils peuvent réduire considérablement leur exposition face à un défaut partiel ou total des approvisionnements russes.

Figure 1. Comparaison entre la demande de l'UE et ses approvisionnements sur la période 2010-2040.
(Source : The Shift Project, d'après les données Rystad Energy de novembre 2022.)¹



Pour définir les volumes d'approvisionnement futurs non-identifiés, nous avons fait la somme de l'estimation de la production à venir de l'UE, de ses contrats d'importation existants et de volumes susceptibles d'être contractés auprès de la Norvège et de l'Algérie, via gazoduc. L'écart entre cette somme de sources identifiées et l'évolution supposée de la demande de l'UE fournit l'estimation des sources d'approvisionnement non-identifiés.

¹ Sauf mention particulière, l'ensemble des graphiques présentés dans ce rapport ont été construits par The Shift Project en se fondant sur les données de novembre 2022 fournies par la société norvégienne d'intelligence économique Rystad Energy. Les volumes de gaz sont donnés en milliard de m³. Pour une quantité de gaz donnée, cette unité correspond au volume qu'occuperait celle-ci à 15°C et à pression atmosphérique.

L'UE est massivement importatrice de gaz naturel, avec environ 70 % de ses approvisionnements venant jusqu'ici par gazoduc d'essentiellement trois pays, par ordre d'importance : la Russie, la Norvège et l'Algérie.

Ainsi, **les volumes non-identifiés d'approvisionnement** que nous avons estimés sont **susceptibles d'être fournis soit grâce à de futurs contrats sur le marché mondial du GNL** livré par navire méthanier, soit grâce à une hypothétique normalisation des relations avec la Russie.

Nous avons dans un second temps comparé les volumes non-identifiés d'approvisionnement pour l'UE et pour le reste du monde à une estimation des **volumes d'exportation de GNL susceptibles d'être contractés** : voir plus bas, Figure 2. Cette comparaison offre, en ordre de grandeur un **reflet des niveaux de tension plausible sur le marché mondial du GNL à court, moyen et long terme**, hors normalisation avec la Russie.

Meilleure couverture contractuelle de la demande chinoise – Spectre de guerres économiques pour les approvisionnements

L'Asie et l'Europe (hors Russie) sont, à égalité aujourd'hui, les deux plus gros importateurs mondiaux de gaz naturel. En forte croissance depuis deux décennies, la demande de la Chine devrait continuer à croître au même rythme dans les années futures.

L'essor plausible, au cours de cette décennie, de nouveaux besoins massifs ailleurs en Asie (Inde, Pakistan, Thaïlande, Bangladesh, Indonésie,...) accroîtrait fortement la demande mondiale de GNL.

La couverture par des contrats à long termes existants de la demande future de la Chine escomptée par Rystad Energy apparaît sensiblement plus confortable que celle de l'UE.

Tableau 1. Taux de couverture par des contrats d'approvisionnement existants (gazoduc ou GNL) de la demande de gaz attendue par Rystad Energy.

	2025	2030	2035	2040
UE avec contrats russes (et avec plausibles nouveaux contrats par gazoduc avec la Norvège et l'Algérie)	87 %	75 %	53 %	57%
UE sans contrats russes (et avec plausibles nouveaux contrats par gazoduc avec la Norvège et l'Algérie)	61 %	58 %	48 %	54 %
Chine	100 %	85 %	70 %	63 %
Asie de l'Est	95 %	80 %	63 %	52 %

Dans un marché où l'offre est sous tension, plus un importateur doit recourir à des contrats à court terme, plus il s'expose à des prix élevés et volatils.

Le développement d'une vive concurrence d'approvisionnement sur le marché du GNL est à redouter entre l'Europe de l'Ouest et l'Est de l'Asie d'une part, entre ces deux régions et les pays en développement importateurs d'autre part, et enfin à l'intérieur même de l'Union européenne. Cette concurrence d'approvisionnement tous azimuts entre pays importateurs apparaît déjà très vive ; des économies vulnérables du Sud de l'Europe et de l'Asie la subissent dès à présent.

Il faut à ce titre rappeler que l'envolée des cours du gaz qui marque le début de la crise énergétique actuelle n'aura pas débuté en février-mars 2022 avec l'invasion de l'Ukraine par la Russie, mais au début de l'automne 2021, lors de la reprise de la demande mondiale au sortir de

la crise du COVID. Moscou a pu saisir l'opportunité de cette tension structurelle pour mettre en œuvre sa tactique de pression sur l'Europe.

Les tensions d'approvisionnement risquent de s'aggraver, compte tenu de la croissance attendue des besoins asiatiques d'importations d'une part, et de la lenteur dans la mise en œuvre des objectifs européens de sortie des énergies fossiles d'autre part. Ce risque semble confirmer l'avènement d'un **régime géostratégique s'exerçant de façon systématique sous contraintes de disponibilité en énergie et en matière**. Un régime redoutable pour les puissances importatrices.

Possible déficit structurel sur le marché mondial du GNL

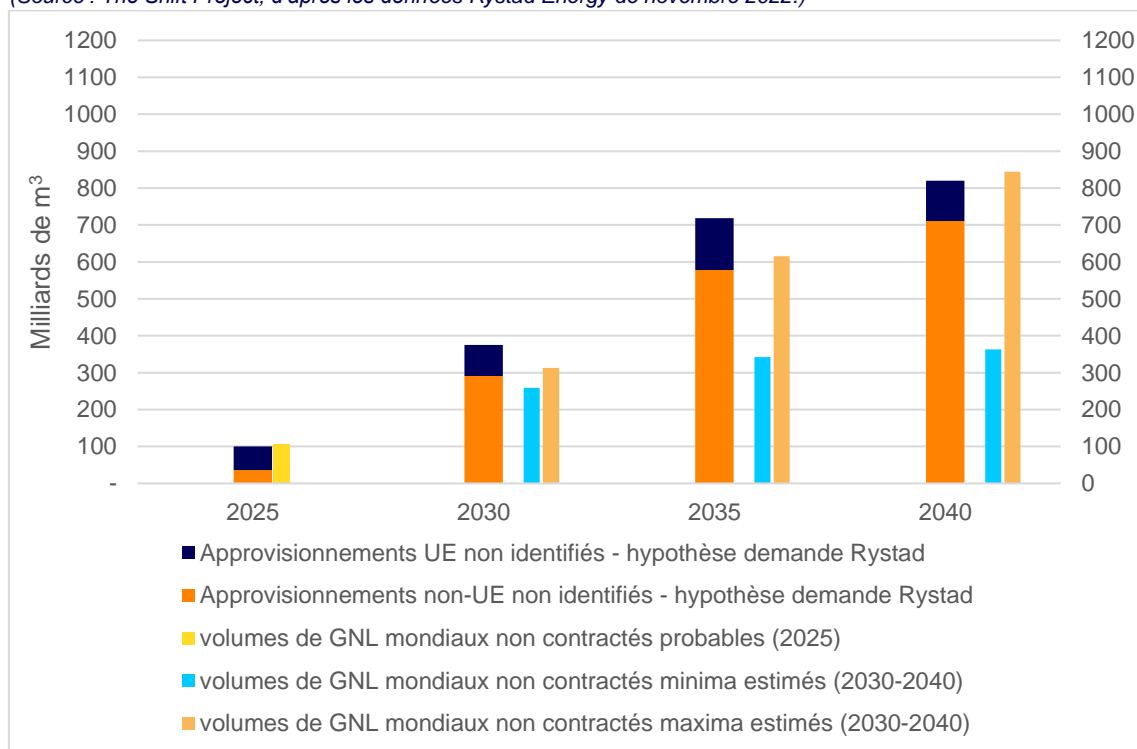
La confrontation de notre estimation des volumes d'approvisionnements mondiaux non-identifiés (UE et hors UE) avec des volumes d'exportations futures de GNL susceptibles d'être contractés fait apparaître **une situation très précaire sur le marché mondial de GNL à l'horizon 2025**, puis un **possible net décalage entre offre accessible et demande aujourd'hui escomptée**.

En cas d'arrêt durable des livraisons russes à l'UE, la demande mondiale de GNL risque de subir des déficits d'approvisionnement endémiques et sévères.

Dans l'hypothèse d'une limitation des exportations de la Russie vers l'UE aux seuls volumes prévus par les contrats existants, l'équilibre global potentiellement tout juste atteint sur le marché GNL à l'horizon 2025 peut aisément aboutir à des déficits chroniques, par exemple en cas d'hiver rigoureux en Europe de l'Ouest et en Asie, ou encore en cas d'été sec au Brésil. Au surplus, compte tenu de la **mise hors service sine die des gazoducs Nord Stream 1 & 2**, cette hypothèse de respect des volumes prévus risque d'être déjà **partiellement hors d'atteinte à l'horizon 2025**.

Figure 2. Comparaison entre les approvisionnements futurs non identifiés de l'UE et hors UE, et les volumes mondiaux de GNL non contractés, sous hypothèses de respect du volume des contrats existants entre Russie et UE, et d'évolution de la demande conforme au scénario Rystad Energy.

(Source : The Shift Project, d'après les données Rystad Energy de novembre 2022.)



Brouillard de la guerre & incertitudes afférentes – Réussir la décarbonation : planifier un effort de paix

Nous avons cherché à décrire les contours d'un risque, non à prédire l'avenir. D'évidence, d'immenses incertitudes découlent de l'évolution possible de la situation en Ukraine d'une part, et des relations entre la Russie et l'UE d'autre part. La photographie instantanée prise ici contient de multiples zones d'ombre ; elle vaut tout autant par sa partie visible que par sa partie « hors champ ».

La toute première zone d'incertitude réside bien sûr dans l'**avenir des approvisionnements gaziers russes**, avec le point d'interrogation central du **respect des volumes d'approvisionnement prévus par les contrats en cours**. La situation début décembre 2022 fait nettement pencher la balance du côté de l'hypothèse de la non-livraison au cours des prochaines années d'une portion substantielle des volumes contractés entre la Russie et l'UE.

Cette observation débouche sur la deuxième zone incertitude : l'**ampleur des destructions de demande en gaz naturel – subies ou délibérées** – au sein des économies européennes. Une large part du modèle industriel et économique de l'UE a reposé jusqu'ici sur les vastes capacités russes d'exportation de gaz naturel, et sur la modicité du prix de celui-ci. Ce modèle s'est effondré lors de l'invasion de l'Ukraine en février 2022, peut-être de manière irrémédiable.

L'**évolution des prix du gaz** sera à cet égard entre autres un paramètre décisif mais hautement incertain. Compte tenu des tendances présentes sur les contrats à terme, Rystad Energy, comme d'autres sources de référence, table sur des prix en Europe de l'Ouest se maintenant aux niveaux hors norme actuels jusqu'en 2024, avant un reflux partiel vers 2025. Au-delà de cette date, ces hypothèses de prix intègrent une perpétuation, sur les contrats à long terme, du fort désavantage que constituent les prix du gaz en Europe vis-à-vis des Etats-Unis².

L'**évolution des prix sur les contrats spot et court terme**, erratique par essence, promet d'être tributaire de l'ampleur de la **part non couvertes par des contrats à long terme** des demandes ouest-européennes et asiatiques, et des **solvabilités** absolues et relatives de ces dernières.

La **nature des possibles destructions de demande** induites en Europe est tout aussi inconnue que leur ampleur. Les **mauvais signes** fournis par l'actualité sont non moins nombreux et significatifs que les bons. Des pans entiers de l'industrie européenne et de nombreuses activités artisanales sont menacés. On assiste à de fortes poussées de la demande – souvent insatisfaite – de travaux d'isolation ou d'installation de pompes à chaleur, en même temps qu'à des recours accrus au fioul et au charbon. Dans pareil contexte, hélas, apparaît des plus secondaires la question des **émissions de gaz à effet de serre « importées » par GNL** (l'acheminement du GNL étant souvent plus émissif que le transport par gazoduc, à condition que ce dernier ne fuit pas ; le contraire étant fréquent en Russie).

L'**évolution de la production de gaz naturel à court, moyen et long terme** constitue une autre zone majeure d'incertitude à date. Rystad Energy a accru sensiblement certains de ses pronostics de production depuis le début de l'envolée des prix du gaz. De nouvelles découvertes

² Aperçu des hypothèses de prix sous-jacentes aux projections fournies par Rystad Energy (contrats long terme, US\$ / MMBtu) :

TTF, prix de référence Europe continentale

2023 \$51 ; 2024 \$26 ; 2025 \$12 ; 2026 \$9 ; 2027 \$9 ; 2028 \$9 ; 2029 \$10 ; 2030 \$11 ; 2035 \$12 ; 2040 \$14

Henry Hub, prix de référence Etats-Unis

2023 \$5 ; 2024 \$3,5 ; 2025 \$3,5 ; 2026 \$4 ; 2027 \$4,5 ; 2028 \$5 ; 2029 \$5,5 ; 2030 \$6 ; 2035 \$7 ; 2040 \$7,5

East Asia LNG prices, prix de référence Asie de l'Est

2023 \$25 ; 2024 \$16 ; 2025 \$13 ; 2026 \$11 ; 2027 \$10 ; 2028 \$10 ; 2029 \$10 ; 2030 \$10 ; 2035 \$12 ; 2040 \$14

et de nouveaux projets se matérialiseront sans nul doute, allant peut-être au-delà des hypothèses qu'intègre déjà Rystad Energy dans ses projections, prises en compte dans la présente étude.

La moitié de la production mondiale de gaz naturel conventionnel apparaît être aujourd'hui « mature », et se trouve de ce fait par définition vouée au déclin. Cette production conventionnelle semble être **depuis 2010 sur un plateau ondulant, faiblement croissant.**

Par conséquent, les producteurs de gaz « de schiste » et les grands producteurs de réserves de gaz conventionnel non-matures joueront un rôle décisif pour répondre à une demande mondiale croissante. Ainsi, **les Etats-Unis et le Qatar pourraient occuper des positions de plus en plus maîtresses** sur le marché mondial du GNL.

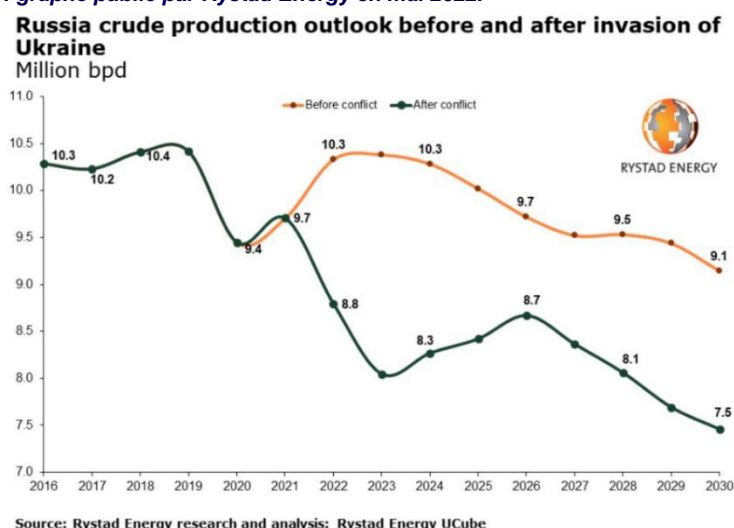
Concernant le **risque de déficit que nous avons identifié sur le marché GNL**, le développement des **capacités de production** apparaît comme la variable de premier ordre déterminant les volumes futurs disponibles à l'export, le développement des **infrastructures de liquéfaction** semblant être une variable de second ordre.

La capacité des pays de l'UE à développer des **infrastructures de regazéification** adéquates pour répondre aux besoins d'importation en GNL risque de demeurer un facteur d'incertitude jusqu'en 2025 au moins. Des problèmes de disponibilité en **méthaniers**, en **capacités de stockage** puis d'**acheminement après regazéification** peuvent engendrer de nombreux goulots d'étranglement, dont l'identification échappe au champ de l'étude.

Enfin, l'**avenir du développement des capacités de production et d'exportation gazières de la Russie** est en lui-même une source d'incertitude, compte tenu du désengagement des investisseurs et des sociétés techniques occidentales.

Dans le domaine connexe de la sécurité des approvisionnements en pétrole de l'UE³, la capacité de celle-ci à **mettre en œuvre de manière rigoureuse le boycott annoncé du pétrole russe reste aujourd'hui douteuse**. Réciproquement, **un fort déclin des capacités de production pétrolières vieillissantes de la Russie doit être redouté**, d'après Rystad Energy, à nouveau du fait du désengagement actuellement en cours des entreprises et investisseurs occidentaux.

Figure 3. Scénario d'évolution de la production de pétrole brut de la Russie, premier fournisseur de l'UE, avant et après la guerre : graphe publié par Rystad Energy en mai 2022.



³ Voir par ailleurs sur ce sujet les deux précédentes études réalisées par le Shift Project sous l'égide de la DGRIS du ministère des Armées : [« Pétrole : quels risques pour les approvisionnements de l'Europe ? »](#), Mai 2021 ; [« L'Union européenne risque de subir des contraintes fortes sur les approvisionnements pétroliers d'ici à 2030 – Analyse prospective prudentielle »](#), Juin 2020.

La transformation vers une économie européenne sobre en énergie et en matière, en phase avec le développement massif mais nécessairement contraint de sources d'énergie bas-carbone compétitives, apparaît comme un enjeu existentiel pour l'Union européenne, face à l'ampleur des risques et des incertitudes que cumule notre situation précaire⁴.

⁴ Pour la France, voir : The Shift Project, *Climat, crises : le plan de transformation de l'économie française*, Odile Jacob, 2022 ; voir aussi : <http://ilnousfautunplan.fr>.

Comité de rédaction

Auteurs :

Matthieu AUZANNEAU, directeur, The Shift Project
Guillaume SCHNEIDER, analyste, The Shift Project
Emma STOKKING, cheffe de projet, The Shift Project

Le contenu et les conclusions de cette étude n'engagent que The Shift Project.

Conseiller :

Olivier RECH

Parmi les relecteurs

Marc BLAIZOT
Maxence CORDIEZ
Maxime GERARDIN

Avec également nos remerciements à **Thomas PELLERIN-CARLIN** et aux autres personnes qui ont fait bénéficier cette étude de conseils avisés.

Etude destinée à la



soutenue par

le **BRGM**, Bureau de recherches géologiques et minières

et

RTE, Réseau transport d'électricité

Liste des abréviations

E&P	Exploration et production	GES	Gaz à effet de serre
FID	<i>Final investment decision</i>	GNL	Gaz naturel liquéfié
Gm ³	Milliards de mètres cubes	UE	Union européenne

Table des matières

RÉSUMÉ ET CONCLUSIONS	1
Comité de rédaction	8
Liste des abréviations.....	8
Table des matières.....	9
Table des figures	10
1. ÉTAT DES LIEUX DE L'APPROVISIONNEMENT GAZIER DE L'UNION EUROPEENNE	11
I. Demande de l'Union européenne	11
II. Le déclin de la production européenne hors Russie	13
III. Incertitudes concernant la production russe	16
IV. Les contrats d'approvisionnement de l'Union européenne	18
A. Importations contractées par gazoduc, hors Russie	19
B. Importations contractées par GNL.....	21
C. Capacités de regazéification	22
2. L'ASIE, NOUVEAU PREMIER IMPORTATEUR MONDIAL	23
I. Les approvisionnements de la Chine mieux sécurisés	25
II. Une production chinoise soutenue par le gaz de schiste	26
III. Les contrats de l'Asie de l'Est majoritairement orientés sur le GNL	27
3. POSSIBLE DEFICIT STRUCTUREL SUR LE MARCHÉ MONDIAL DU GNL	29
I. Estimation des volumes mondiaux de GNL non contractés	29
II. Evaluation des déficits possibles à moyen et long terme, selon le scénario de demande de Rystad Energy	31
A. Hypothèse de limitation des exports de la Russie vers l'UE aux seuls volumes déjà contractés.....	32
B. Hypothèse d'arrêt des approvisionnements russes destinés à l'UE.....	33
4. PERSPECTIVES POUR LE GAZ DE SCHISTE, RELAIS AU PLATEAU DU GAZ CONVENTIONNEL	34
ANNEXES	38

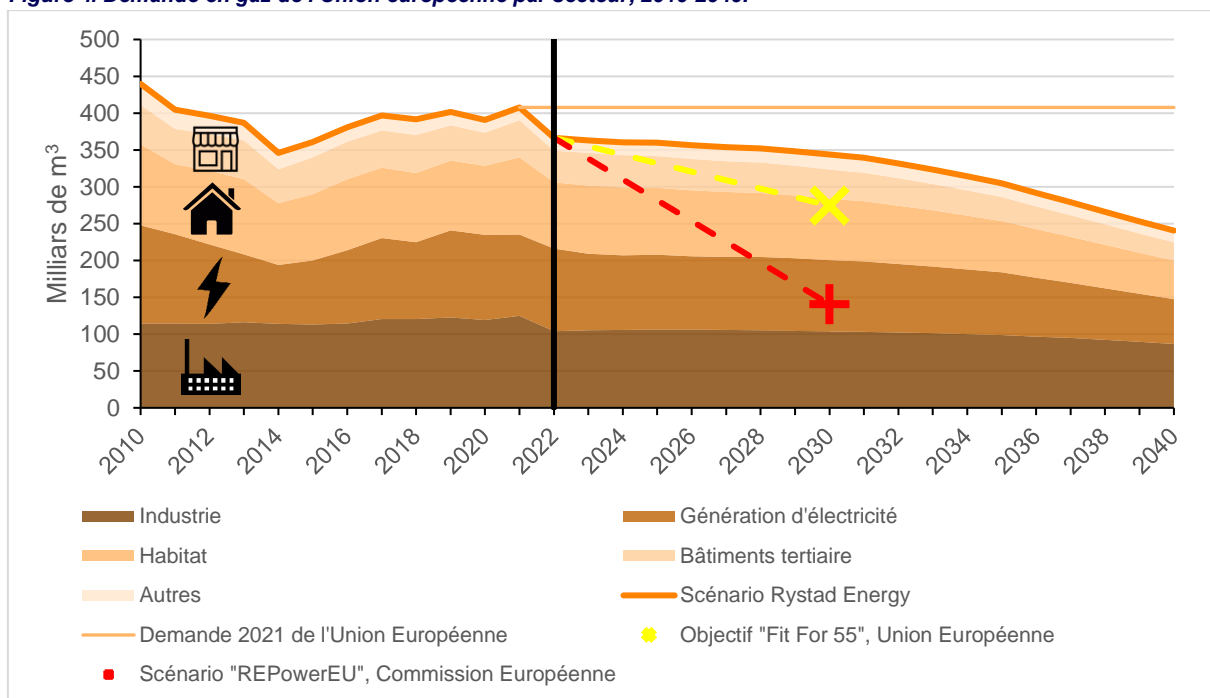
Table des figures

Figure 1. Comparaison entre la demande de l'UE et ses approvisionnements sur la période 2010-2040. ...	2
Figure 2. Comparaison entre les approvisionnements futurs non identifiés de l'UE et hors UE, et les volumes mondiaux de GNL non contractés, sous hypothèses de respect du volume des contrats existants entre Russie et UE, et d'évolution de la demande conforme au scénario Rystad Energy.....	4
Figure 3. Scénario d'évolution de la production de pétrole brut de la Russie, premier fournisseur de l'UE, avant et après la guerre : graphe publié par Rystad Energy en mai 2022.	6
Figure 4. Demande en gaz de l'Union européenne par secteur, 2010-2040.....	11
Figure 5. Production en gaz de l'Europe, hors Russie, 1990-2040.....	13
Figure 6. Production de gaz en Norvège par degré de maturité, 1990-2040.....	14
Figure 7. Production de gaz en Norvège par zone d'exploitation, 1990-2040.....	14
Figure 8. Production de gaz à Chypre par degré de maturité, 2028-2040.....	15
Figure 9. Production de gaz en Russie par degré de maturité, 1990-2040.....	16
Figure 10. Production de gaz en Russie par zone d'exploitation, 1990-2040.....	16
Figure 1. Comparaison entre la demande de l'UE et ses approvisionnements sur la période 2010-2040. .	18
Figure 11. Volumes des contrats gazoduc de l'UE, par pays exportateur hors Russie, 2010-2040.....	19
Figure 12. Production de l'Algérie par degré de maturité, 1990-2040.....	20
Figure 13. Volumes de GNL contractés par l'Union européenne, 2010-2040.....	21
Figure 14. Capacités de regazéification de l'Union Européenne et importations de GNL, 2010-2040.....	22
Figure 15. Importations nettes de gaz par continents importateurs, 2010-2040.....	23
Figure 16. Demande en gaz de l'Asie et de l'UE, 2000-2040.....	24
Figure 17. Importations en GNL de l'Asie et de l'UE, 2000-2040.....	24
Figure 18. Comparaison entre la demande de l'Asie de l'Est et ses approvisionnements, 2010-2040.....	25
Figure 19. Production de gaz en Chine par type de gaz, 2010-2040.....	26
Figure 20. Contrats d'importation de gaz de l'Asie de l'Est, 2010-2040.....	27
Figure 21. Volumes contractés et prévisions d'importation de la Chine en provenance de Russie par gazoduc, 2018-2030.....	28
Figure 2. Comparaison entre les approvisionnements futurs non identifiés de l'UE et hors UE, et les volumes mondiaux de GNL non contractés, sous hypothèses de respect du volume des contrats existants entre Russie et UE, et d'évolution de la demande conforme au scénario Rystad Energy.....	32
Figure 22. Comparaison entre les approvisionnements futurs non identifiés de l'UE et hors UE, et les volumes mondiaux de GNL non contractés, sous hypothèses d'arrêt des approvisionnements russes vers l'UE, et d'évolution de la demande conforme au scénario Rystad Energy.....	33
Figure 23. Production mondiale de gaz par type de gaz, 1990-2050.....	34
Figure 24. Production mondiale de gaz conventionnel, 1990-2050.....	35
Figure 25. Production de gaz naturel aux Etats-Unis par type de gaz, 1990-2050.....	35
Figure 26. Production de gaz aux Etats-Unis par niveau de maturité, 1990-2050.....	36
Figure 27. Production de gaz non conventionnel par pays producteur, 1990-2050.....	36
Figure 28. Comparaison entre les approvisionnements futurs non identifiés de l'UE et hors UE, et les volumes mondiaux de GNL non contractés, sous hypothèses de respect du volume des contrats existants entre Russie et UE, et de demande de l'UE constante et égale à celle de 2021.....	38
Figure 29. Comparaison entre les approvisionnements futurs non identifiés de l'UE et hors UE, et les volumes mondiaux de GNL non contractés, sous hypothèses d'arrêt des approvisionnements russes vers l'UE, et de demande de l'UE constante et égale à celle de 2021.....	39

1. État des lieux de l'approvisionnement gazier de l'Union européenne

I. Demande de l'Union européenne

Figure 4. Demande en gaz de l'Union européenne par secteur, 2010-2040.



La consommation de gaz de l'UE se situe en 2022 autour de **366 milliards de m³** (Gm³). Elle se répartie principalement en quatre secteurs : l'industrie, la génération d'électricité, l'habitat et les bâtiments non résidentiels.

La consommation de gaz de l'UE est globalement stable depuis 2010 (la baisse observée en 2022 correspond à la diminution des livraisons de gaz par la Russie suite à l'invasion de l'Ukraine).

Plusieurs tendances émergent concernant la demande de gaz de l'UE sur la période 2023-2050, avec des estimations pour 2030 variant du simple au double :

- **Le plan « Fit for 55 »** : ce paquet de 13 réglementations et directives initialement présenté par la Commission européenne en juillet 2021 prévoit de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'UE de 55 % d'ici 2030 par rapport à 1990. Concernant

la consommation de gaz, l'ensemble des mesures prévoit une réduction de 30 % en 2030 par rapport à 2020, soit **une réduction de 116 Gm³ et une consommation de 274 Gm³ en 2030.**

- **Le scénario « REPowerEU »** : cet ensemble de propositions présenté par la Commission européenne en mai 2022 réhausse l'ambition du paquet « Fit for 55 » afin de permettre à l'UE de se passer rapidement du gaz et du pétrole russe. Concernant la consommation de gaz fossile, ce plan propose une série de leviers non contraignants qui permettraient **une réduction de 250 Gm³ pour atteindre une consommation de 140 Gm³ en 2030.**

Tableau 2. Répartition des réductions supplémentaires de consommation de gaz fossile d'ici 2030 selon le Plan REPowerEU (venant s'ajouter aux réductions prévues dans le cadre de Fit for 55)⁵

	(en Gm ³)
Mesures Fit for 55 (30 % de réduction par rapport à la consommation de 2020)	116
Recours au charbon	24
Recours au nucléaire	7
Report vers d'autres sources d'énergie dans les secteurs résidentiels et tertiaires	9
Recours à la biomasse	1
Efficacité énergétique et pompes à chaleur	37
Recours au biométhane	17
Réduction de la consommation de gaz dans l'industrie	12
Recours à l'hydrogène	27

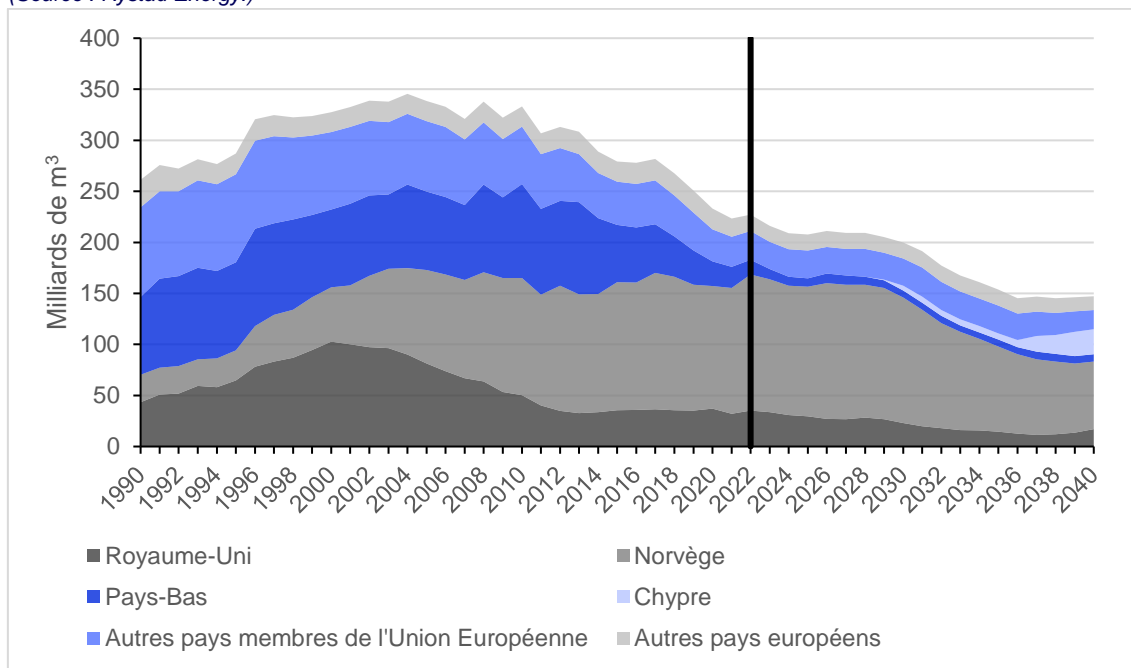
- **Le scénario d'évolution de la demande de l'UE de Rystad Energy tient compte des incertitudes quant à l'évolution du mix énergétique** pour la production d'électricité et de chaleur, ainsi que dans l'industrie, en dépit des objectifs européens de décarbonation. Le gaz reste la principale ou l'une des principales sources de chauffage dans les foyers de nombreux pays européens, comme en Allemagne, aux Pays-Bas et en France. **Rystad Energy relève que peu de pays européens ont fixé des objectifs clairs en matière d'électrification du secteur résidentiel**, en particulier depuis la publication de REPower EU. **Rystad Energy juge que l'UE n'est pas susceptible d'atteindre les objectifs de Fit55 et REPowerEU** notamment pour le déploiement des pompes à chaleur et des énergies renouvelables, éventuellement pour la substitution de la demande en hydrogène, etc. **Rystad Energy estime en outre que de nombreux pays devraient en fait augmenter leur demande de gaz pour l'électricité à moyen terme**, et auront besoin de beaucoup de gaz à l'avenir. **La demande de l'Allemagne devrait augmenter à moyen terme, en raison du passage du charbon au gaz.** Rystad Energy table par conséquent sur une **consommation de l'ordre de 340 Gm³ en 2030, puis une baisse progressive jusqu'à 240 Gm³ en 2040.**

⁵ « [Commission staff working document - Implementing the REPowerEU action plan: investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets](#) », Commission Européenne, 18 mai 2022.

II. Le déclin de la production européenne hors Russie

Figure 5. Production en gaz de l'Europe, hors Russie, 1990-2040.

(Source : Rystad Energy.)



La production de l'Europe hors Russie est en déclin depuis le milieu des années 2000, malgré une production norvégienne en forte croissance au cours des trente dernières années.

La production domestique de l'UE représente 12 % de sa consommation en 2022.

Cette production domestique de l'UE 27 (hors Royaume-Uni) apparaît être en phase de déclin terminal, compte tenu de l'état des réserves et de la maturité⁶ de la production. Le premier facteur de ce déclin est le tarissement de nombreux champs en mer du Nord, un phénomène qui concerne également le Royaume-Uni, dont les extractions sont entrées en déclin en l'an 2000.

⁶ Un champ est dit « mature » lorsque plus de la moitié de ses réserves estimées récupérables ont été extraites. La production de ce champ est alors vouée à s'épuiser plus ou moins rapidement.

Figure 6. Production de gaz en Norvège par degré de maturité, 1990-2040

(Source : Rystad Energy.)

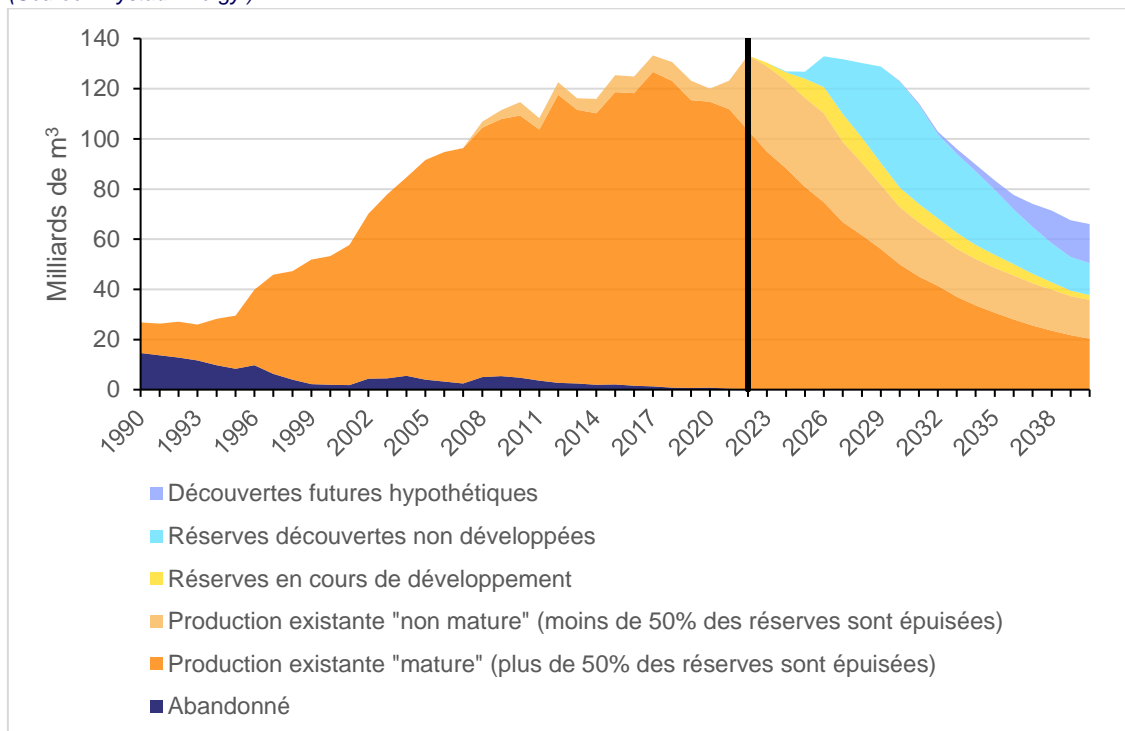
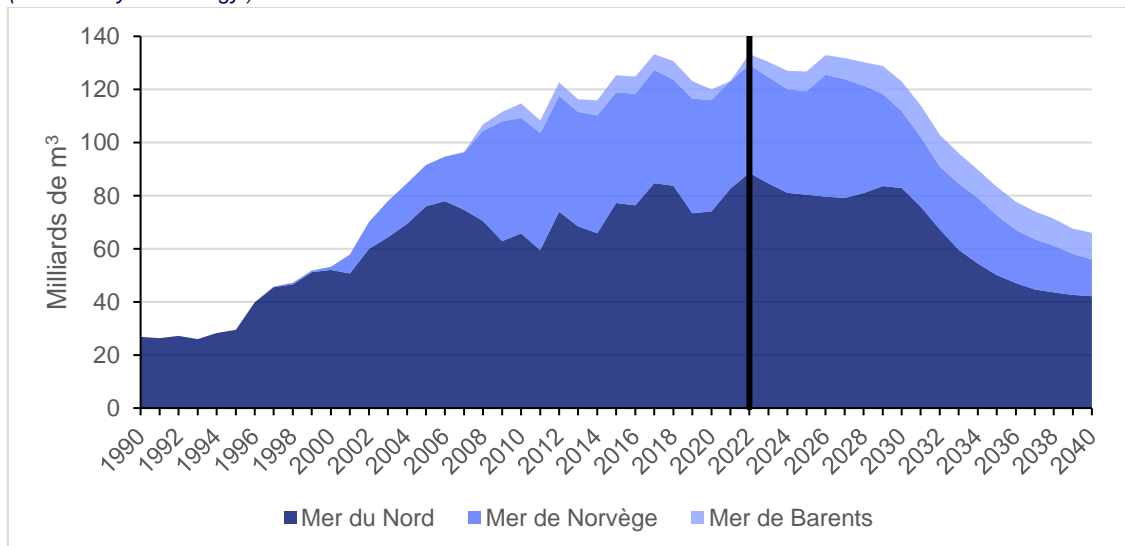


Figure 7. Production de gaz en Norvège par zone d'exploitation, 1990-2040

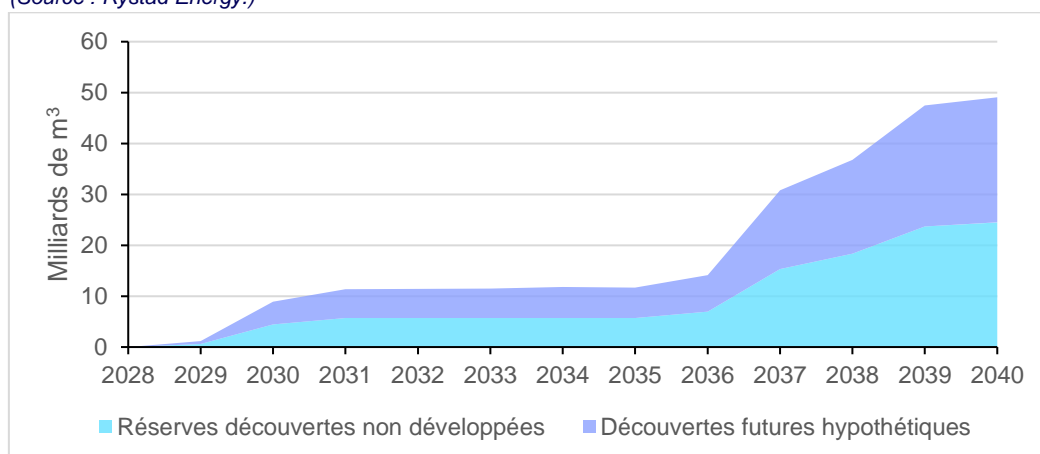
(Source : Rystad Energy.)



Le ralentissement d'ici à 2030 du déclin de la production européenne de gaz, hors Russie, apparaît **fondamentalement tributaire du succès de développements en cours ou envisagés de réserves situées dans les eaux territoriales de la Norvège**. Ces développements ne devraient pas suffire à empêcher un fort déclin de la production de la Norvège au cours la décennie 2030, compte tenu du degré de maturité du reste des sources d'extraction norvégiennes.

Figure 8. Production de gaz à Chypre par degré de maturité, 2028-2040.

(Source : Rystad Energy.)



Le déclin de la production européenne hors Russie pourrait être atténué au cours de la décennie 2030 par le développement de nouvelles réserves identifiées dans les eaux territoriales de la partie indépendante de l'île de Chypre.

Toutefois, le contrôle de ces eaux est contesté par la Turquie. Par ailleurs, la **proximité de pays fortement importateurs à l'est et au sud de l'île de Chypre** conduit à douter que le développement des réserves chypriotes puisse atténuer significativement les besoins d'importation de l'UE.

III. Incertitudes concernant la production russe

Figure 9. Production de gaz en Russie par degré de maturité, 1990-2040.
(Source : Rystad Energy.)

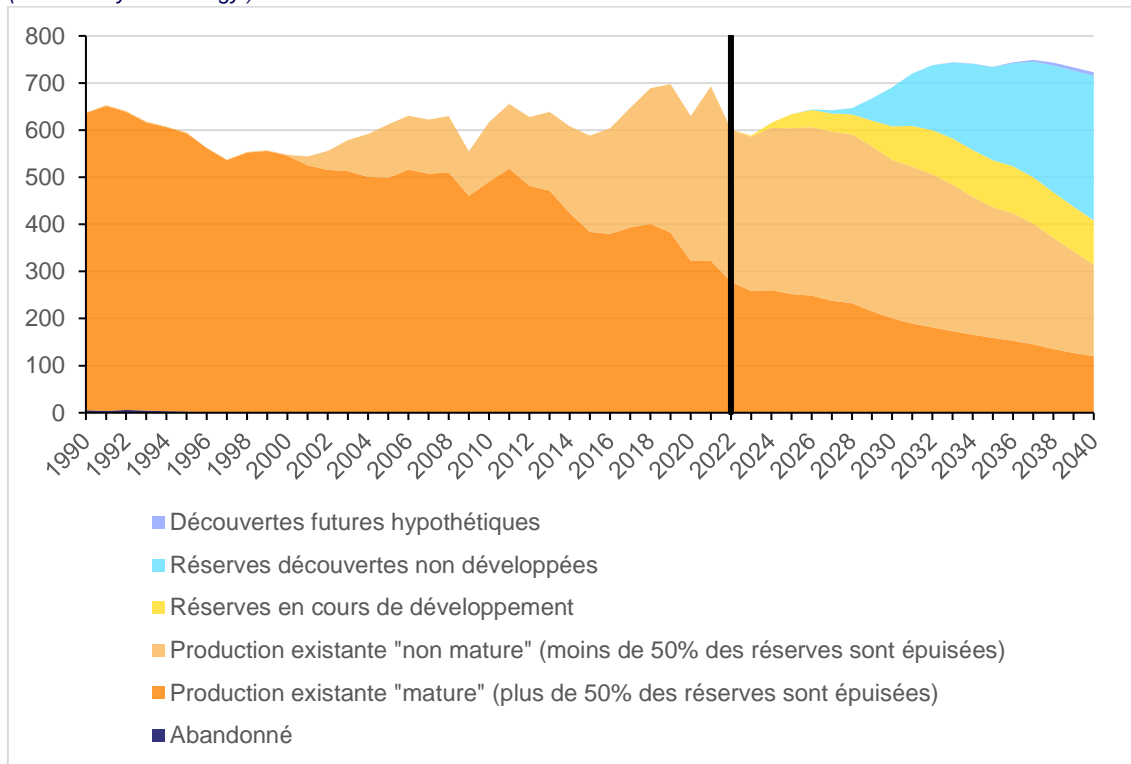
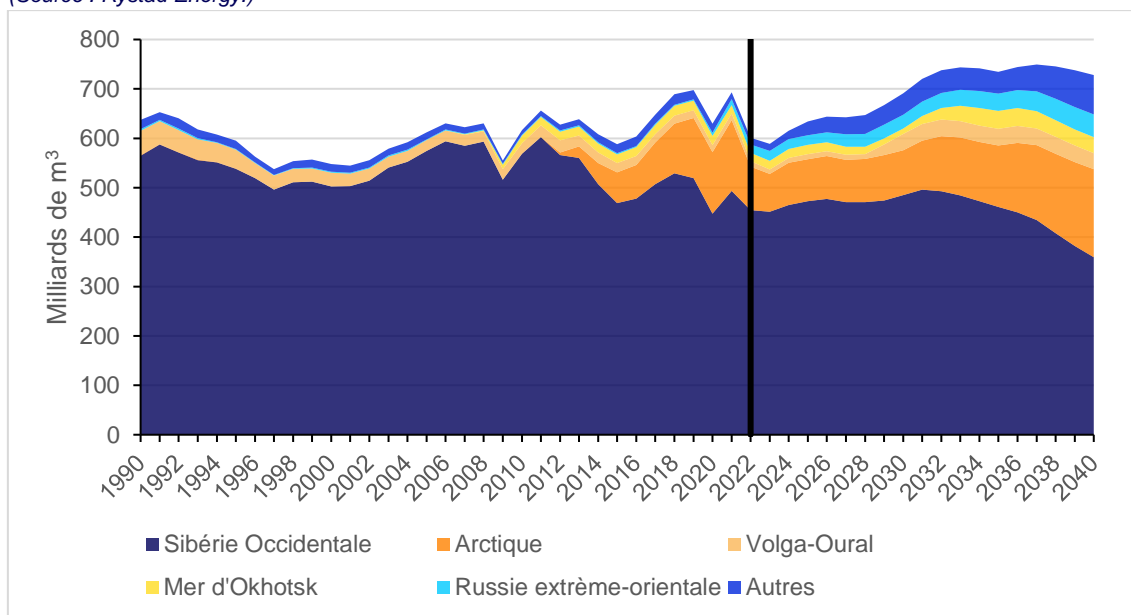


Figure 10. Production de gaz en Russie par zone d'exploitation, 1990-2040.
(Source : Rystad Energy.)



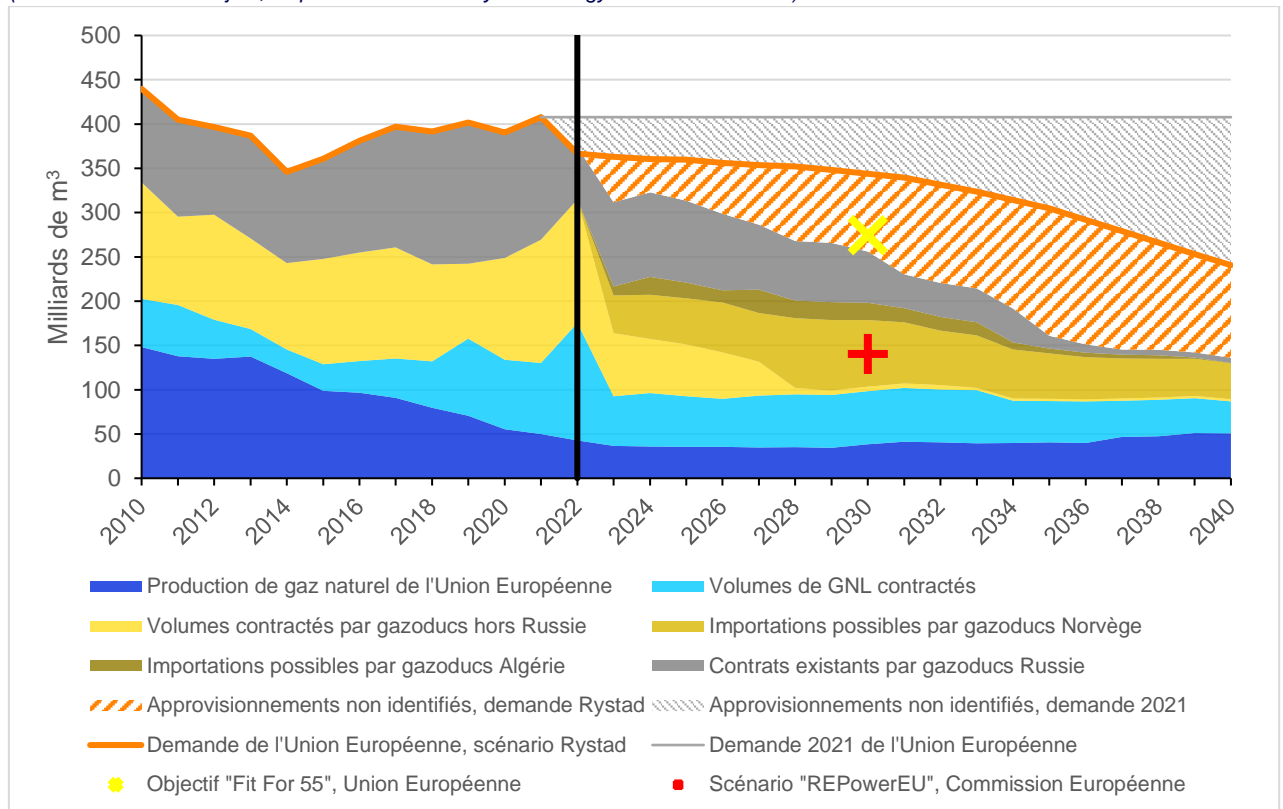
Près de la moitié de la production gazière russe est mature. Elle suit globalement un plateau fluctuant autour de 600 Gm³ depuis les années 1990. Le déclin de la production mature a jusqu'ici pu être compensé, notamment grâce au développement des réserves arctiques.

La capacité à mettre en production et à exporter en temps utiles les réserves découvertes mais non développées apparaît incertain, compte tenu du rôle majeur de l'expertise et des capitaux occidentaux dans le développement des projets récents, particulièrement techniques (péninsule de Yamal, notamment).

IV. Les contrats d'approvisionnement de l'Union européenne

Jusqu'à début 2022, le gaz russe couvrait environ 40 % des importations totales de l'UE.
La Russie a fourni **154 Gm³ en 2021**, soit **37,2 %** de la consommation totale de l'UE.

Figure 1. Comparaison entre la demande de l'UE et ses approvisionnements sur la période 2010-2040.
(Source : The Shift Project, d'après les données Rystad Energy de novembre 2022).



En cas d'arrêt durable des approvisionnements russes, la part des approvisionnements non-identifiés atteindrait dès 2025 pas moins de 40 % de la demande de l'UE prévue par Rystad Energy à cette date.

Si les volumes d'approvisionnements russes sont rapidement rétablis au niveau prévu par les contrats existants, et si d'autre part la demande de l'UE diminue fortement, mais cependant moins vite que d'après ses objectifs climatiques, 12 % des sources d'approvisionnement de l'UE restent pour l'heure non-identifiées à l'horizon 2025, 25 % à l'horizon 2030 et 50 % à l'horizon 2035.

Si la demande de l'UE devait se maintenir à son niveau de 2021, la proportion des approvisionnements non-identifiés atteindrait un quart de cette demande en 2025, puis plus d'un tiers en 2030.

L'évolution future du niveau effectif de consommation de gaz naturel au sein de l'UE apparaît hautement incertaine aujourd'hui. Elle sera tributaire des disponibilités en volume et de l'évolution des prix.

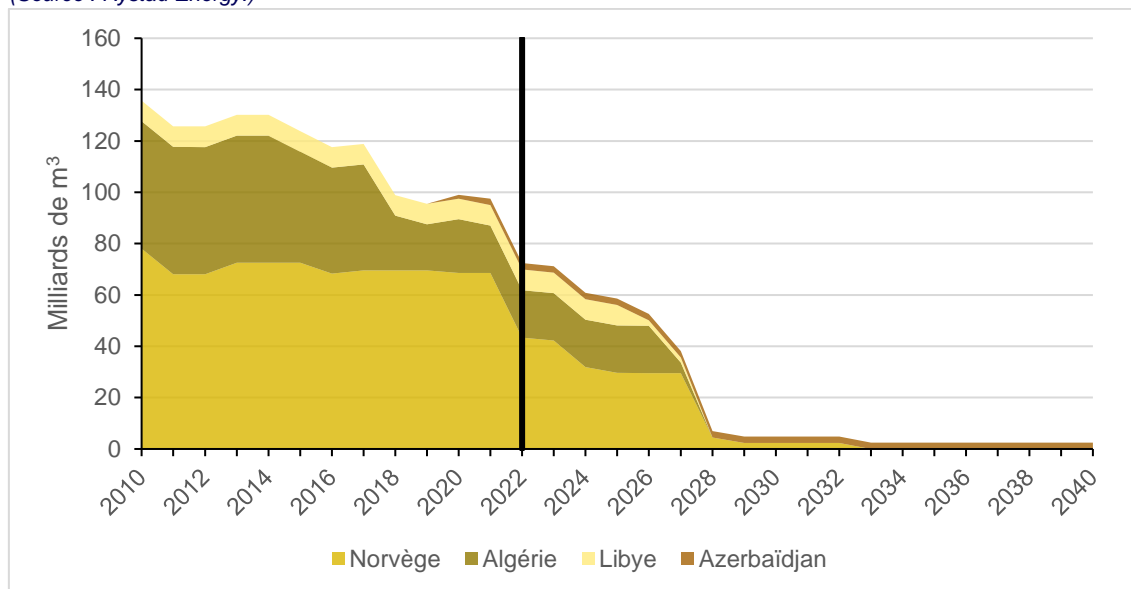
Cette évolution sera-t-elle subie ou délibérée ?

A nouveau, l'objectif se limite ici à dessiner les contours d'un risque. Ce risque peut être matérialisé notamment par des destructions subies de demande en Europe et ailleurs, par une concurrence d'approvisionnement délétère à l'intérieur de l'Europe et entre l'Europe et le reste du monde, ou encore par des déficits chroniques d'approvisionnement sur le marché mondial.

A. Importations contractées par gazoduc, hors Russie

Figure 11. Volumes des contrats gazoduc de l'UE, par pays exportateur hors Russie, 2010-2040.

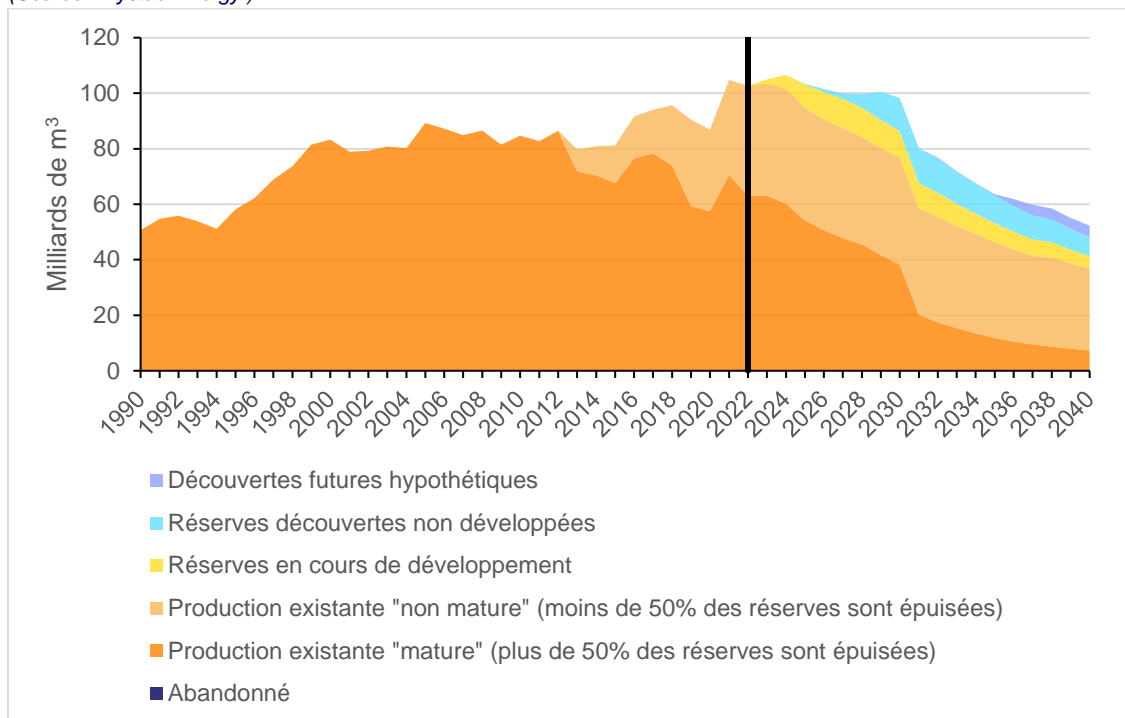
(Source : Rystad Energy.)



Jusqu'au début de l'année 2022, la Russie couvrait plus de 50 % des importations de gaz de l'Union européenne par gazoduc. Les volumes livrés via gazoduc à l'Union européenne par **les autres pays fournisseurs que sont la Norvège, l'Algérie, la Libye et l'Azerbaïdjan, cumulaient 97 Gm³ de gaz en 2021, contre 118 Gm³ pour la Russie.**

Figure 12. Production de l'Algérie par degré de maturité, 1990-2040.

(Source : Rystad Energy.)



Le maintien des capacités d'exportation de l'Algérie est tributaire du succès de développements en cours ou envisagés de réserves identifiés. Ces développements ne devraient pas suffire à empêcher un fort déclin de la production au cours de la décennie 2030.

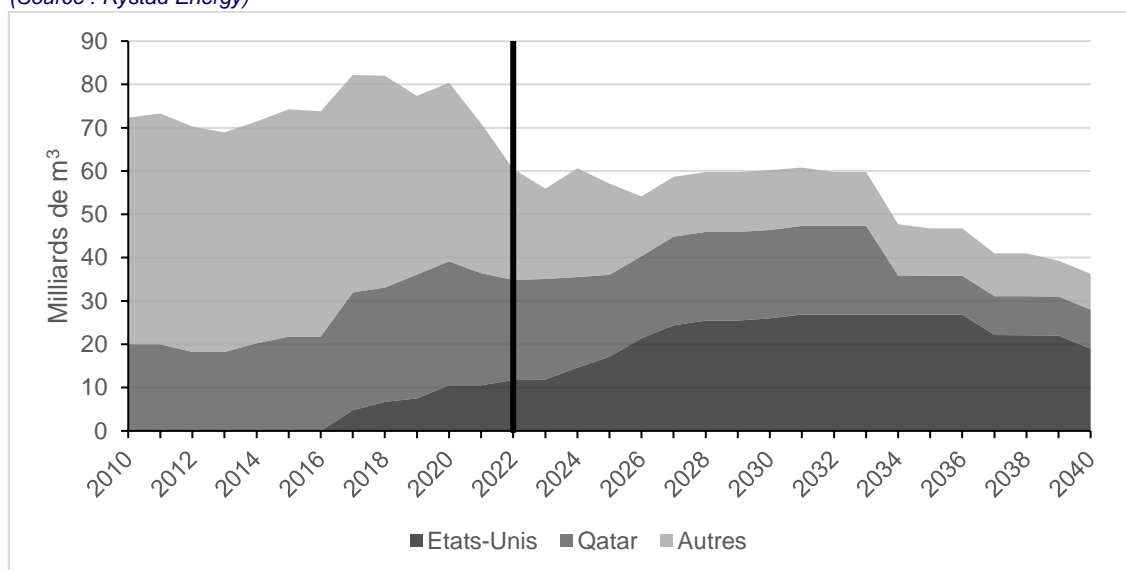
La consommation de gaz de l'Algérie a connu une forte croissance depuis deux décennies, grevant ses capacités d'exportations.

L'Azerbaïdjan et la Libye devraient rester des fournisseurs subsidiaires, compte tenu des limites de leurs capacités d'extraction (et ce en dépit d'une forte hausse en 2022 – politiquement critiquée – des importations en provenance d'Azerbaïdjan).

B. Importations contractées par GNL

Figure 13. Volumes de GNL contractés par l'Union européenne, 2010-2040.

(Source : Rystad Energy)



NB. Les contrats figurant dans la base de données de Rystad Energy sont ceux qui sont annoncés publiquement. Elle couvre tous les contrats de GNL à long terme (> 1 ou 2 ans). Dans la Figure 1., nous avons choisi d'afficher les importations réelles dans la catégorie "contrats" jusqu'en 2022. C'est pourquoi il y a dans cette figure un pic en 2022 qui n'est pas visible dans le graphique dédié aux contrats de GNL de la Figure 13. ci-dessus : une part conséquente de gaz GNL a été importée cette année depuis le marché spot.

Les Etats-Unis et le Qatar semblent chacun à sa manière devoir occuper pour longtemps une position d'arbitre de la sécurité d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel, du fait dans les deux cas de capacités de développement des extractions au cours de la décennie 2020.

Dans le cas du gaz dit « de schiste » aux Etats-Unis toutefois, cette capacité de développement devrait rester **très sensible à l'évolution des prix des hydrocarbures**.

Les émissions de gaz à effet de serre induites par l'acheminement du GNL sont problématiques : la purification et la liquéfaction du gaz naturel, puis son transport et sa regazéification apparaissent globalement **deux fois plus énergivores et dans bien des cas de figure plus émissifs** que le transport par gazoduc⁷.

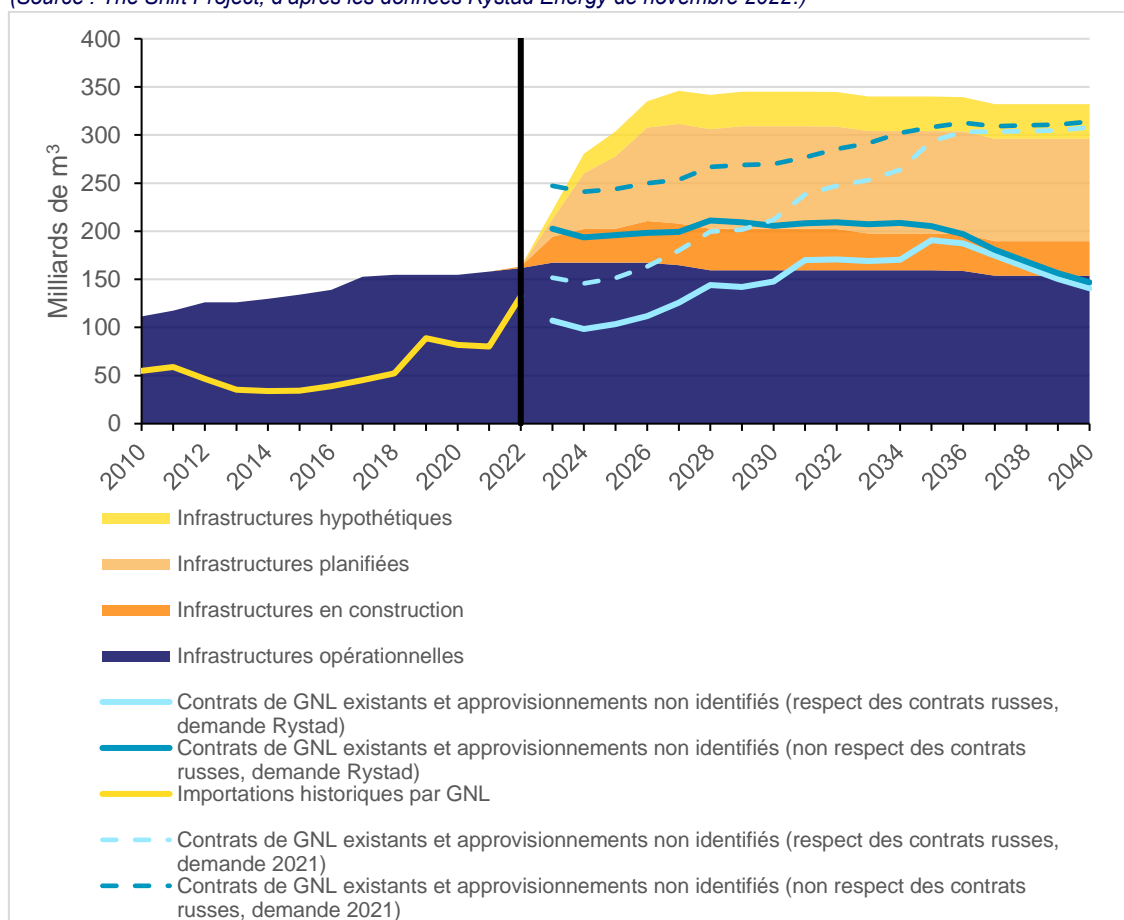
A noter, le niveau important de couverture à long terme de la demande par des contrats GNL de gaz de schiste américains (une caractéristique également observable pour l'Asie de l'Est, voir *infra*.)

⁷ Voir notamment : [Carbon footprint of global natural gas supplies to China](#), *Nature Magazine*, février 2020 ; [Importations de gaz naturel : tous les crus ne se valent pas](#), *Carbone 4*, octobre 2021.

C. Capacités de regazéification

Figure 14. Capacités de regazéification de l'Union Européenne et importations de GNL, 2010-2040

(Source : The Shift Project, d'après les données Rystad Energy de novembre 2022.)



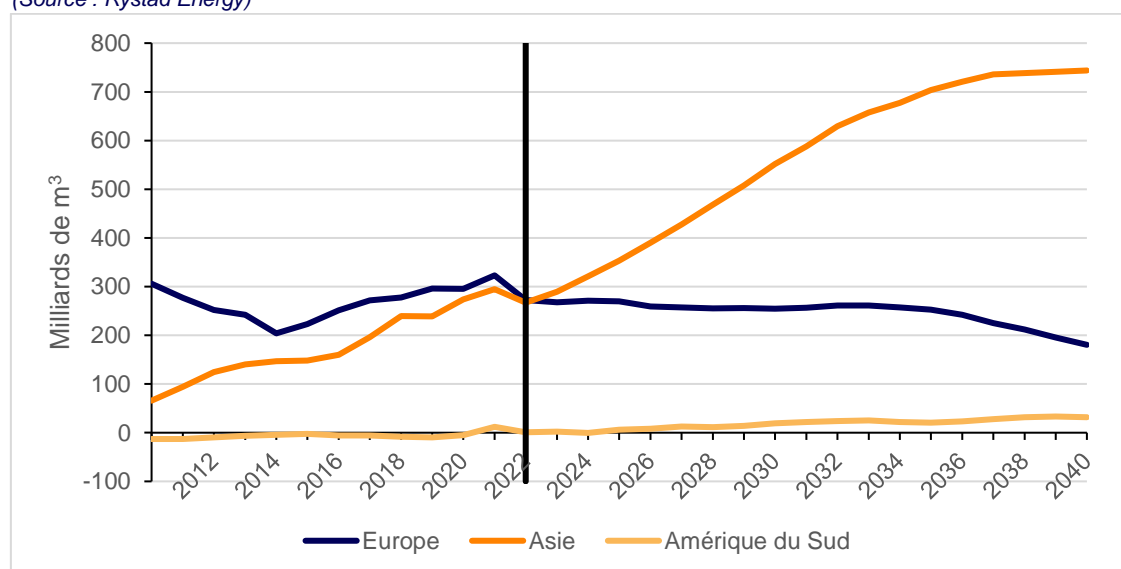
La capacité des pays de l'UE à développer des infrastructures de regazéification adéquates pour répondre aux besoins d'importation en GNL risquent de demeurer un **facteur d'incertitude jusqu'en 2025 au moins**.

En outre, des problèmes de disponibilité en **méthaniers**, en **capacités de stockage** puis d'**acheminement après regazéification** peuvent engendrer de nombreux goulots d'étranglement, qui échappent au champ de l'étude.

2. L'Asie, nouveau premier importateur mondial

L'Asie semble en passe de supplanter l'Europe (hors Russie) en tant que premier importateur mondial. L'Asie et l'Europe devraient rester les deux seuls continents fortement importateurs de gaz naturel.

Figure 15. Importations nettes de gaz par continents importateurs, 2010-2040
(Source : Rystad Energy)



La demande en gaz des pays d'Asie de l'Est (Chine, Japon, Corées, Taïwan, Mongolie) devrait poursuivre sa forte croissance, d'après Rystad Energy. Cette demande a été multipliée par 6 depuis l'an 2000, tandis que celle de l'UE demeurerait relativement stable.

Une demande fortement croissante est attendue en provenance du reste de l'Asie (Inde notamment).

Figure 16. Demande en gaz de l'Asie et de l'UE, 2000-2040

(Source : Rystad Energy.)

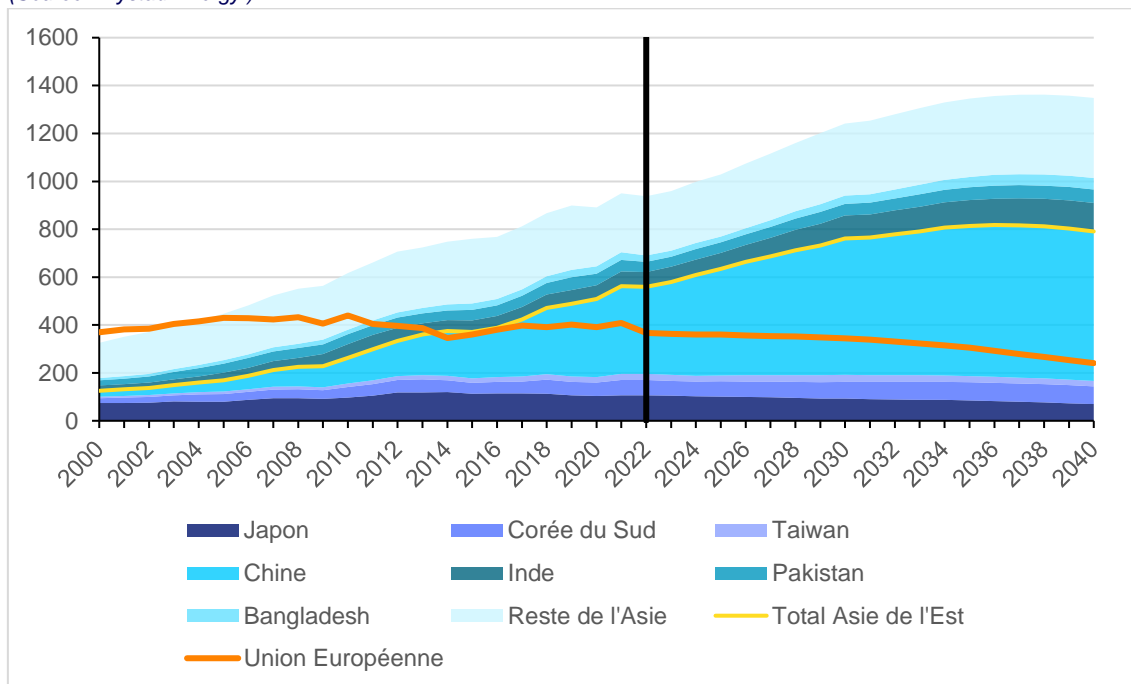
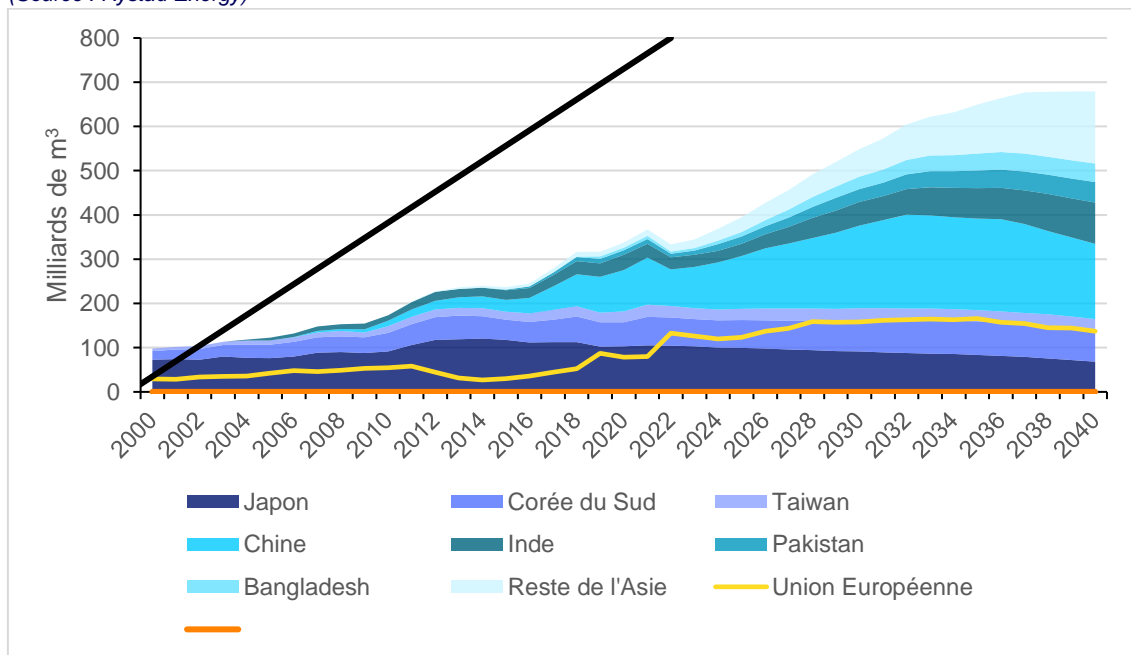


Figure 17. Importations GNL de l'Asie et de l'UE, 2000-2040

(Source : Rystad Energy.)



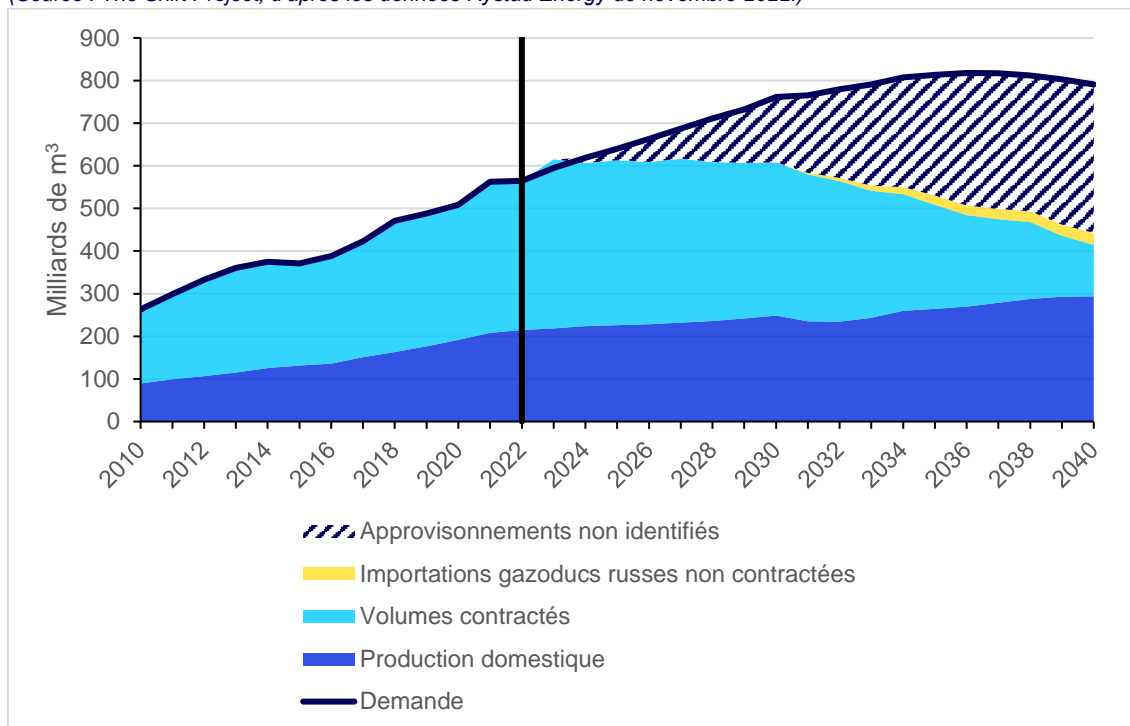
La poursuite du développement des besoins d'importation GNL de la Chine, et un fort essor éventuel d'ici la fin de la décennie de nouveaux besoins ailleurs en Asie (Inde, Pakistan, Thaïlande, Bangladesh, Indonésie), peuvent avoir des implications structurelles fatidiques pour l'économie mondiale et ses équilibres géopolitiques.

Il faut souligner à cet égard que la crise énergétique présente aura débuté au sortir de la crise du COVID à l'automne 2021, avec la reprise des importations mondiales de gaz, et non avec l'invasion de l'Ukraine de février 2022. Incidemment, dans sa tactique de pression sur l'UE, Moscou aura pu saisir une fenêtre d'opportunité.

I. Les approvisionnements de la Chine mieux sécurisés

Figure 18. Comparaison entre la demande de l'Asie de l'Est et ses approvisionnements, 2010-2040.

(Source : The Shift Project, d'après les données Rystad Energy de novembre 2022.)



En suivant les hypothèses de Rystad de croissance de la consommation, **les sources non identifiées d'approvisionnements de l'Asie de l'Est devraient représenter environ 5 % de la demande en 2025, 22 % en 2030 et 37 % en 2035.**

Les taux de couvertures de la demande chinoise par des contrats existants apparaissent meilleurs que ceux de l'Europe.

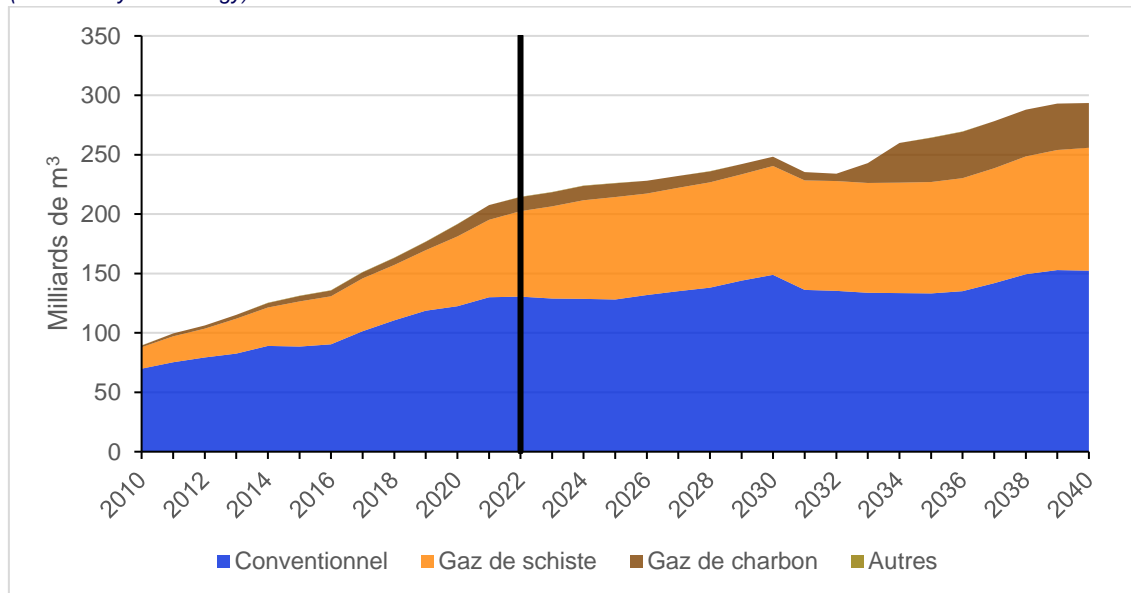
Tableau 1. Taux de couverture par des contrats d'approvisionnement existants (gazoduc ou GNL) de la demande de gaz attendue par Rystad Energy.

	2025	2030	2035	2040
UE avec contrats russes (et avec plausibles nouveaux contrats par gazoduc avec la Norvège et l'Algérie)	87 %	75 %	53 %	57%
UE sans contrats russes (et avec plausibles nouveaux contrats par gazoduc avec la Norvège et l'Algérie)	61 %	58 %	48 %	54 %
Chine	100 %	85 %	70 %	63 %
Asie de l'Est	95 %	80 %	63 %	52 %

II. Une production chinoise soutenue par le gaz de schiste

Figure 19. Production de gaz en Chine par type de gaz, 2010-2040.

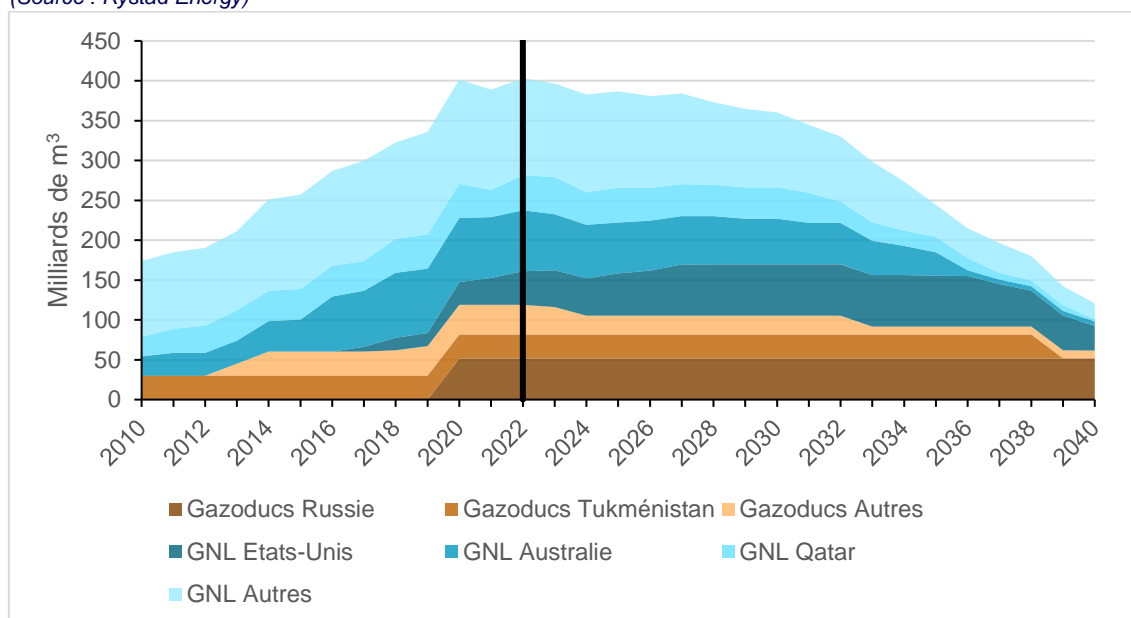
(Source : Rystad Energy)



La Chine, quasiment le seul producteur de gaz de l'Est Asiatique, mise sur un développement important de sa production de gaz dit « de schiste », afin de prendre le relai d'une production désormais relativement stagnante de gaz conventionnel.

III. Les contrats de l'Asie de l'Est majoritairement orientés sur le GNL

Figure 20. Contrats d'importation de gaz de l'Asie de l'Est, 2010-2040.
(Source : Rystad Energy)



La demande asiatique de GNL est essentiellement aujourd'hui celle de l'Asie de l'Est (avant tout Chine, Japon, Corée du Sud et Taïwan)

Le GNL représente les trois-quarts des importations d'Asie de l'Est en gaz naturel.

Comme pour l'Europe, Etats-Unis et Qatar devraient jouer un rôle clé dans la sécurité d'approvisionnement de l'Asie de l'Est, cette fois aux côtés de l'Australie et, dans une moindre mesure, de la Malaisie.

Depuis 2021, la Chine importe plus de GNL que tout autre pays au monde.

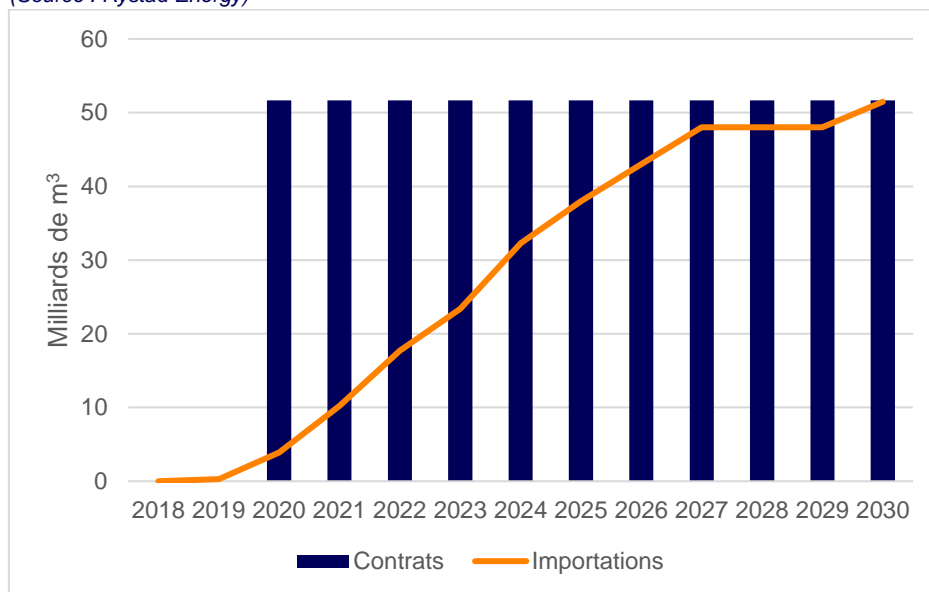
A noter, tout comme dans le cas de l'UE, le niveau d'ores et déjà important de couverture à long terme de la demande de l'Asie de l'Est par des contrats GNL de gaz de schiste américains.

La Chine est le seul pays de l'Est asiatique importateur par gazoduc. La Russie a fait en 2020 une entrée en force dans ses contrats d'importation. S'il voit le jour, **le projet de gazoduc « Force de Sibérie 2 »**, défendu par la Russie, pourrait venir doubler la capacité d'exportation de la Russie vers la Chine dès 2030. Ce gazoduc permettrait de livrer à Chine jusqu'à 50 Gm³ par an issus de champs gaziers répondant actuellement à la demande européenne.

Selon Rystad Energy, pour des raisons techniques, les volumes exportés depuis la Chine vers la Russie devraient rester inférieurs aux contrats jusqu'à 2025 :

Figure 21. Volumes contractés et prévisions d'importation de la Chine en provenance de Russie par gazoduc, 2018-2030.

(Source : Rystad Energy)



3. Possible déficit structurel sur le marché mondial du GNL

I. Estimation des volumes mondiaux de GNL non contractés

Nous avons évalué un risque de déficit sur le marché mondial du GNL à moyen et long termes, en comparant une estimation des volumes futurs de GNL non encore contractés, mais potentiellement disponibles à l'export, avec le volume des sources d'approvisionnement mondiales non-identifiées (UE et hors UE).

Les estimations de volumes de GNL disponibles pour être contractés sont construits de la manière suivante.

- **3 niveaux de production futurs** sont pris en compte à partir des hypothèses fournies par Rystad Energy :
 - probable (champs en production et en développement),
 - possible (champs à développer identifiés),
 - incertain (champs à découvrir) ;
- il en découle **3 potentiels d'exportations nettes correspondants**⁸, sous hypothèse de demande Rystad Energy ;
- **3 degrés de perspective de développement de capacités de liquéfaction** sont pris en compte (capacités opérationnelles, prévues et spéculatives⁹) ;
- les contrats export de GNL connus à date sont pris en compte ;
- une formule de calcul est appliquée selon laquelle **un pays ne peut livrer que ce qu'il produit, moins ce qu'il consomme, moins ce qu'il s'est déjà engagé à livrer, à condition de disposer des capacités de liquéfaction adéquates.**

⁸ Pour les quelques pays exportateurs à la fois par gazoduc et par GNL, un arbitrage est fait à partir des volumes contractés et des estimations de Rystad.

⁹ Capacités de liquéfaction

- opérationnelles : opérationnelles + en construction + *Final investment decision*, FID
- prévues : planifiées mais sans FID
- spéculatives : possibles mais non planifiées

Tableau 3 : Estimation des volumes mondiaux de GNL non encore contractés, mais potentiellement disponibles à l'export, en 2025, 2030, 2035 et 2040, en Gm³

Estimation volumes GNL mondiaux non contractés - 2025		Productions de gaz considérées		
		Probables	Possibles	Incertaines
Capacités de liquéfaction considérées	Opérationnelles	97	113	114
	Prévues	97	113	114
	Spéculatives	97	113	114

Estimation volumes GNL mondiaux non contractés - 2030		Exportations potentielles de gaz		
		Probables	Possibles	Incertaines
Capacités liquéfaction	Opérationnelles	65	210	214
	Prévues	65	246	267
	Spéculatives	69	259	280

Estimation volumes GNL mondiaux non contractés - 2035		Exportations potentielles mondiales de gaz		
		Probables	Possibles	Incertaines
Capacités liquéfaction Monde	Opérationnelles	136	311	320
	Prévues	136	381	433
	Spéculatives	136	422	475

Estimation volumes GNL mondiaux non contractés - 2040		Exportations potentielles mondiales de gaz		
		Probables	Possibles	Incertaines
Capacités liquéfaction Monde	Opérationnelles	155	349	412
	Prévues	155	435	664
	Spéculatives	155	503	746

La variable de premier ordre déterminant les volumes de GNL mondiaux susceptibles d'être contractés est le développement des capacités de production de gaz (investissement dans l'exploration et la production, « E&P »). La variable de second ordre est le développement des capacités de liquéfaction.

D'ici à 2025, le degré de certitude concernant les volumes mondiaux de GNL susceptibles d'être contractés, environ 115 Gm³, est élevé.

À partir de 2030, le champ des possibles s'élargit :

- **à l'horizon 2030**, le croisement du développement possible des capacités de production de gaz et des capacités prévues de liquéfaction permet d'aboutir à des volumes mondiaux de GNL susceptibles d'être contractés compris **entre 250 et 300 Gm³** ;
- **à 2035**, les volumes mondiaux de GNL susceptibles d'être contractés pourraient être compris entre **375 et 475 Gm³** ;
- **à 2040**, les volumes mondiaux de GNL susceptibles d'être contractés pourraient être compris entre **450 et 750 Gm³**.

II. Evaluation des déficits possibles à moyen et long terme, selon le scénario de demande de Rystad Energy

Sur la base du scénario de demande de Rystad Energy, l'estimation des volumes non contractés de GNL nécessaires hors UE est d'environ **36 Gm³ en 2025, 290 Gm³ en 2030, 580 Gm³ en 2035 et 710 Gm³ en 2040.**

Ces volumes sont essentiellement destinés à répondre à la demande de la Chine et du reste de l'Asie, avec notamment un essor important attendu en Inde et dans le reste de l'Asie du Sud dans les années qui viennent. Ils correspondent aux besoins attendus d'importation, retranchés des volumes déjà contractés.

Les conclusions qui suivent sont présentées sous réserve des points suivants qui ne sont pas abordés :

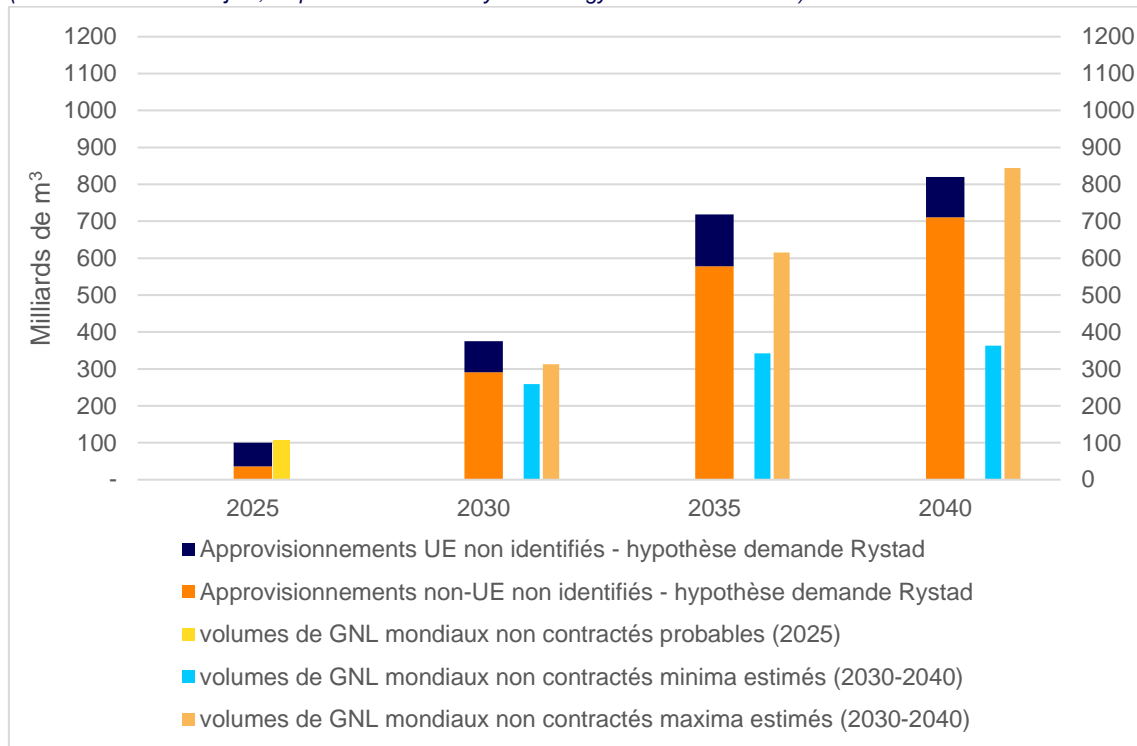
- l'estimation de l'adéquation des capacités de transport international de GNL (nombre et types de navires méthaniers nécessaires à l'augmentation et à la modification des flux internationaux) ;
- la réorientation des flux exportateurs de la Russie vers des pays importateurs hors UE de nature à réduire l'ordre de grandeur des déficits d'approvisionnement estimés aux échéances temporelles successives.

NB. Les estimations de déficits sont maximales dans le sens où les possibilités de réorientation des flux exportateurs de la Russie vers d'autres destinations de l'UE, qui libèreraient en retour des volumes susceptibles d'être acheminés vers l'UE, ne sont pas quantifiées dans cette étude. Il apparaît toutefois improbable que cette réorientation soit totale avant 2025 voire 2030.

A. Hypothèse de limitation des exports de la Russie vers l'UE aux seuls volumes déjà contractés

Figure 2. Comparaison entre les approvisionnements futurs non identifiés de l'UE et hors UE, et les volumes mondiaux de GNL non contractés, sous hypothèses de respect du volume des contrats existants entre Russie et UE, et d'évolution de la demande conforme au scénario Rystad Energy.

(Source : The Shift Project, d'après les données Rystad Energy de novembre 2022.)



NB. Des estimations de déficits plus amples sous hypothèse de maintien de la demande de l'UE à son niveau 2021 figurent en annexes.

Sous hypothèse de respect des volumes contractés par l'UE auprès de la Russie, la confrontation entre d'une part les volumes envisageables d'exportation de GNL, et d'autre part une estimation des capacités mondiales futures de liquéfaction, fait apparaître une situation tendue sur le marché GNL à l'horizon 2025, puis un probable net déficit probable à l'horizon 2030.

L'équilibre global potentiellement tout juste atteint sur le marché GNL à l'horizon 2025 pourrait aisément aboutir à des déficits chroniques, par exemple en cas d'hivers rigoureux à la fois en Europe de l'Ouest et en Asie, ou encore en cas d'étés secs au Brésil.

Compte tenu de la mise hors service *sine die* des gazoducs Nord Stream 1 & 2, cette hypothèse de respect des volumes prévus risque d'être déjà partiellement hors d'atteinte à l'horizon 2025.

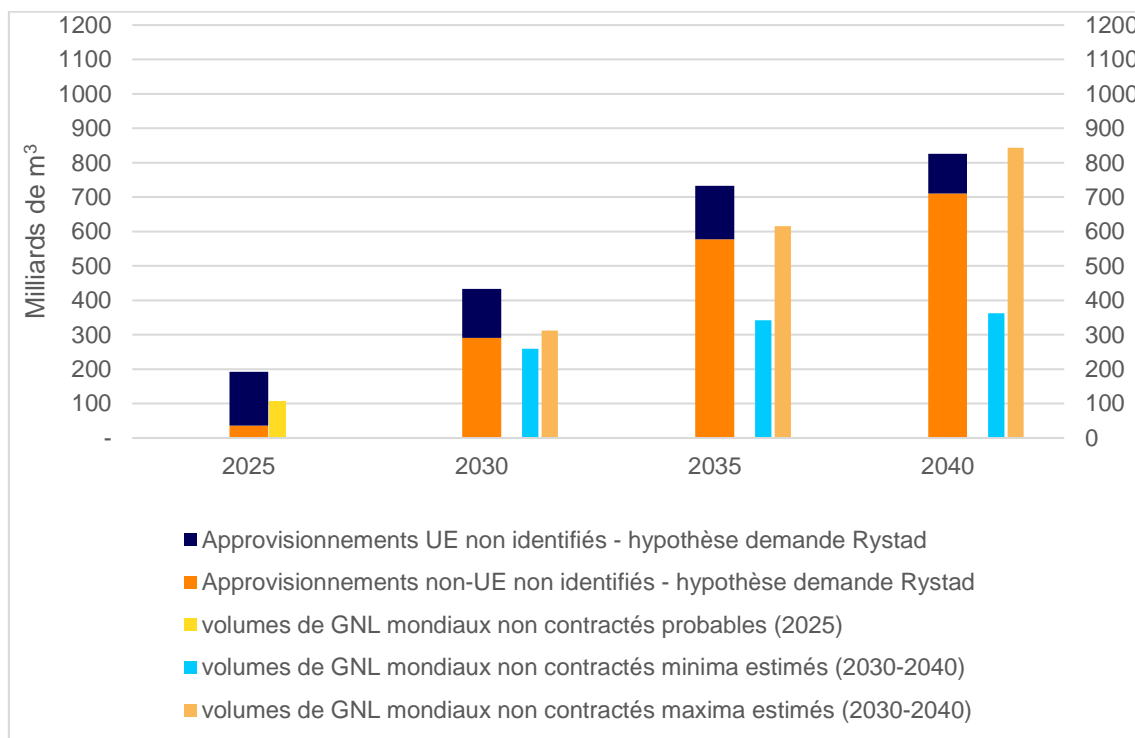
A l'horizon 2030, le déficit mondial à redouter en l'absence d'un retour à la normale des échanges gaziers entre l'UE et la Russie est de l'ordre de 100 Gm³, soit l'équivalent d'un retrait du Qatar du marché du GNL. Dans le meilleur des cas, l'ordre de grandeur du déficit mondial serait encore de 100 Gm³ à l'horizon 2035.

Les pays de l'UE peuvent réduire considérablement leur exposition face à un défaut partiel ou total des approvisionnements russes, à condition qu'ils réussissent à tenir les engagements climatiques adoptés dans le cadre du plan « Fit for 55 ».

B. Hypothèse d'arrêt des approvisionnements russes destinés à l'UE

Figure 22. Comparaison entre les approvisionnements futurs non identifiés de l'UE et hors UE, et les volumes mondiaux de GNL non contractés, sous hypothèses d'arrêt des approvisionnements russes vers l'UE, et d'évolution de la demande conforme au scénario Rystad Energy.

(Source : The Shift Project, d'après les données Rystad Energy de novembre 2022.)



Sous hypothèse d'annulation des échanges entre la Russie et l'UE,

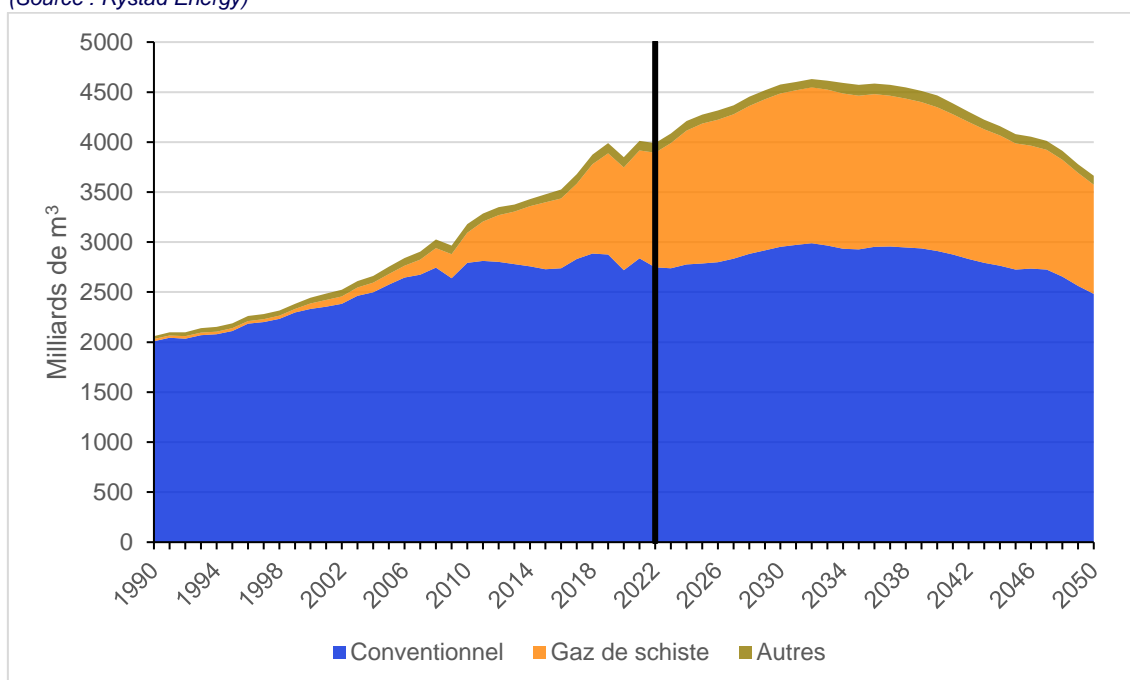
- à l'horizon **2025**, le marché mondial peut être attendu en déficit de l'ordre de **85 Gm³** ;
- à l'horizon **2030**, le marché mondial peut être attendu en déficit de l'ordre de **120 à 175 Gm³** ;
- à l'horizon **2035**, le marché mondial peut être attendu en déficit de l'ordre de **120 à 400 Gm³** ;
- à l'horizon **2040**, le marché mondial peut être attendu **à l'équilibre** ou en déficit de plus de **450 Gm³**, une ouverture du champ des possibles avant tout tributaire de l'ampleur du développement futur des ressources en gaz « de schiste » (voir *infra*).

Compte tenu de l'impossibilité de compter sur les volumes contractés en provenance de Russie, la réorientation des besoins d'importations vers d'autres pays fournisseurs se traduit par :

- la certitude d'une contraction des approvisionnements de l'UE et, très probablement, d'autres régions importatrices ;
- une tension extrême et croissante de l'industrie gazière mondiale dans son ensemble et, en premier lieu, du marché du GNL ;
- des niveaux de prix du gaz au-delà de toute référence historique, reflet d'un marché de pénurie.

4. Perspectives pour le gaz de schiste, relais au plateau du gaz conventionnel

Figure 23. Production mondiale de gaz par type de gaz, 1990-2050
(Source : Rystad Energy)



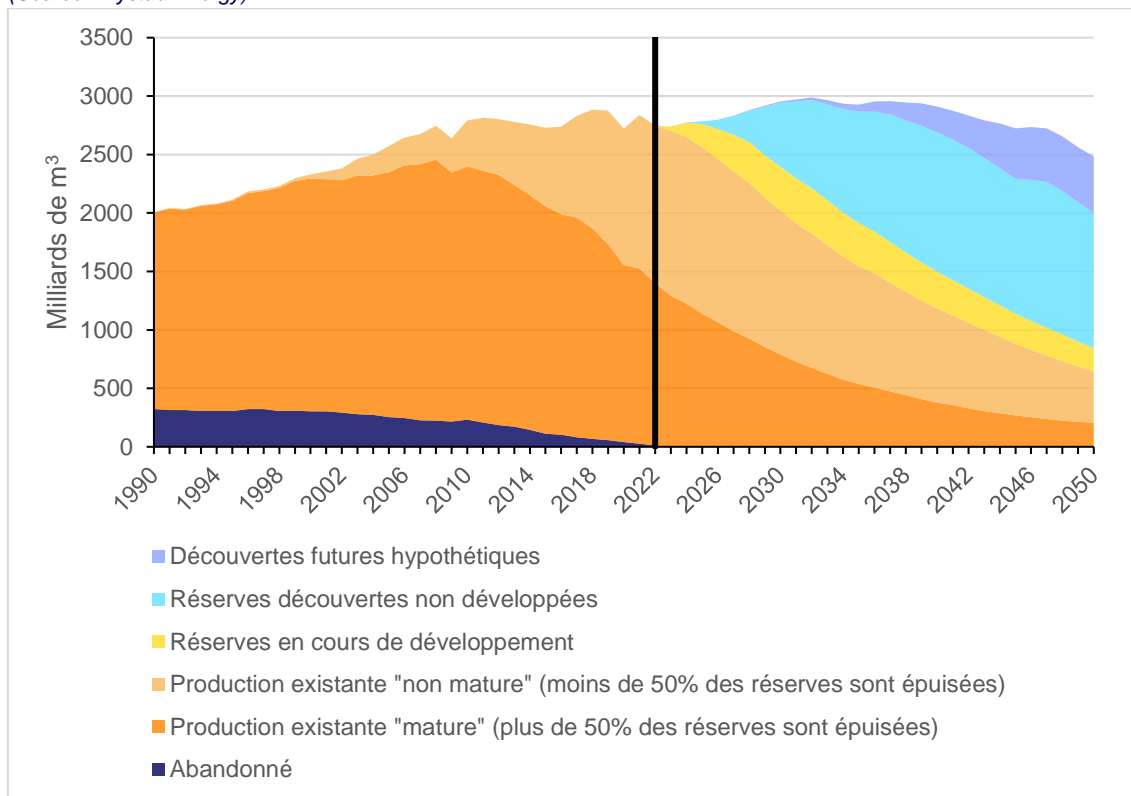
Les risques d’approvisionnement et de concurrence analysés ci-dessus sont dès à présent tributaires du développement du gaz dit « de schiste ».

La production mondiale de gaz conventionnelle se situe depuis 2010 sur un **plateau ondulant** à près de 2900 Gm³ de production annuelle. Ce plateau pourrait **se rapprocher des 3000 Gm³ au début de la prochaine décennie**.

La production mondiale de gaz dit « de schiste » est en forte croissance et devrait atteindre **un pic au milieu des années 2030 avec plus de 1500 Gm³ de production par an**.

Figure 24. Production mondiale de gaz conventionnel, 1990-2050

(Source : Rystad Energy)



Le développement de la production conventionnelle au-delà du plateau atteint au cours de la décennie précédente dépend de la capacité des nouveaux développements possibles à faire mieux que **compenser le déclin d'une production existante aujourd'hui à plus de 50 % mature.**

Figure 25. Production de gaz naturel aux Etats-Unis par type de gaz, 1990-2050

(Source : Rystad Energy)

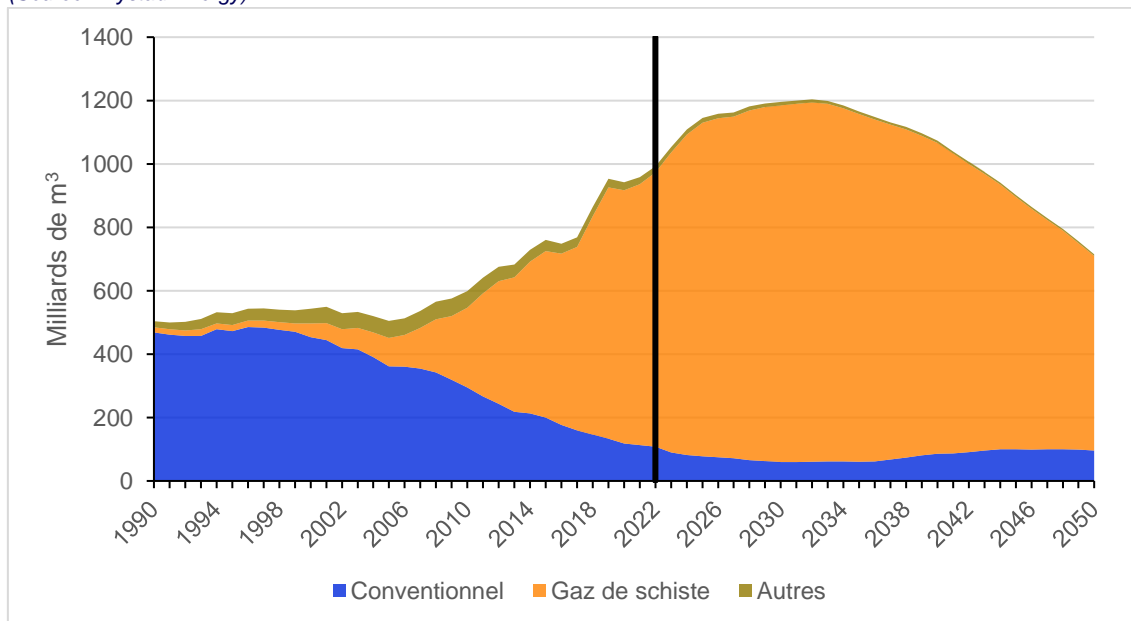
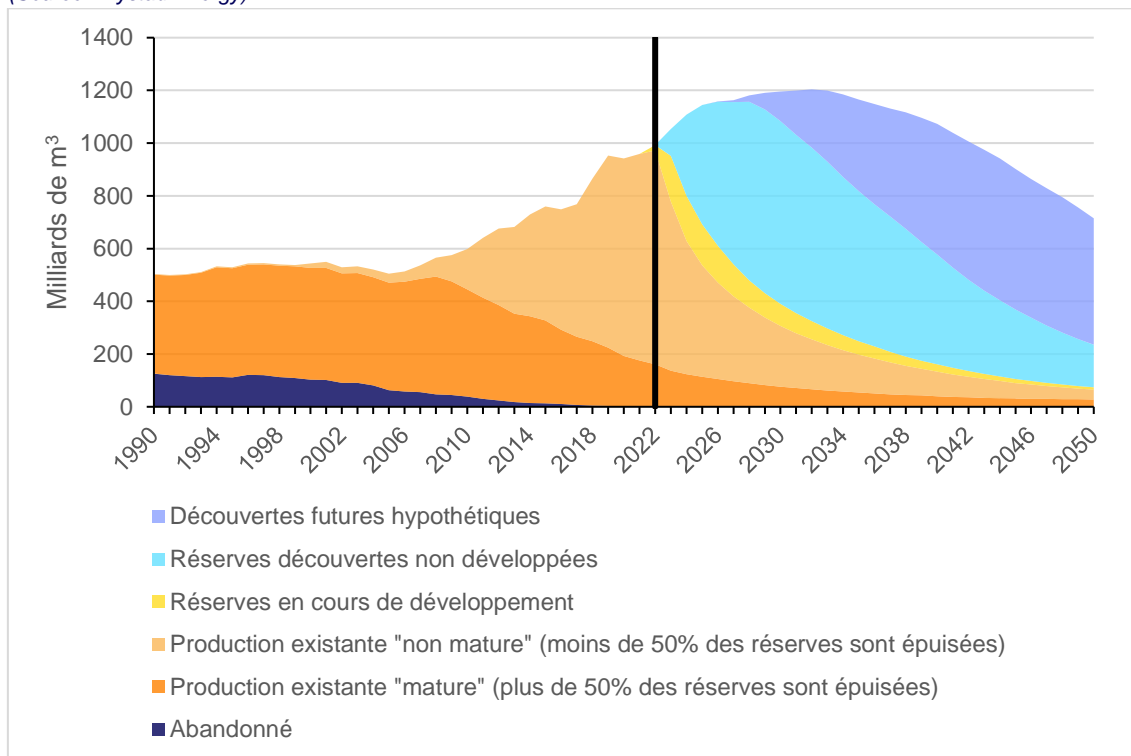


Figure 26. Production de gaz aux Etats-Unis par niveau de maturité, 1990-2050

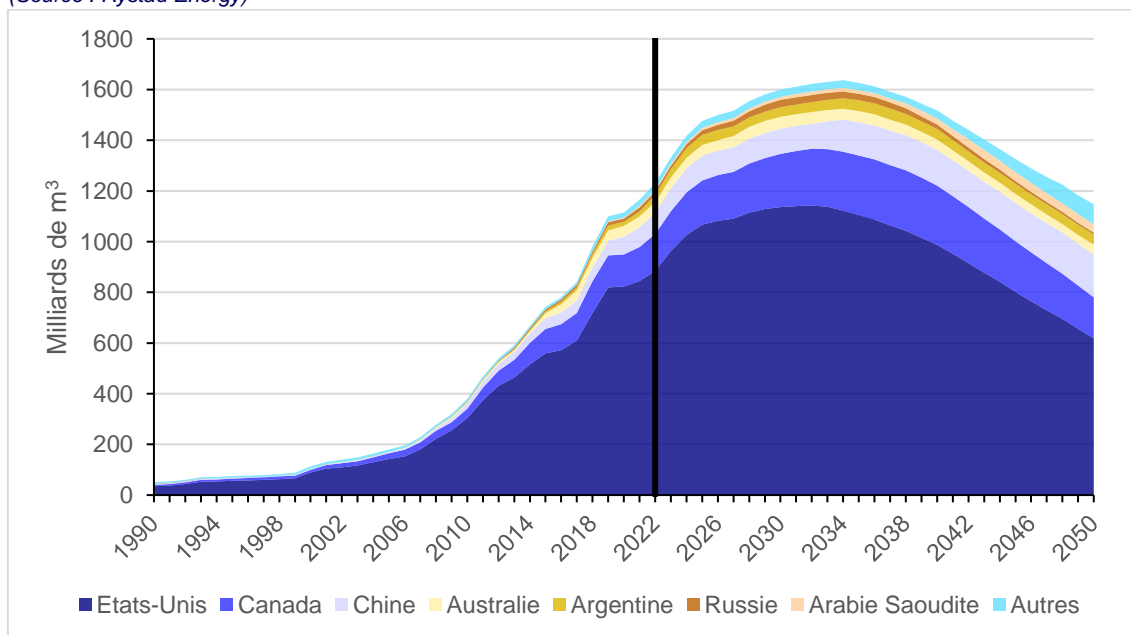
(Source : Rystad Energy)



La poursuite du développement colossal du gaz « de schiste » aux Etats-Unis est tributaire de la poursuite d'une activité intense de forage, compte tenu de la rapidité du déclin de la production existante, spécifique à ce mode d'extraction par fracturation hydraulique.

Figure 27. Production de gaz non conventionnel par pays producteur, 1990-2050

(Source : Rystad Energy)



Les Etats-Unis fournissent aujourd'hui l'**écrasante majorité des extractions** de gaz de schiste. Leur production devrait passer par un **pic au début des années 2030**, estime Rystad Energy.

Toujours selon Rystad Energy, le franchissement de ce pic devrait alors entraîner dans son sillage le **déclin de l'ensemble de la production mondiale de gaz de schiste et de gaz naturel** (voir Figure 23.)

Annexes

I. Déficit sous hypothèse de demande 2021 constante pour l'UE

Figure 28. Comparaison entre les approvisionnements futurs non identifiés de l'UE et hors UE, et les volumes mondiaux de GNL non contractés, sous hypothèses de respect du volume des contrats existants entre Russie et UE, et de demande de l'UE constante et égale à celle de 2021.

(Source : The Shift Project, d'après les données Rystad Energy de novembre 2022.)

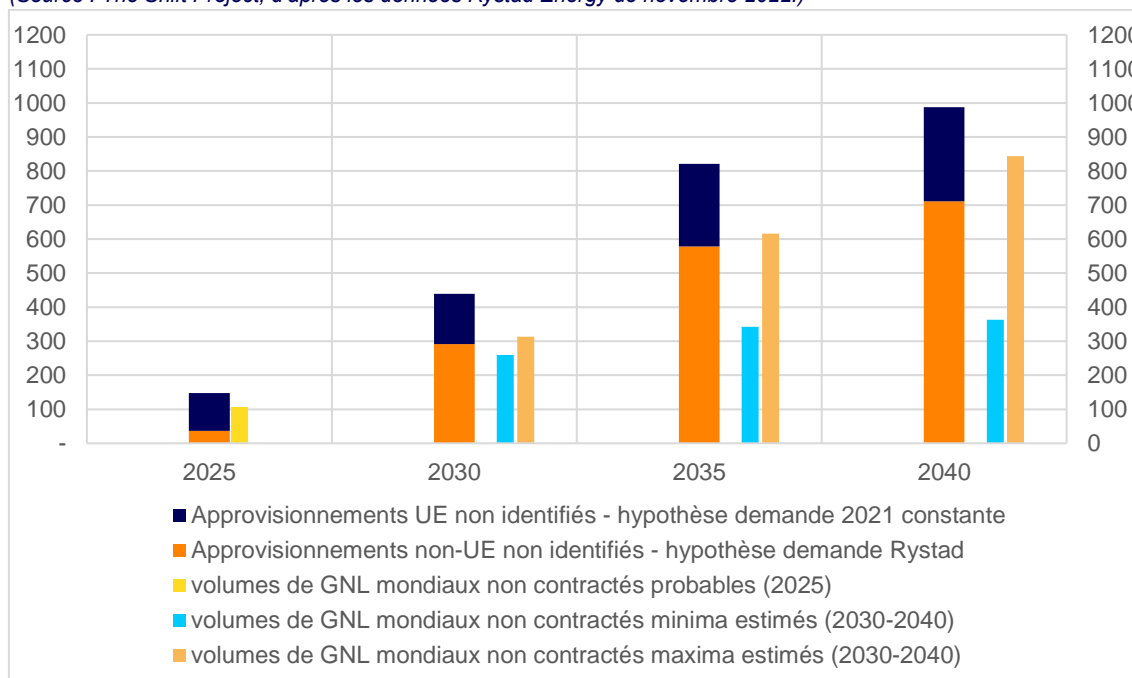
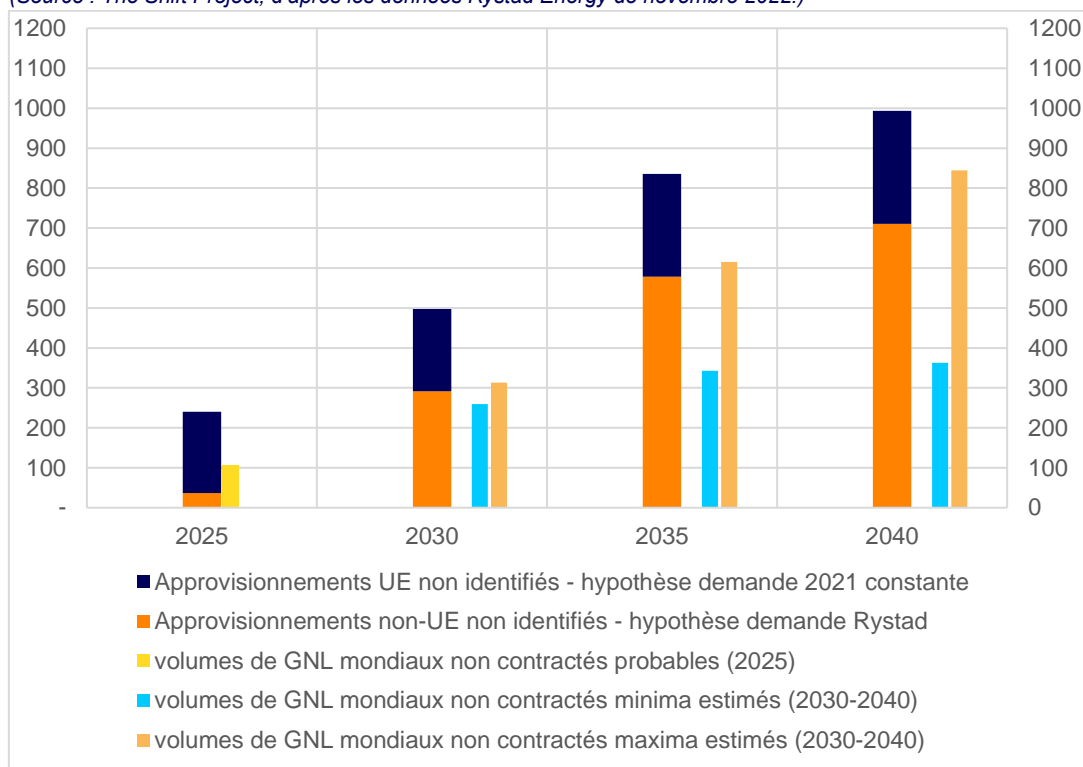


Figure 29. Comparaison entre les approvisionnements futurs non identifiés de l'UE et hors UE, et les volumes mondiaux de GNL non contractés, sous hypothèses d'arrêt des approvisionnements russes vers l'UE, et de demande de l'UE constante et égale à celle de 2021.

(Source : The Shift Project, d'après les données Rystad Energy de novembre 2022.)



II. État des lieux par pays membre de l'UE

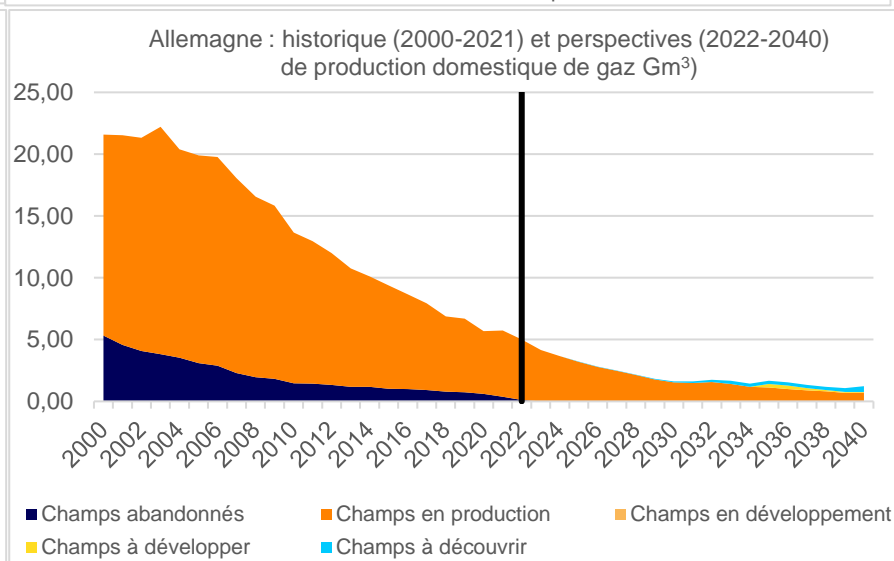
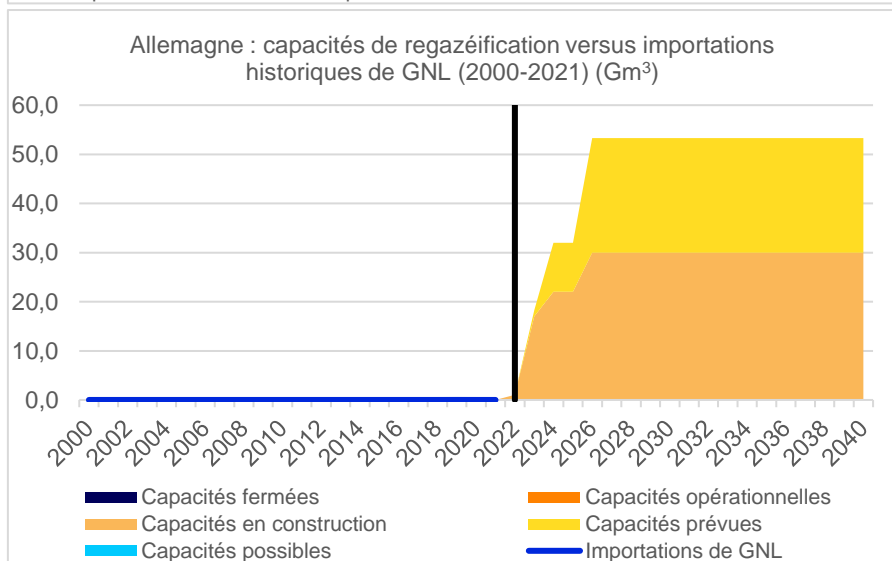
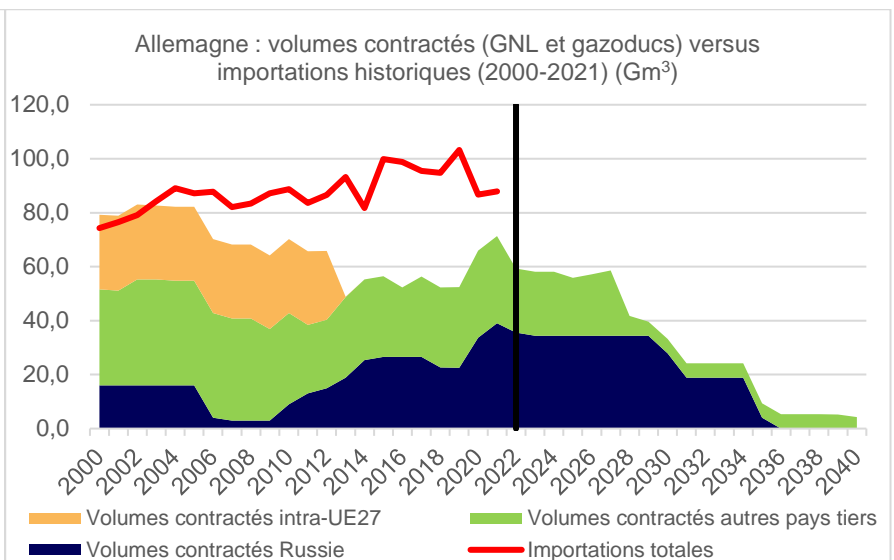
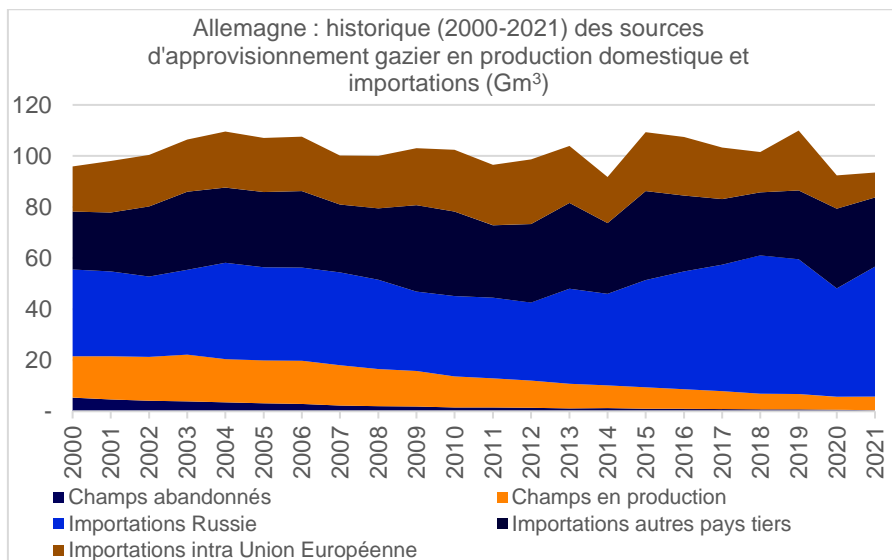
Pour chacun des pays de l'Union européenne (à l'exception du Luxembourg, de Malte et de Chypre), on trace les 4 graphiques suivants, issues des données Rystad Energy de novembre 2022.

- 1- **L'historique des sources d'approvisionnement en gaz** : la production domestique, déclinée par maturité des champs, et les importations par origine (intra Union Européenne, Russie, reste du monde.
- 2- **Les volumes contractés passés et futurs**, mis en regard des importations passées. NB. *Les contrats figurant dans la base de données de Rystad Energy sont ceux qui sont annoncés publiquement. Elle couvre tous les contrats de GNL à long terme (> 1 ou 2 ans). Pour les gazoducs, la transparence est moindre, de sorte que certains contrats peuvent ne pas être affichés.*
Il peut y avoir des différences entre les importations affichées et les contrats :
 - les importations peuvent être supérieures aux contrats pour deux raisons : les contrats spot et court terme ou les contrats non publics sur les gazoducs ;
 - elles peuvent également être inférieures. Les contrats de GNL incluent généralement des clauses de flexibilité permettant d'importer moins que les volumes initialement contractés.*(Dans la Figure 1, nous avons choisi d'afficher les importations réelles dans la catégorie "contrats" jusqu'en 2022.)*
- 3- **Les capacités de regazéification, passées et estimations futures**, déclinées par l'état d'avancement des infrastructures, comparées aux importations par GNL passées.
- 4- **La production de gaz, passée et estimations futures**, déclinée par maturité des champs.

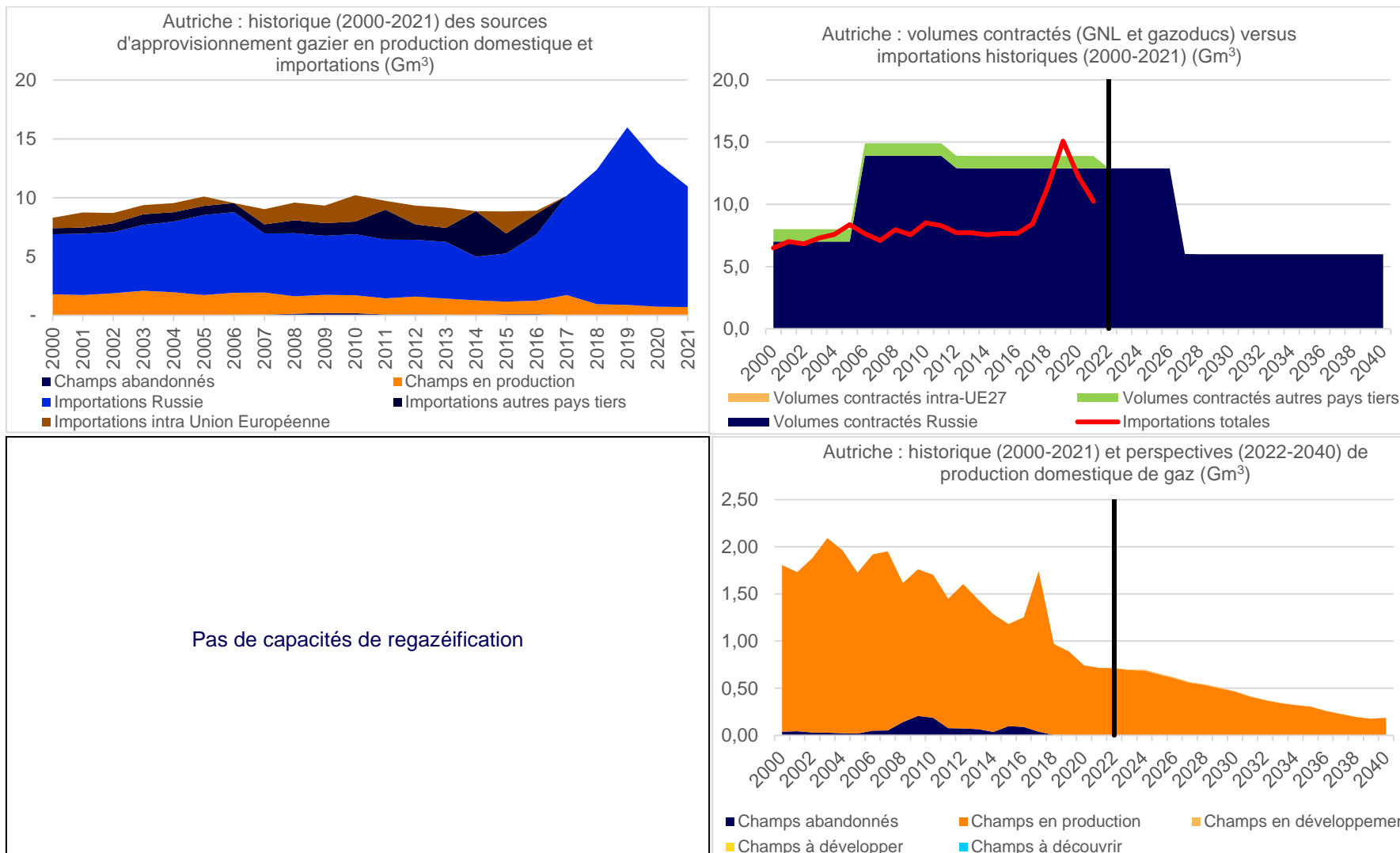
1 : Allemagne.....	42
2 : Autriche	43
3 : Belgique.....	44
4 : Bulgarie	45
5 : Croatie	46
6 : Danemark.....	47
7 : Espagne	48
8 : Estonie.....	49
9 : Finlande.....	50
10 : France	51
11 : Grèce.....	52
12 : Hongrie.....	53
13 : Irlande.....	54
14 : Italie	55
15 : Lettonie.....	56
16 : Lituanie	57
17 : Pays-Bas	58
18 : Pologne	59
19 : Portugal.....	60

20 : Roumanie	61
21 : Slovaquie.....	62
22 : Slovénie.....	63
23 : Suède	64
24 : République Tchèque	65

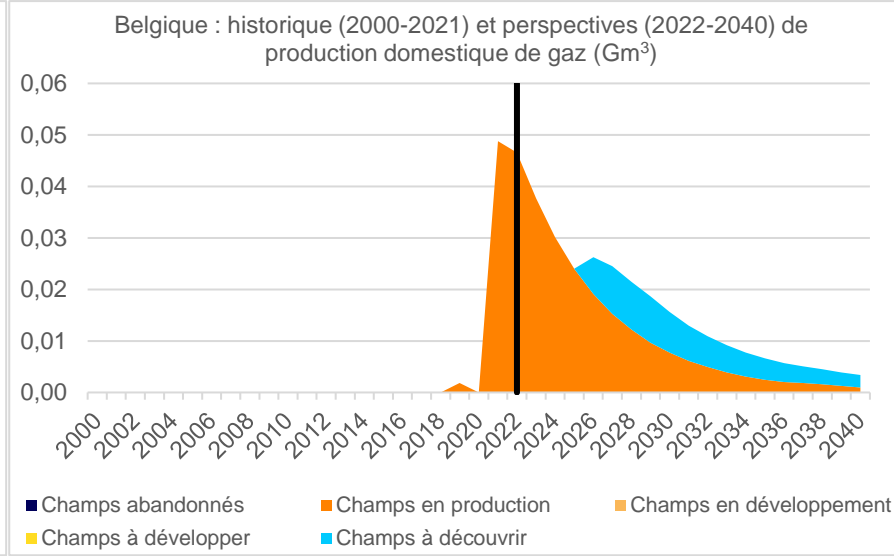
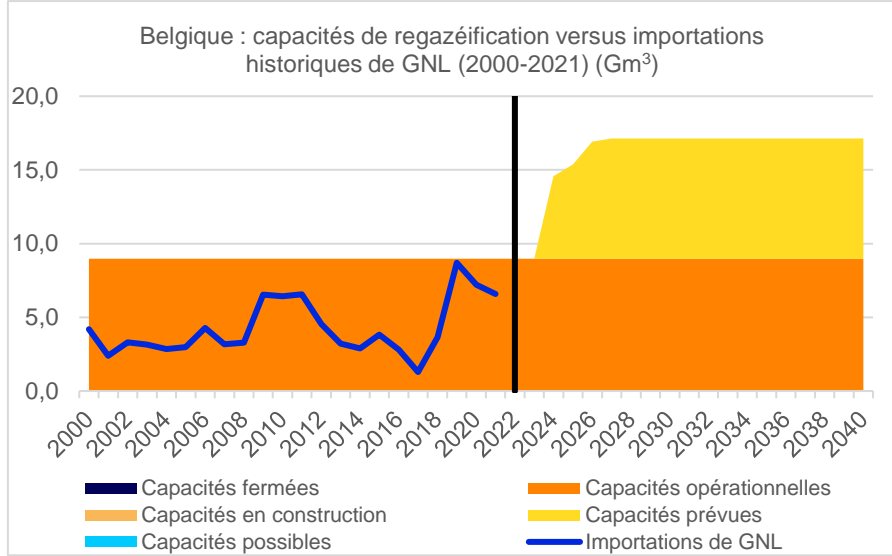
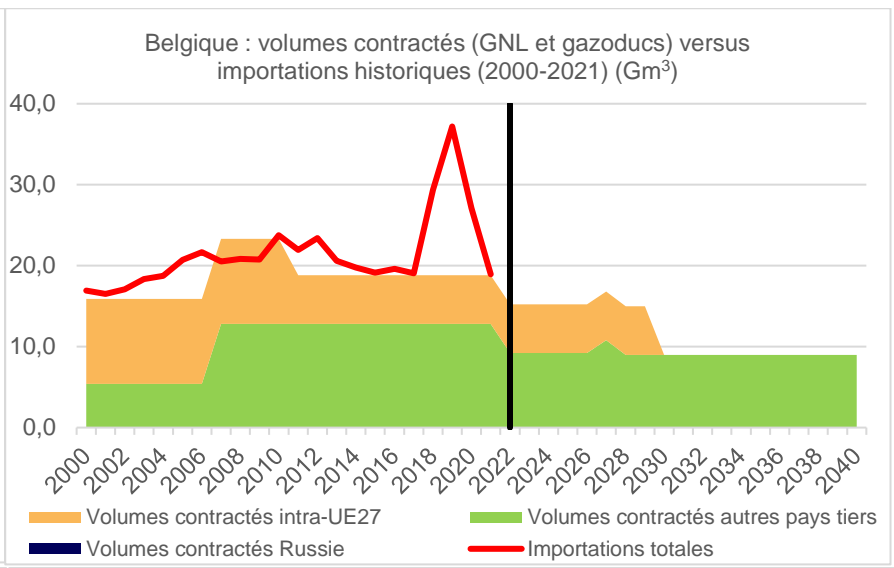
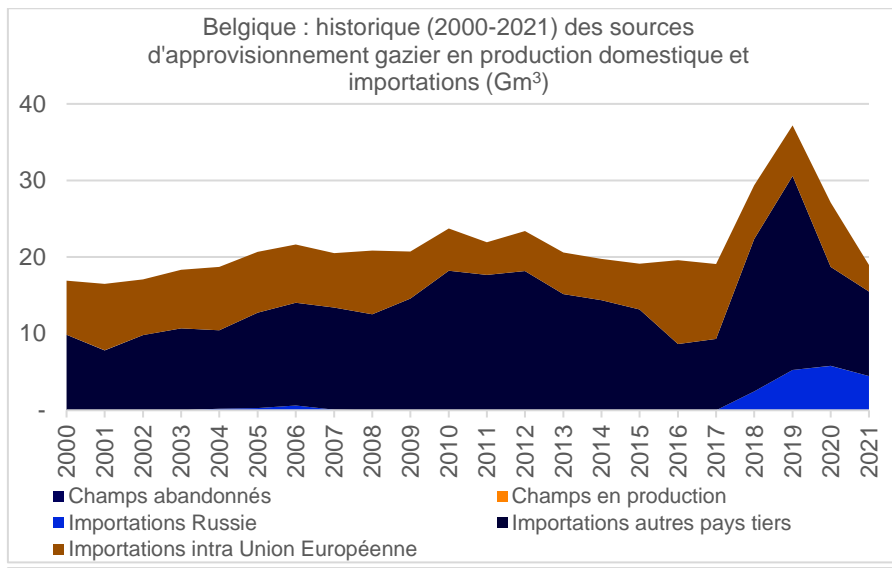
1 : Allemagne - consommation 2021 : 94 Gm³ (source Rystad) ; 27 % de l'énergie primaire (source BP)



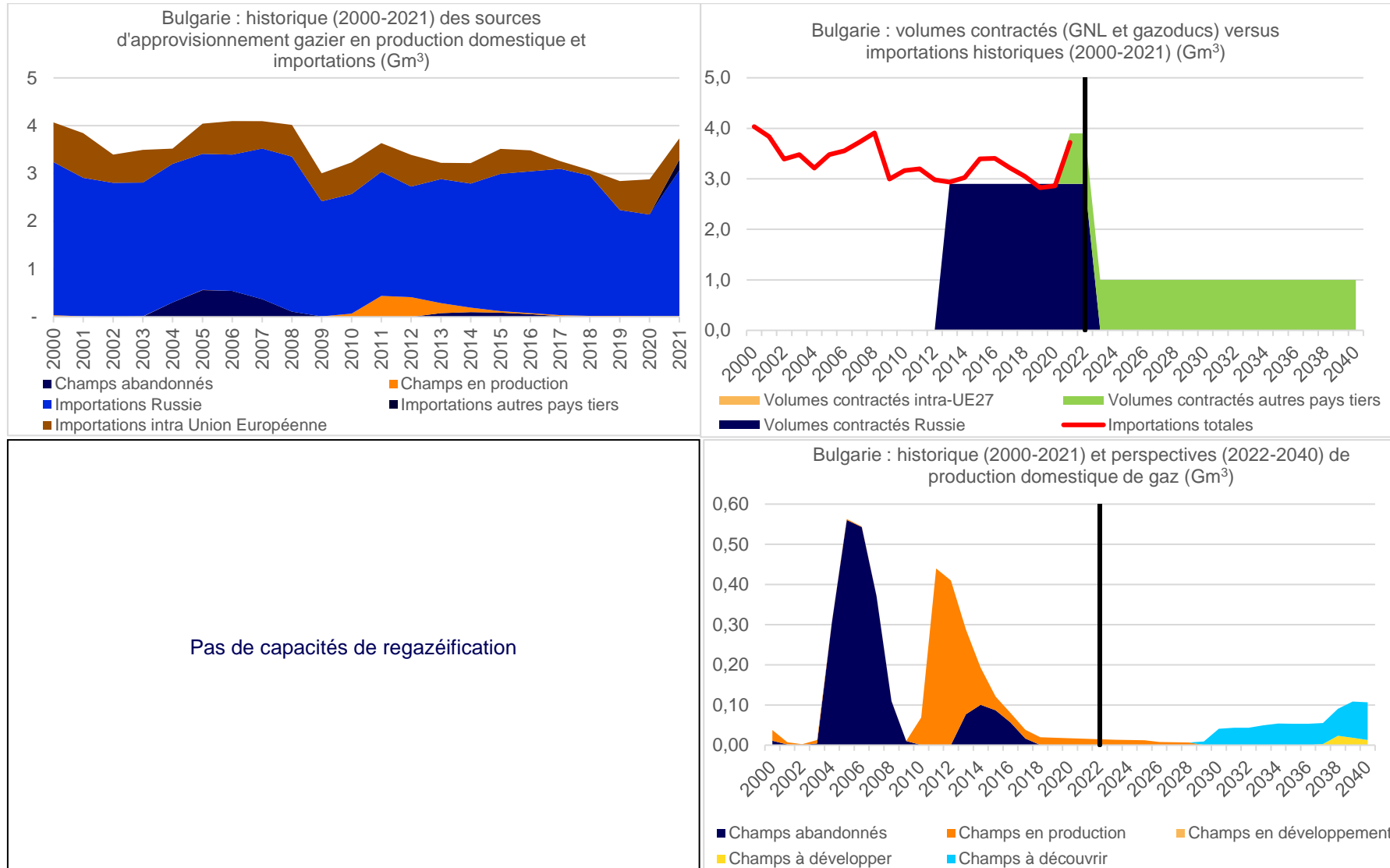
2 : Autriche - consommation 2021 : 9 Gm³ (source Rystad) ; 22 % de l'énergie primaire (source BP)



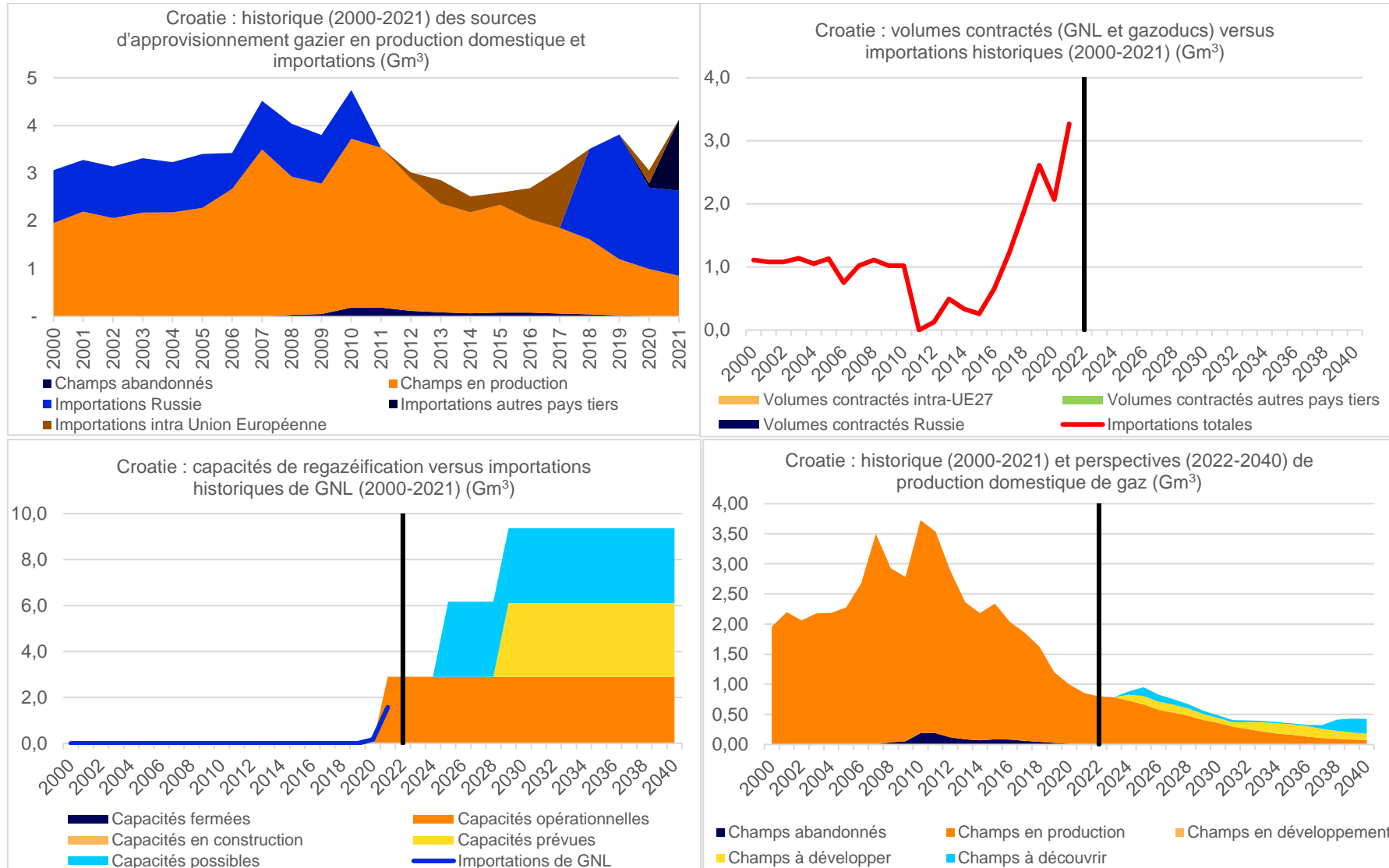
3 : Belgique - consommation 2021 : 19 Gm³ (source Rystad) ; 23 % de l'énergie primaire (source BP)



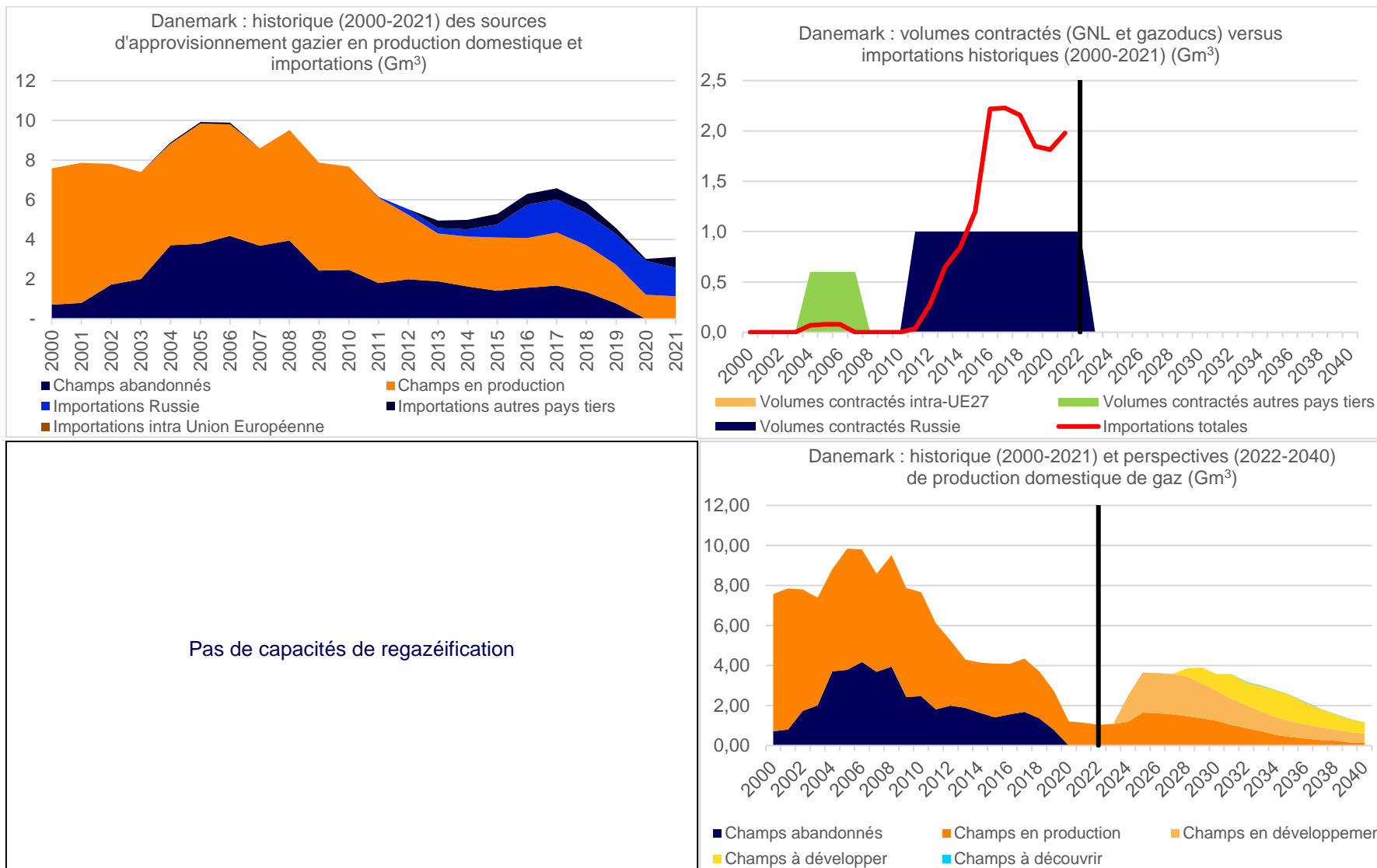
4 : Bulgarie - consommation 2021 : 4 Gm³ (source Rystad) ; 16 % de l'énergie primaire (source BP)



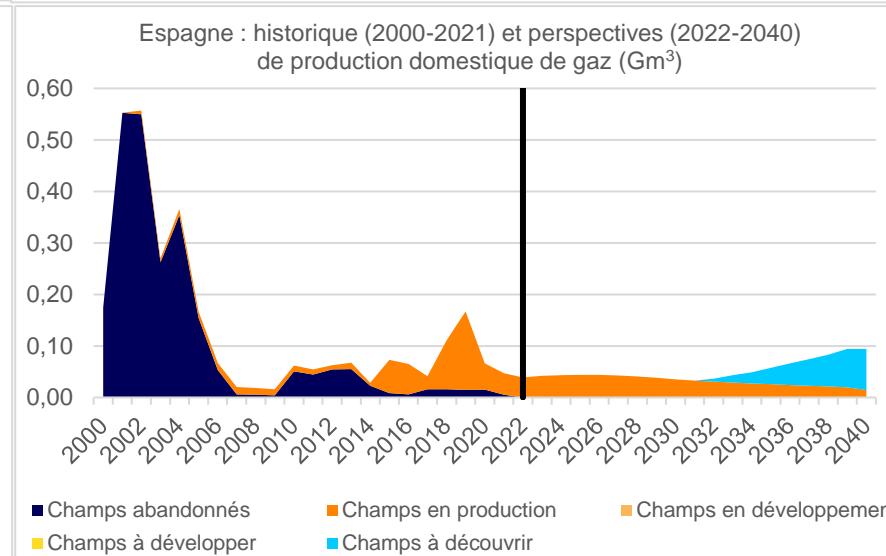
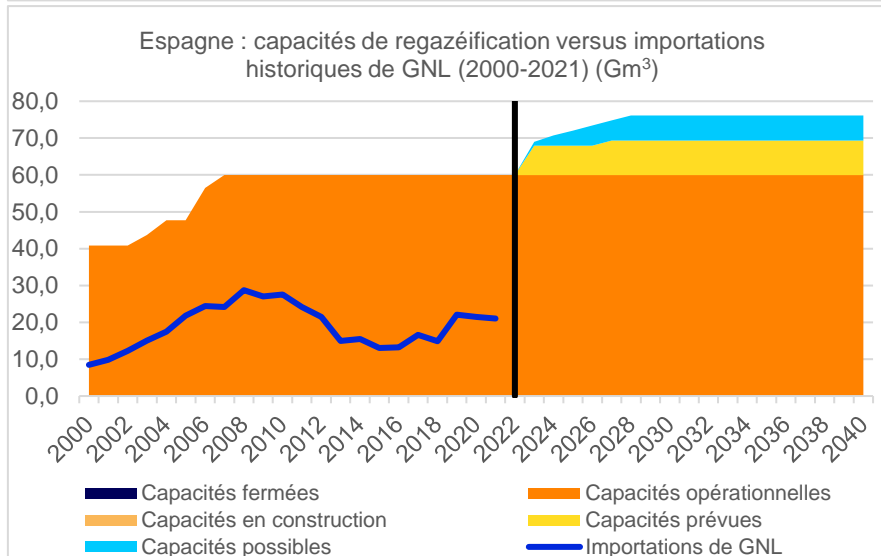
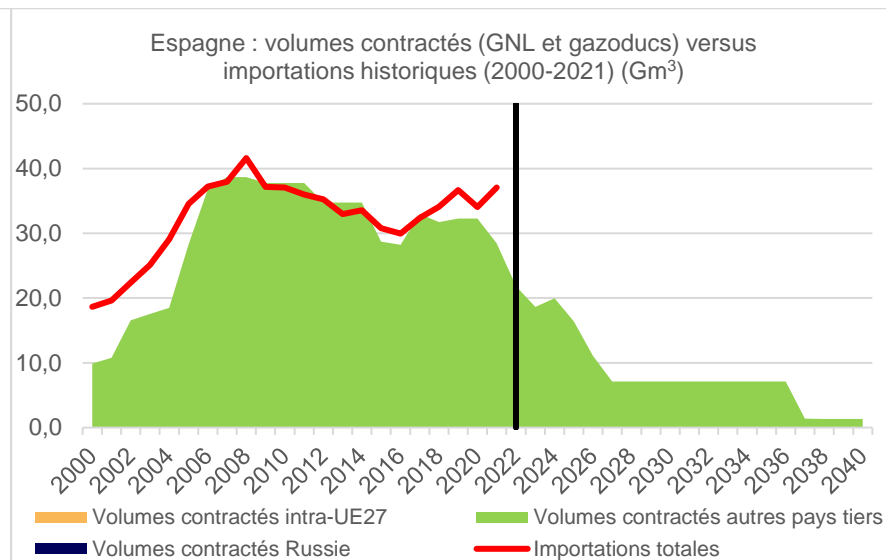
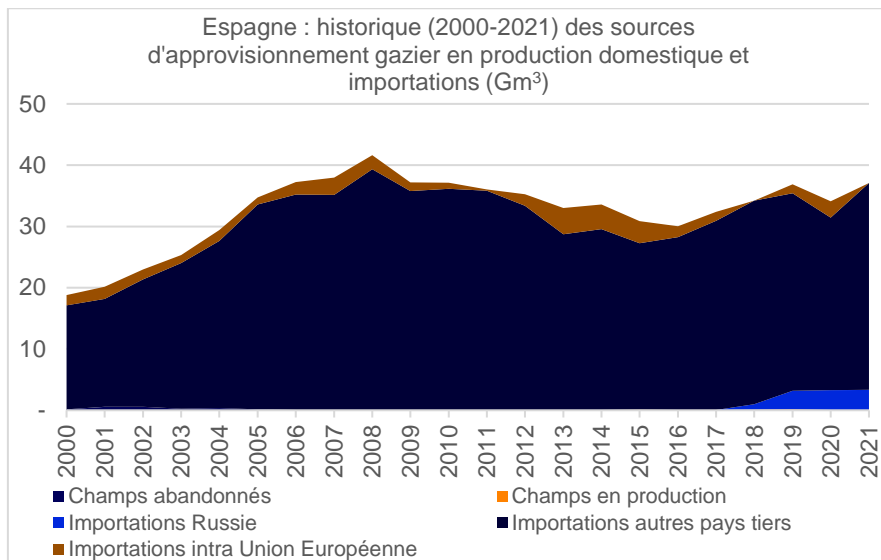
5 : Croatie - consommation 2021 : 2 Gm³ (source Rystad) ; 29 % de l'énergie primaire (source BP)



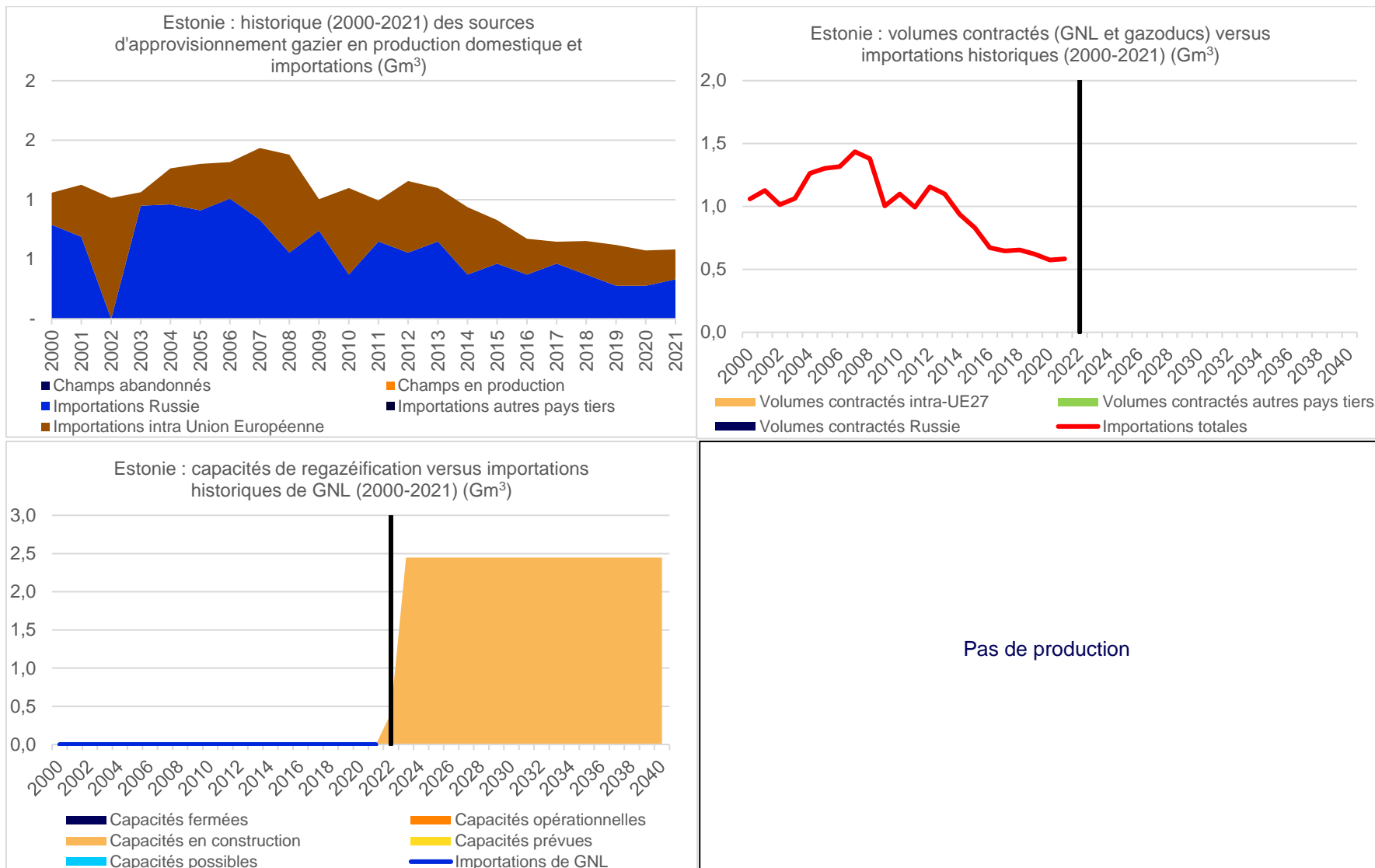
6 : Danemark - consommation 2021 : 3 Gm³ (source Rystad) ; 14 % de l'énergie primaire (source BP)



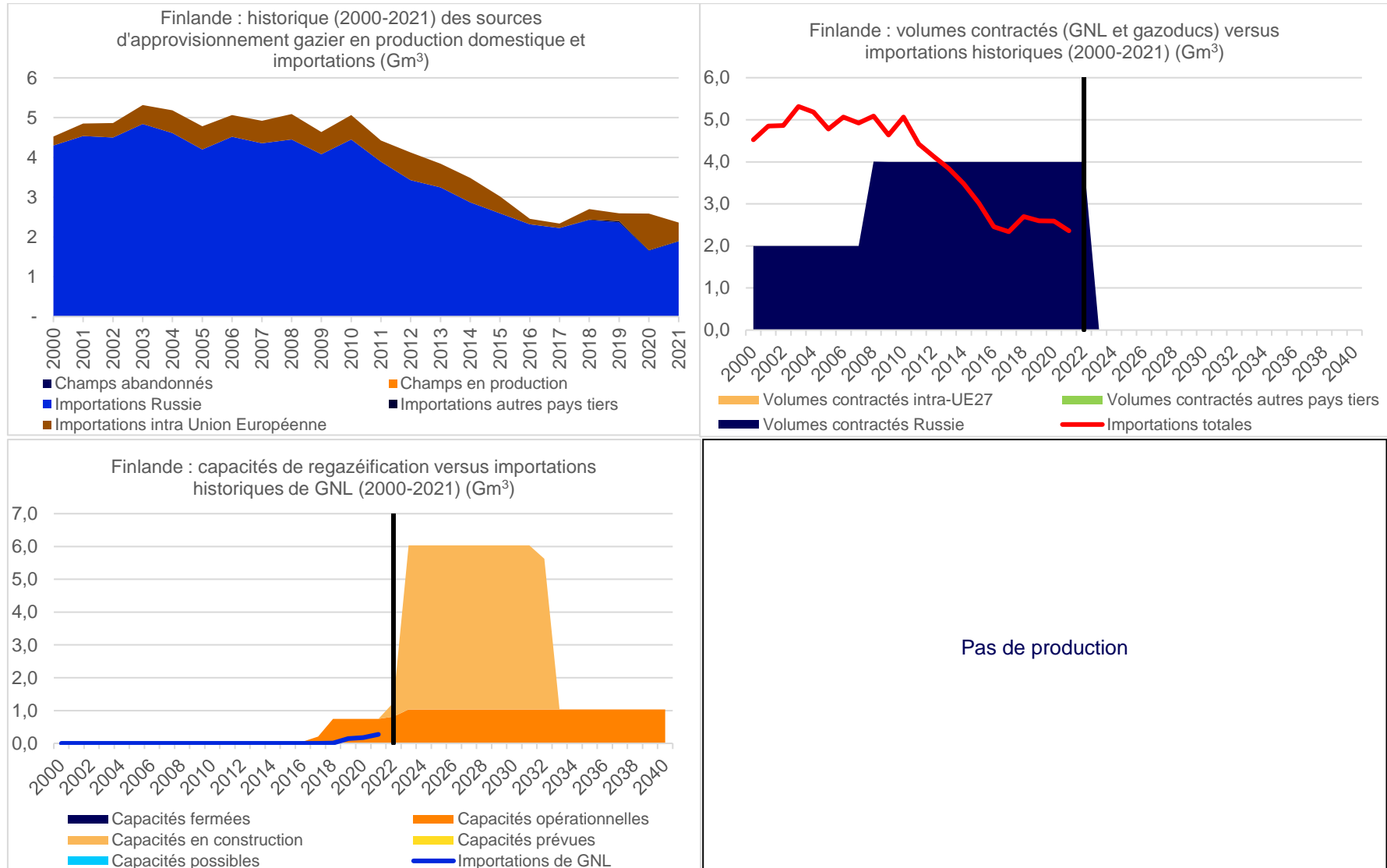
7 : Espagne - consommation 2021 : 35 Gm³ (source Rystad) ; 22 % de l'énergie primaire (source BP)



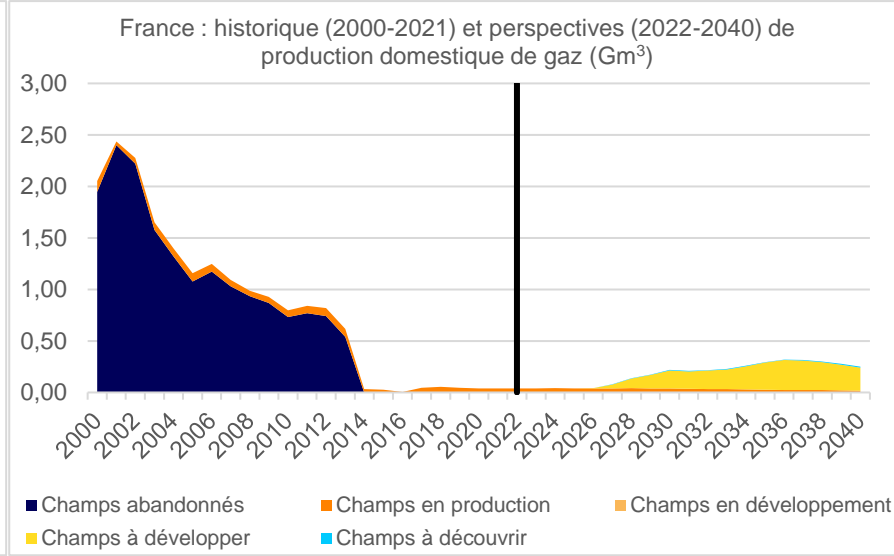
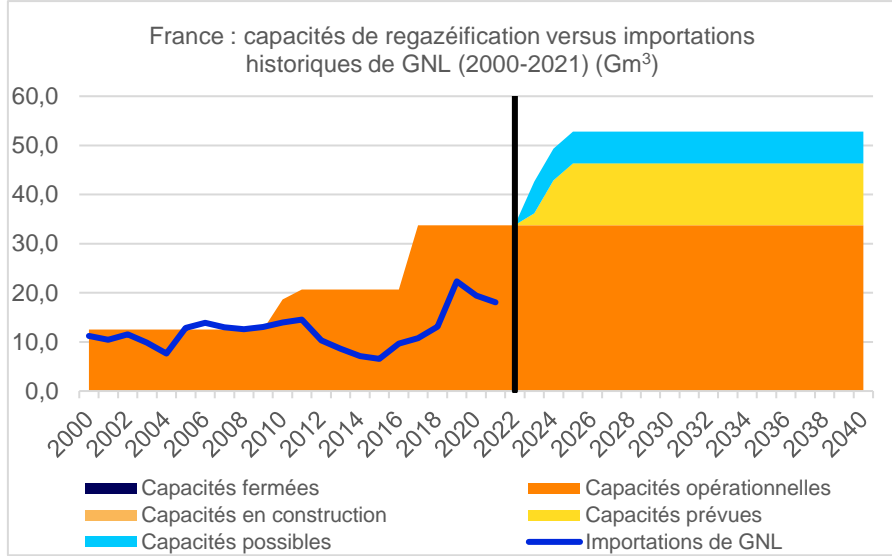
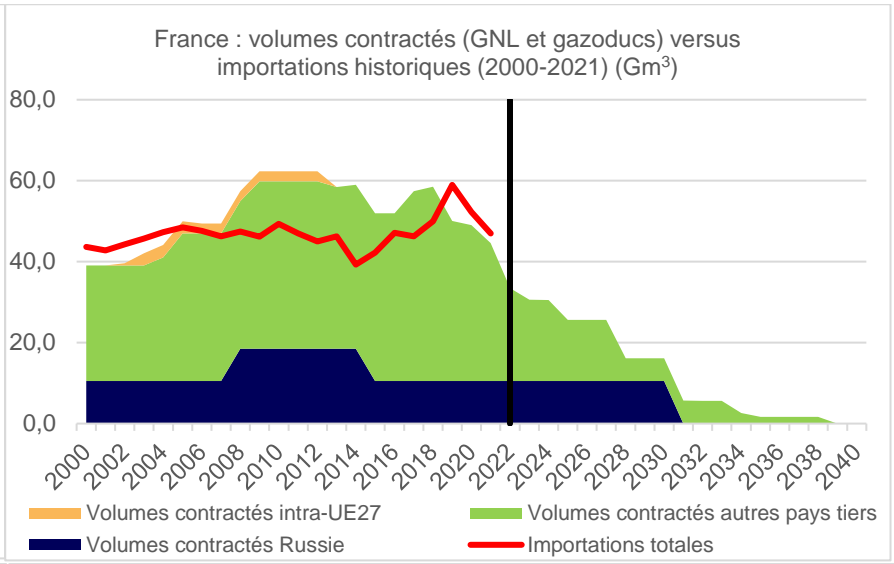
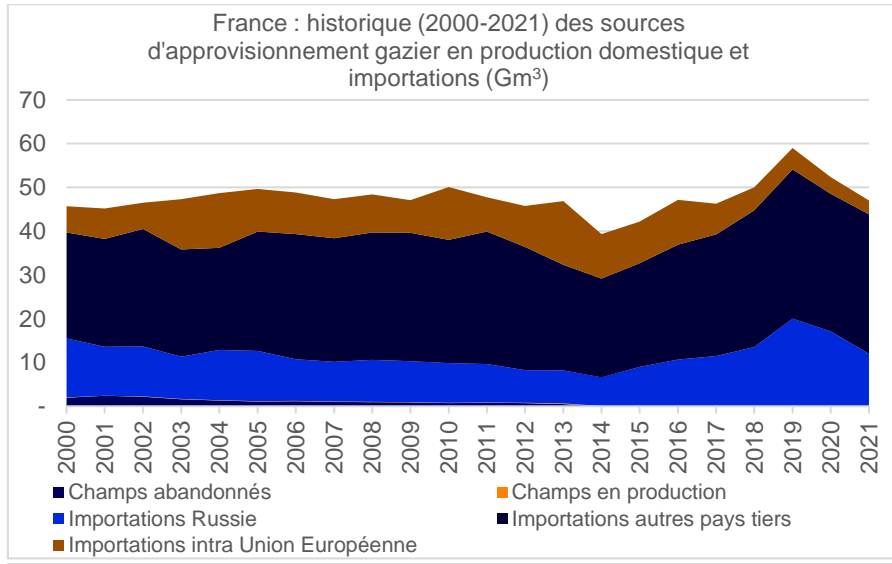
8 : Estonie - consommation 2021 : 1 Gm³ (source Rystad) ; 8 % de l'énergie primaire (source BP)



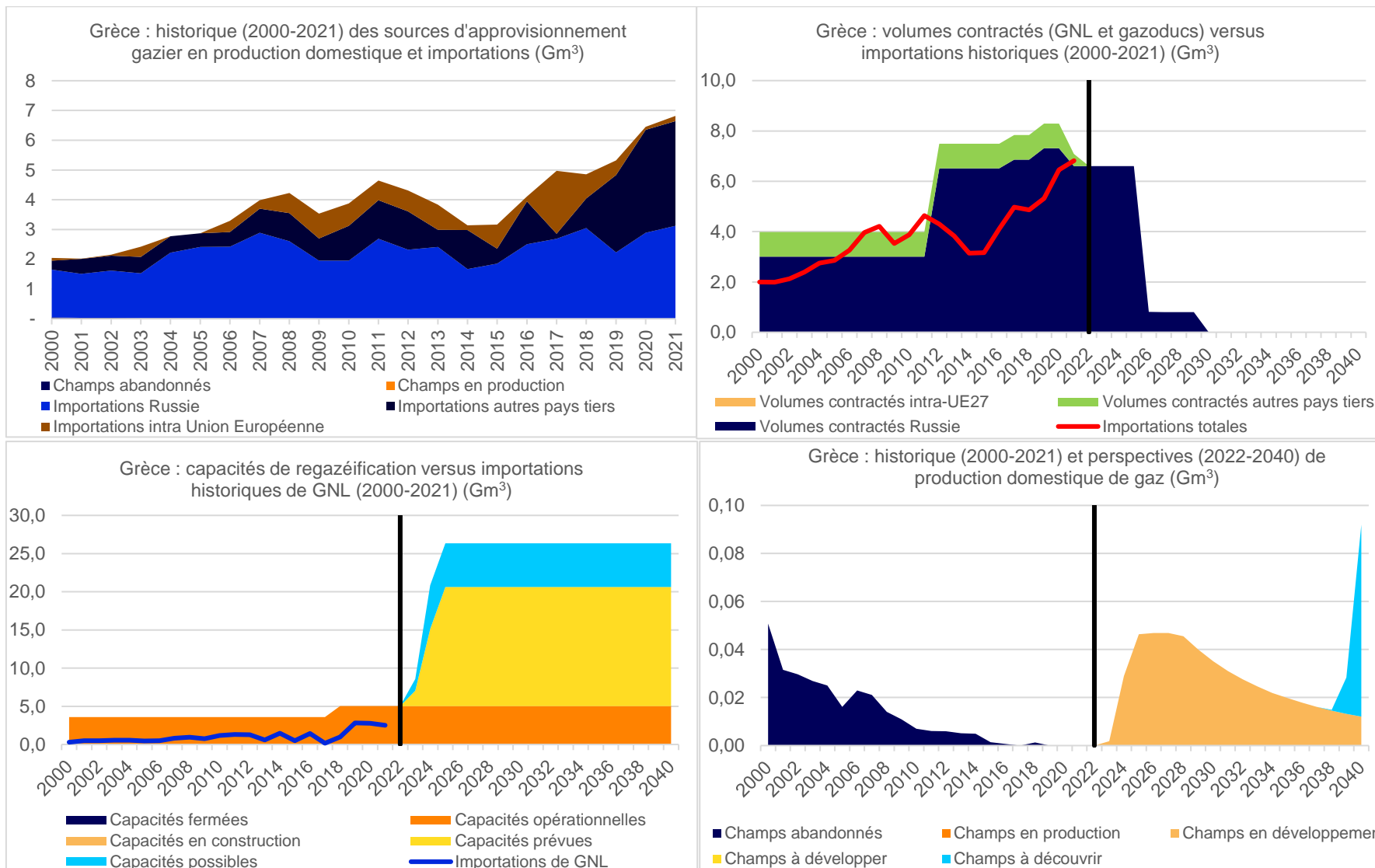
9 : Finlande - consommation 2021 : 2 Gm³ (source Rystad) ; 7 % de l'énergie primaire (source BP)



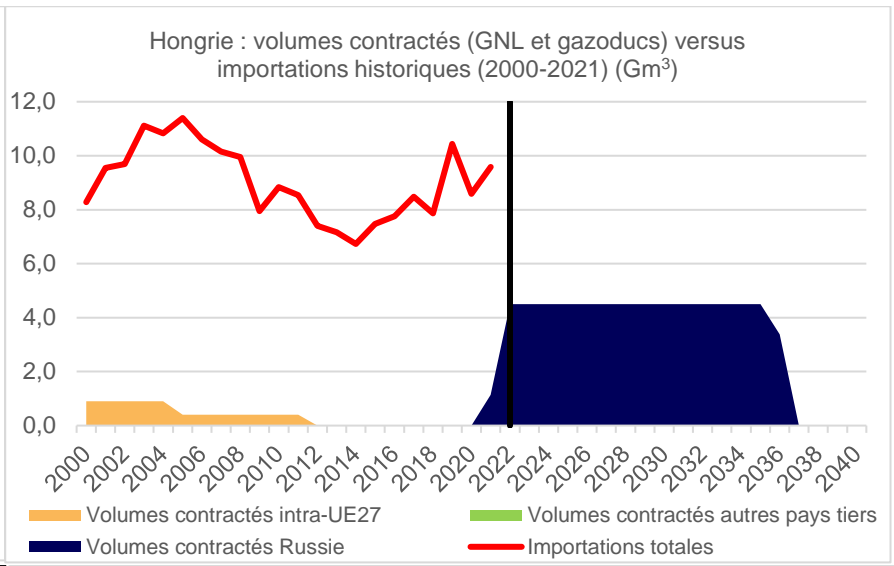
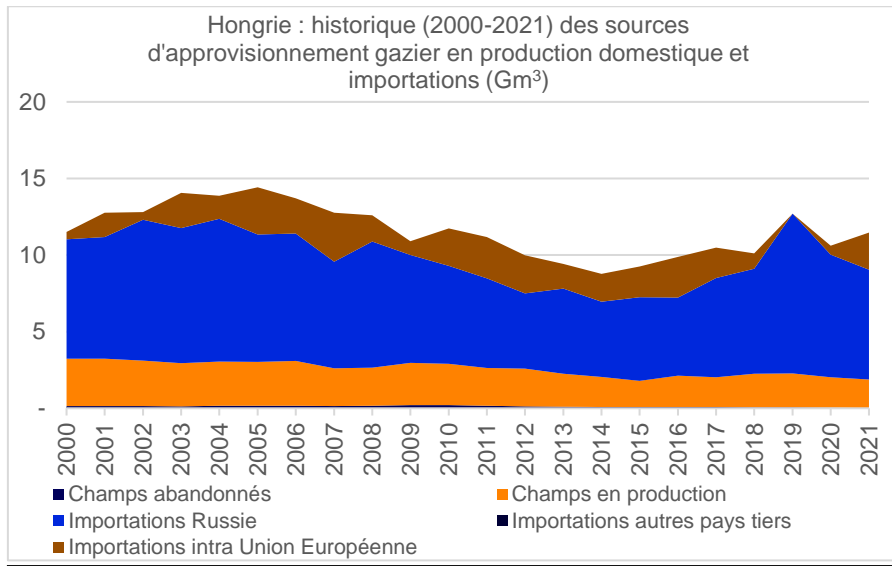
10 : France - consommation 2021 : 47 Gm³ (source Rystad) ; 17 % de l'énergie primaire (source BP)



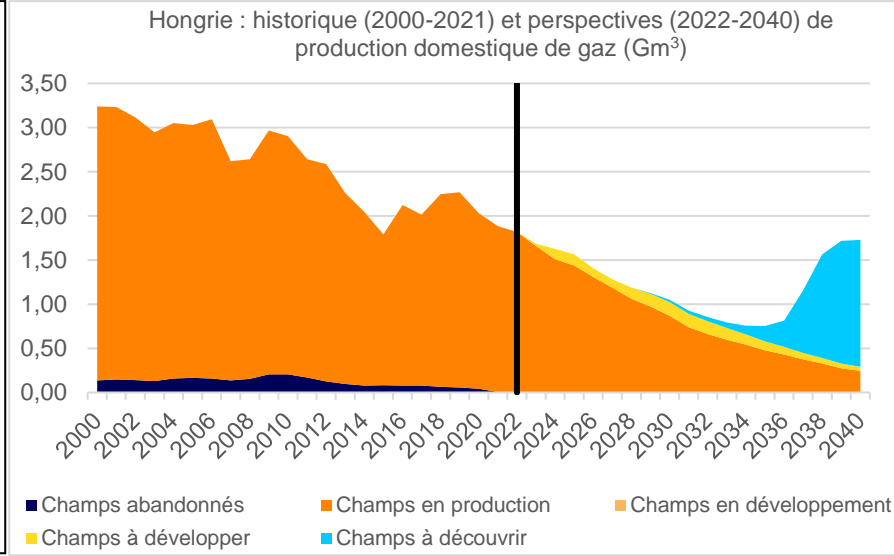
11 : Grèce - consommation 2021 : 7 Gm³ (source Rystad) ; 24 % de l'énergie primaire (source BP)



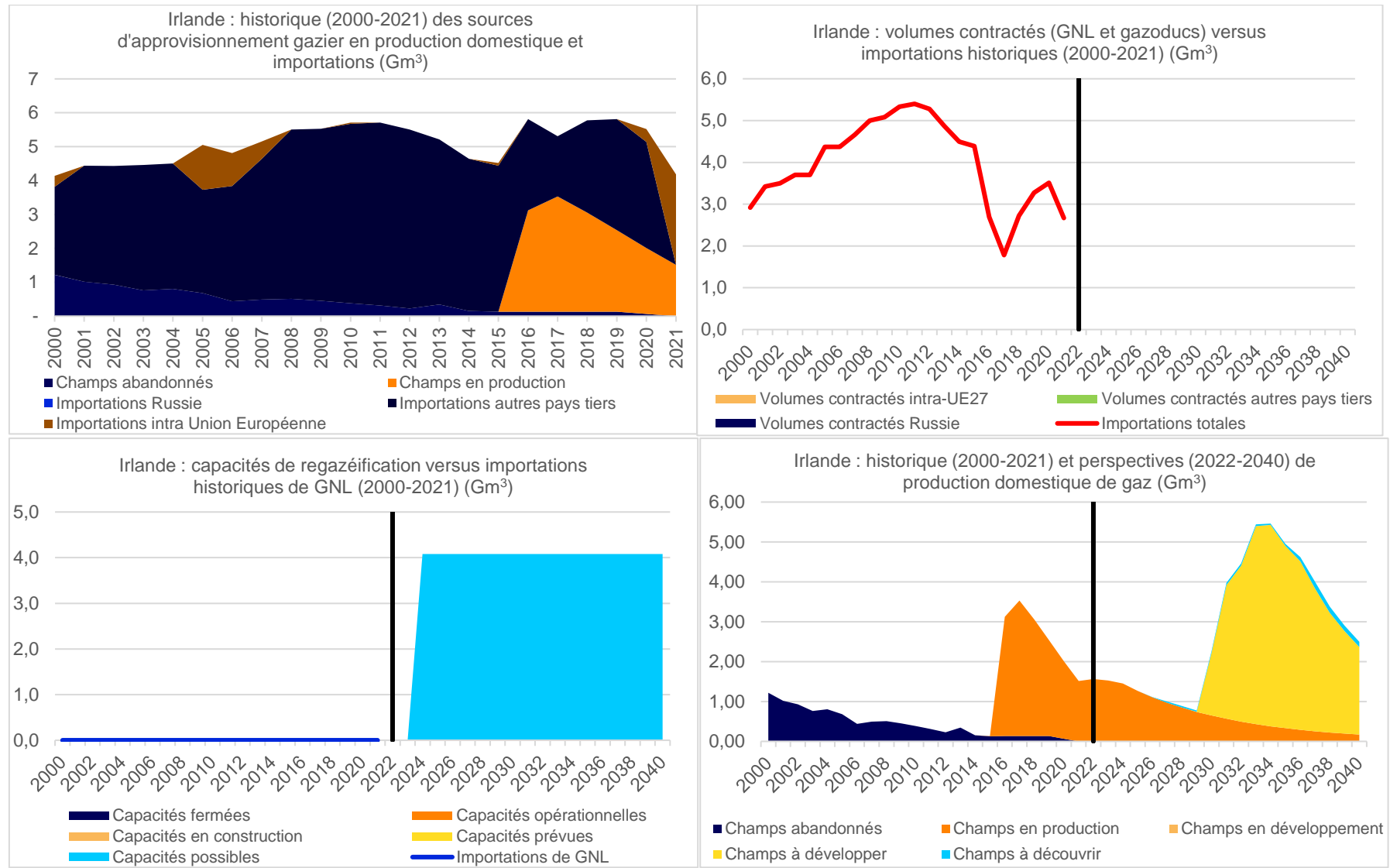
12 : Hongrie - consommation 2021 : 11 Gm³ (source Rystad) ; 39 % de l'énergie primaire (source BP)



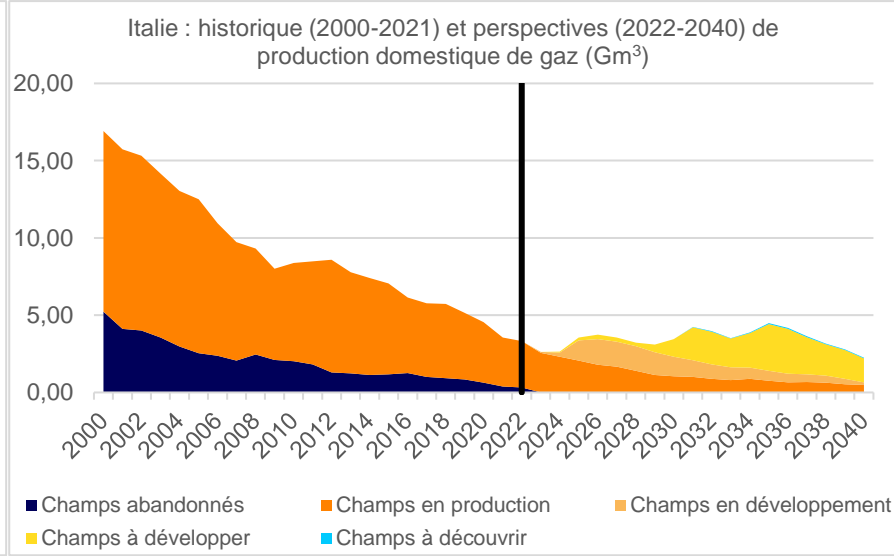
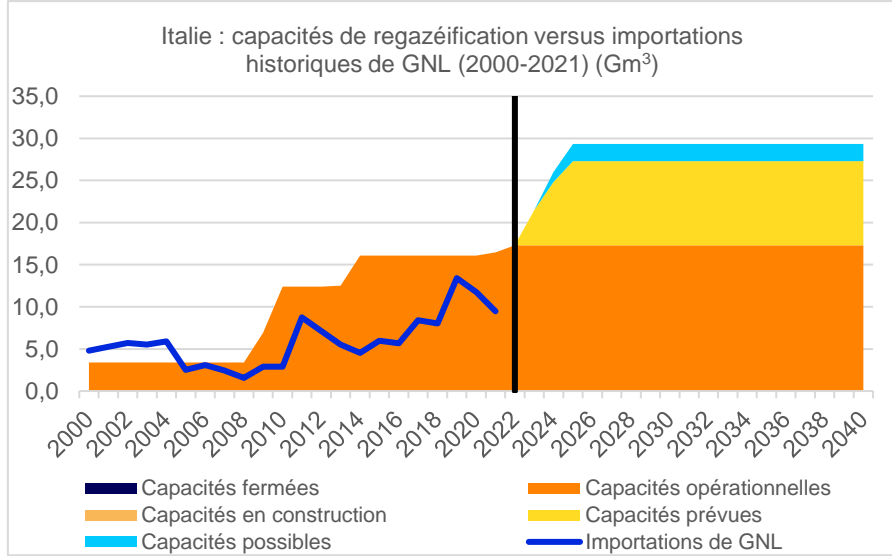
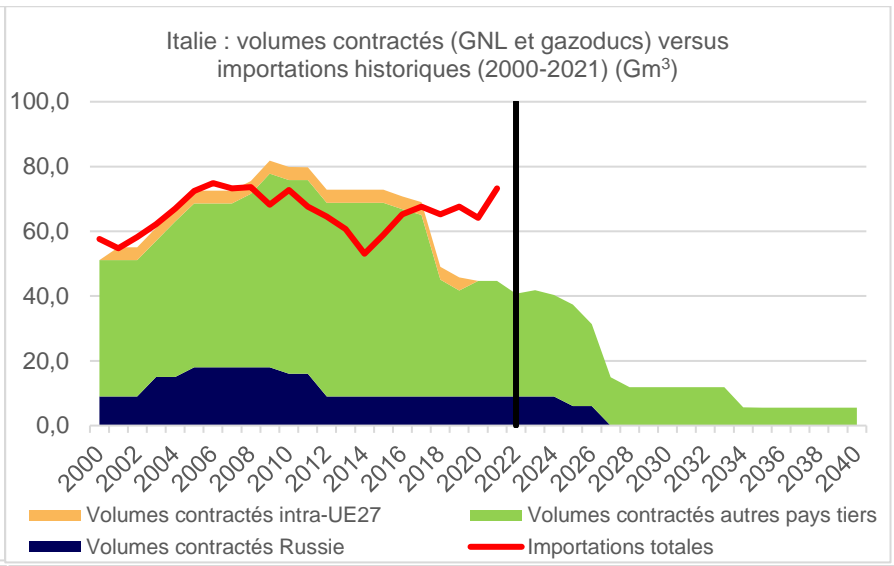
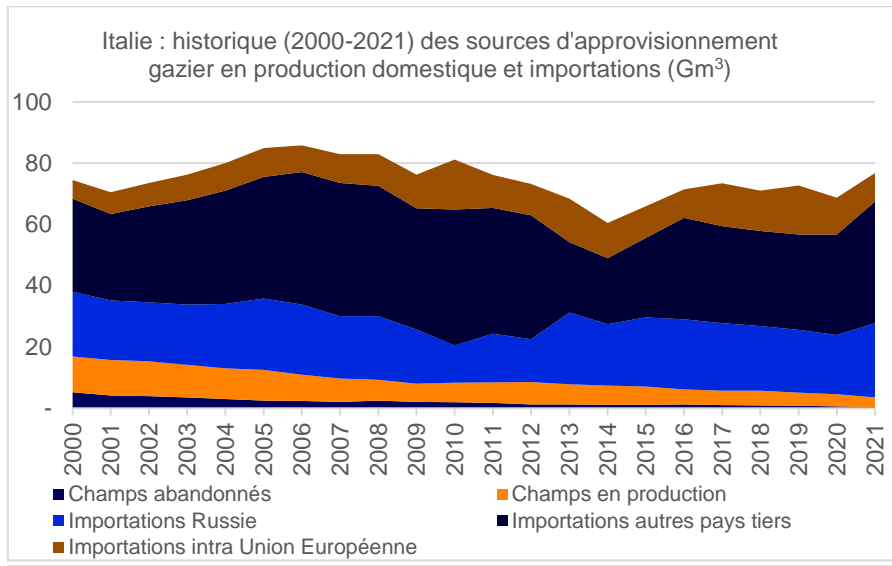
Pas de capacités de regazéification



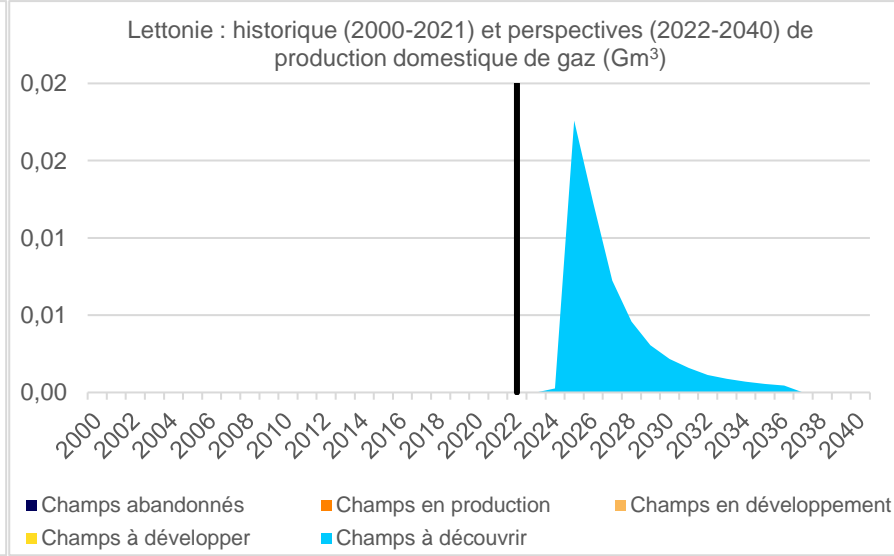
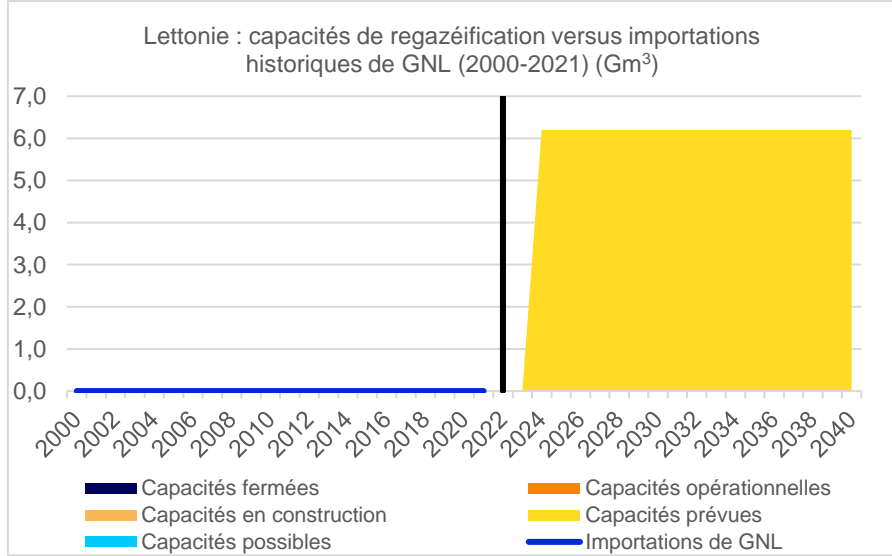
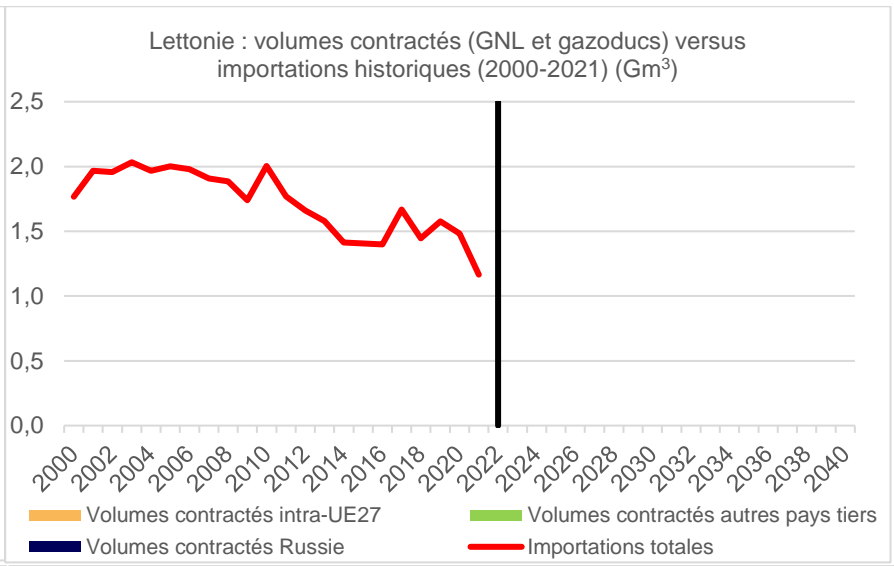
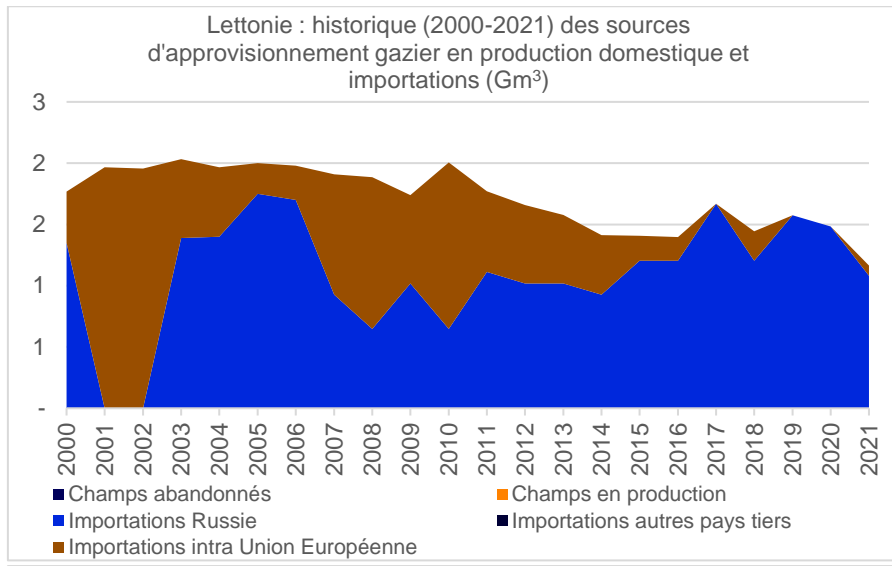
13 : Irlande - consommation 2021 : 4 Gm³ (source Rystad) ; 30 % de l'énergie primaire (source BP)



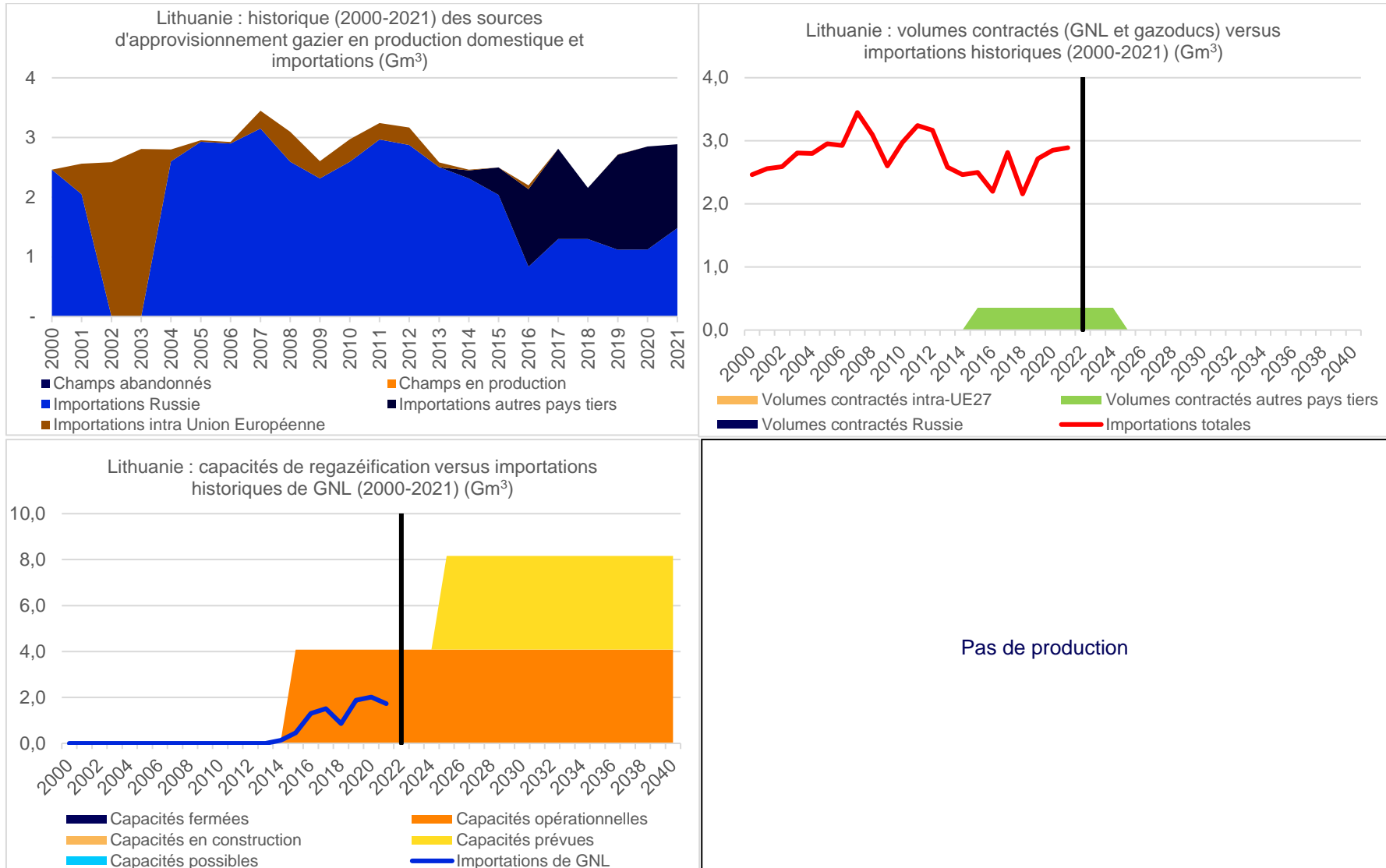
14 : Italie - consommation 2021 : 77 Gm³ (source Rystad) ; 42 % de l'énergie primaire (source BP)



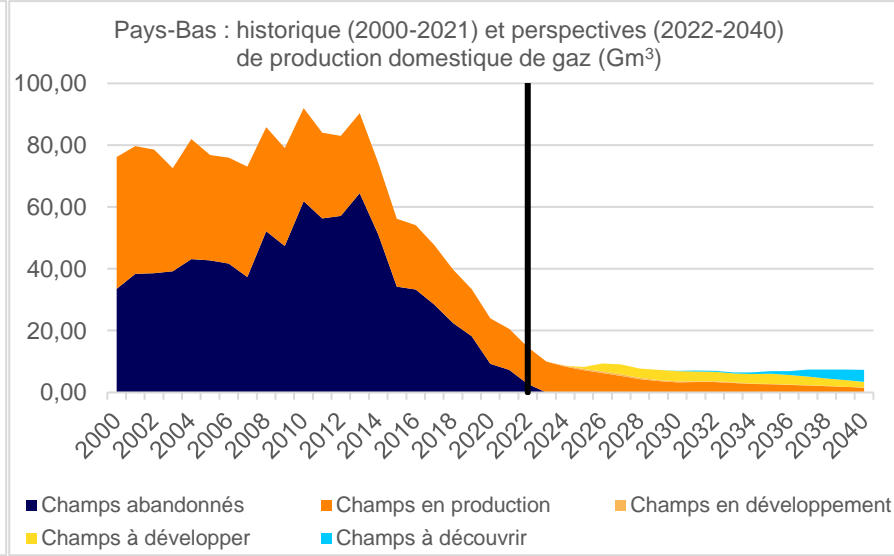
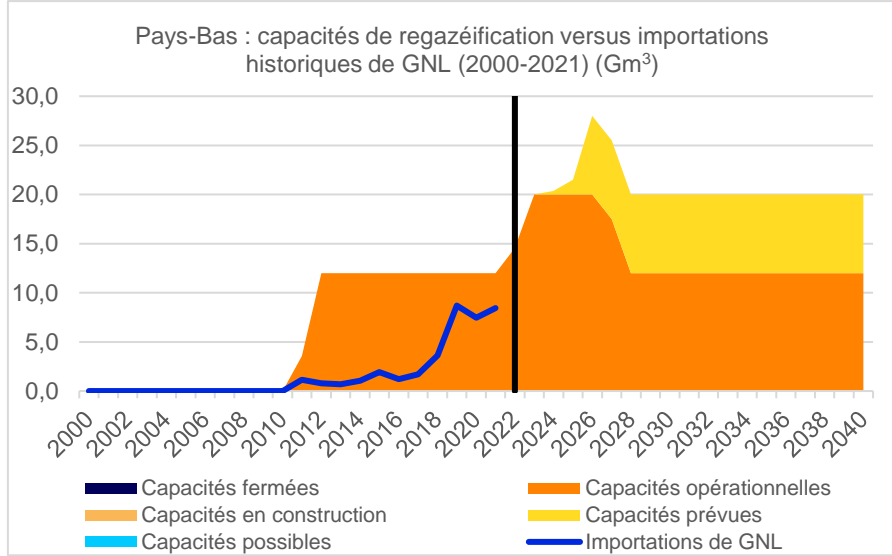
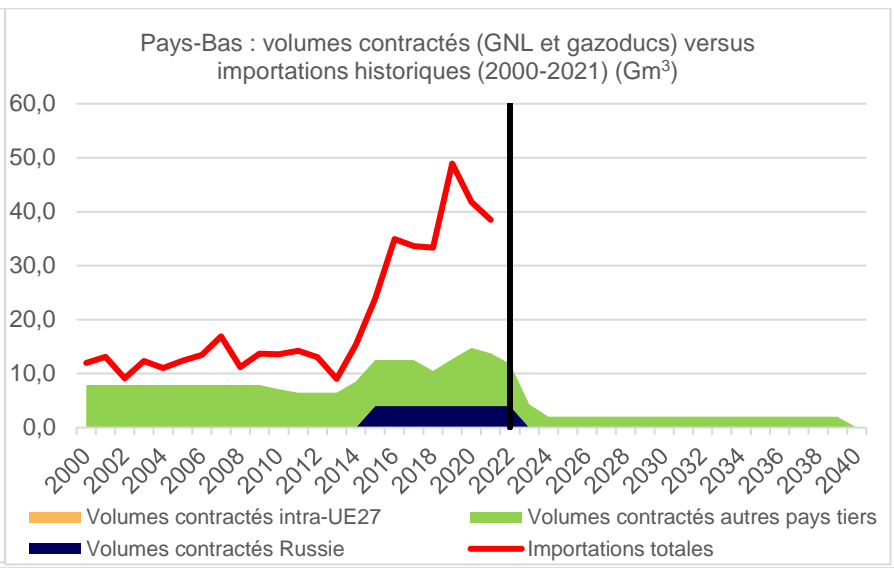
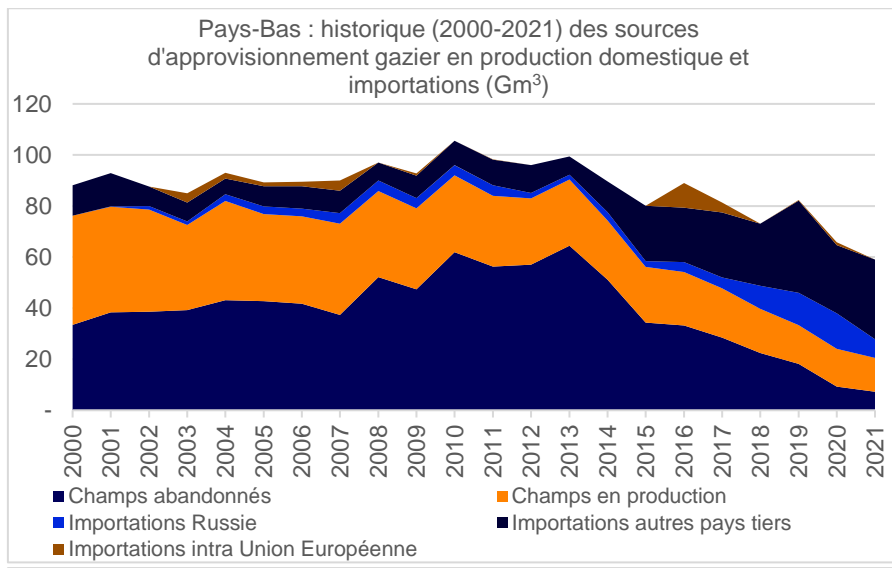
15 : Lettonie - consommation 2021 : 1 Gm³ (source Rystad) ; 29 % de l'énergie primaire (source BP)



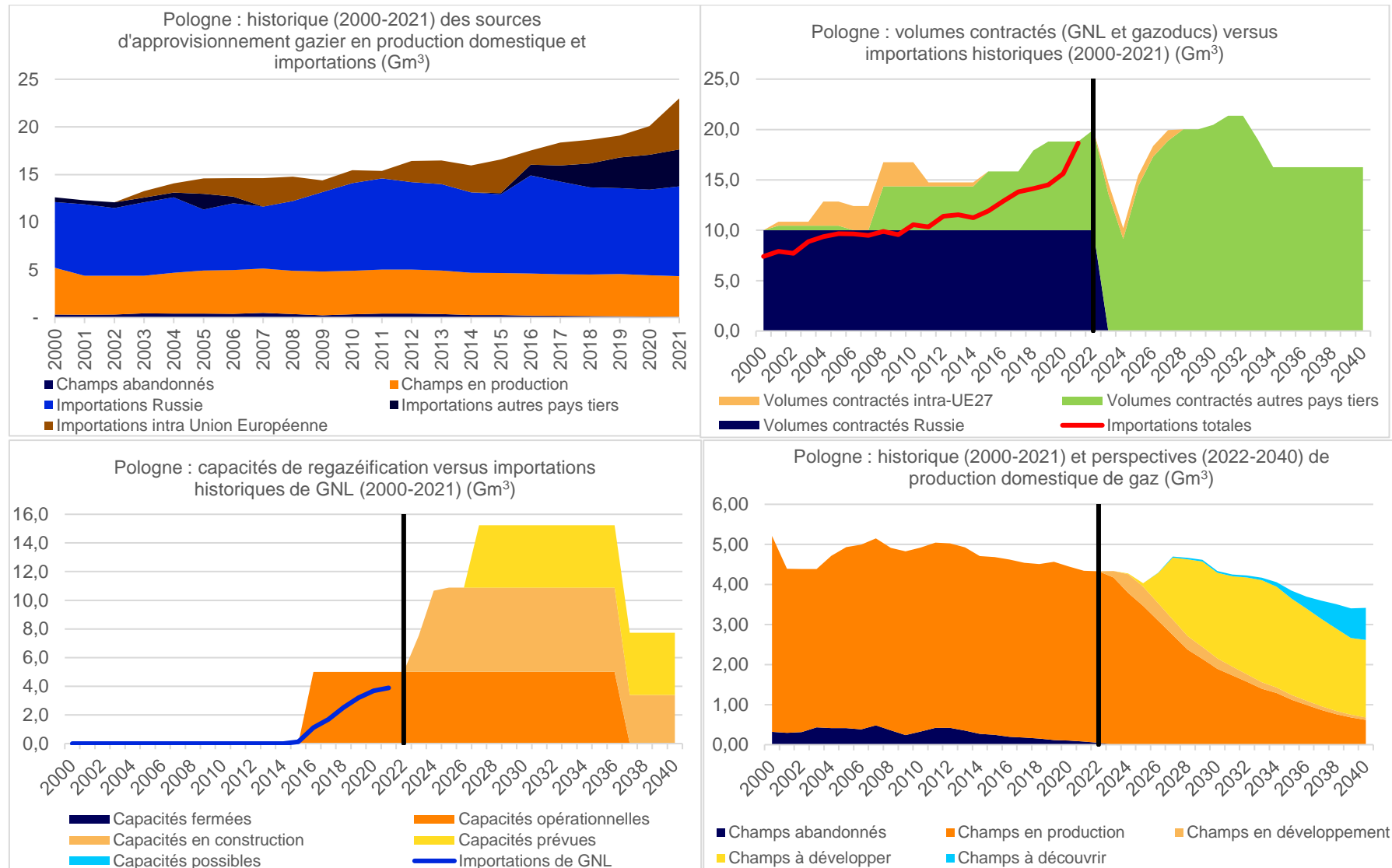
16 : Lituanie - consommation 2021 : 2 Gm³ (source Rystad) ; 33 % de l'énergie primaire (source BP)



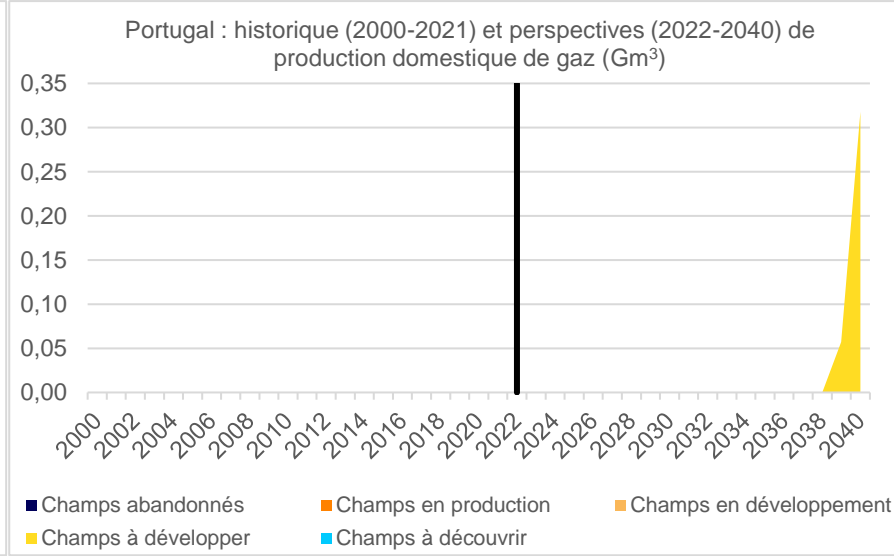
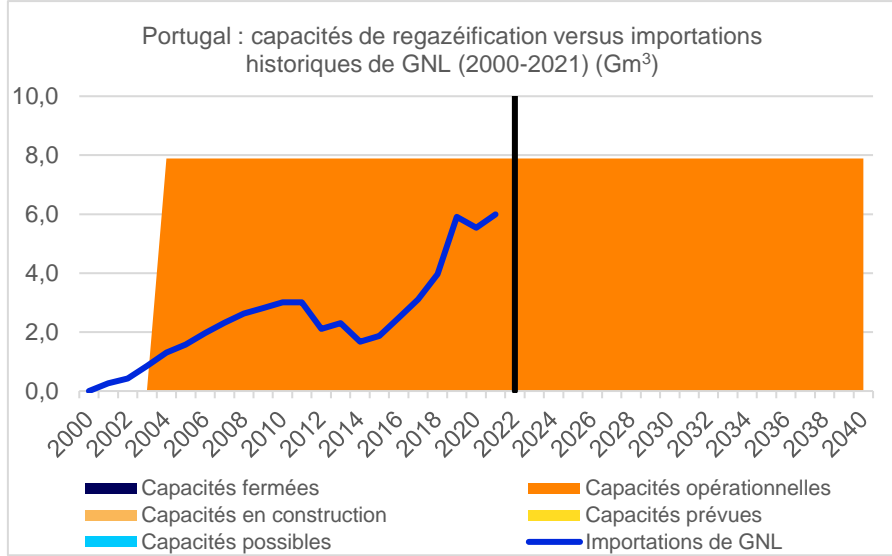
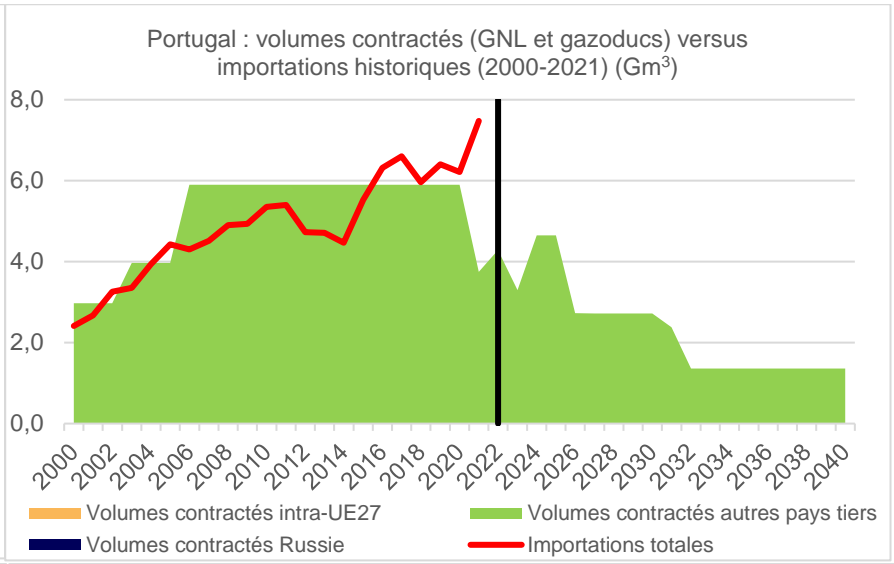
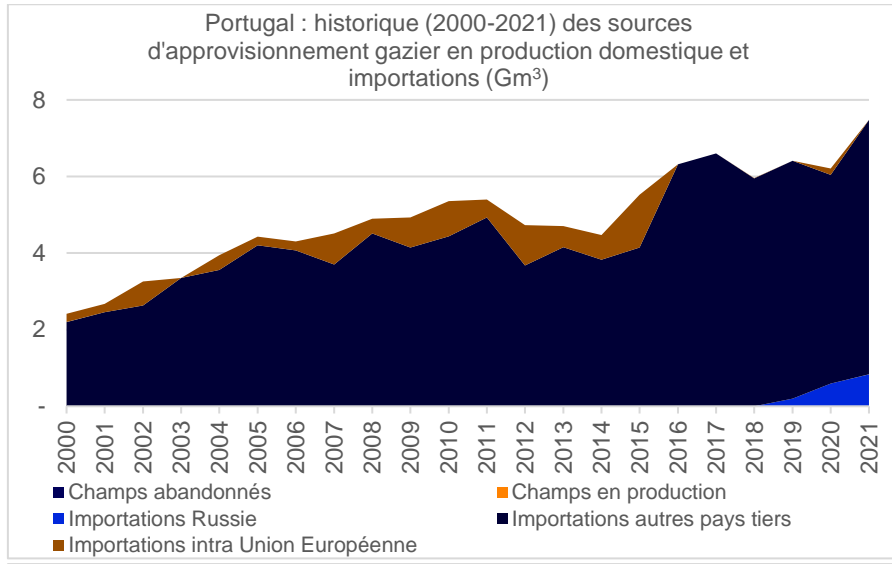
17 : Pays-Bas - consommation 2021 : 34 Gm³ (source Rystad) ; 37 % de l'énergie primaire (source BP)



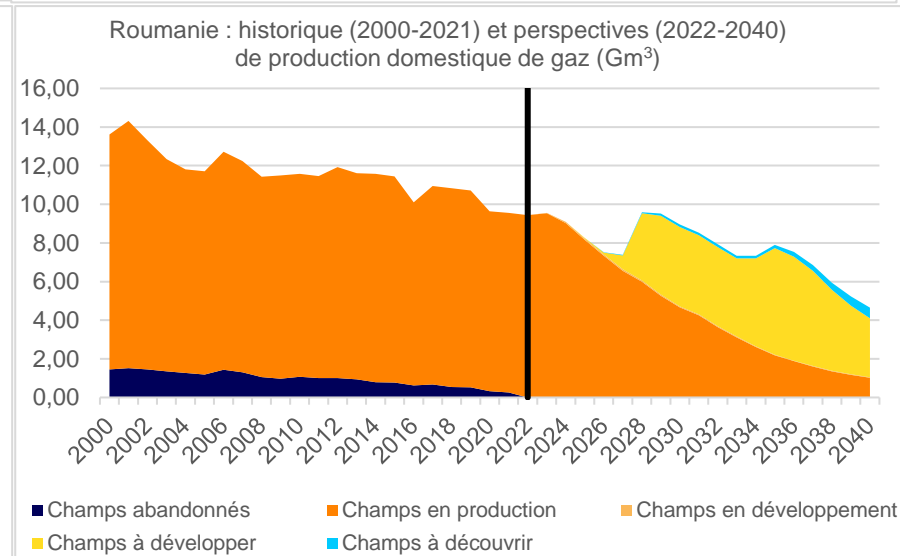
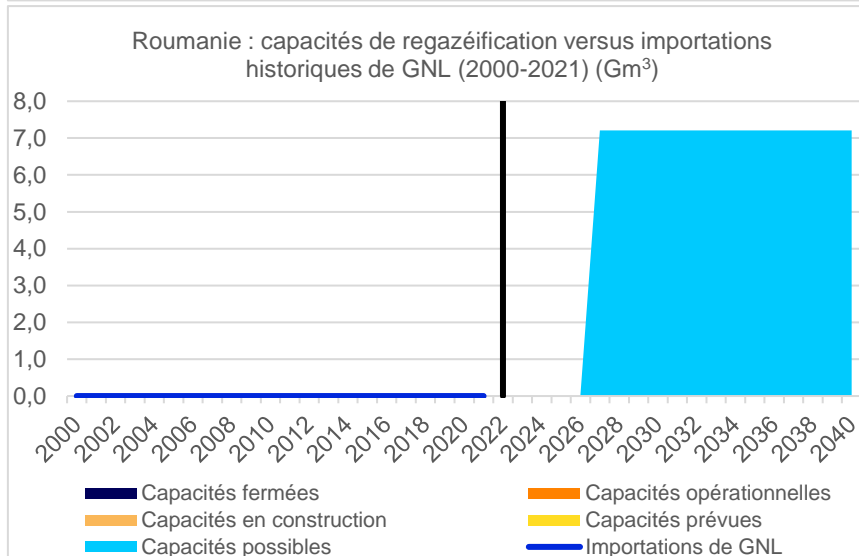
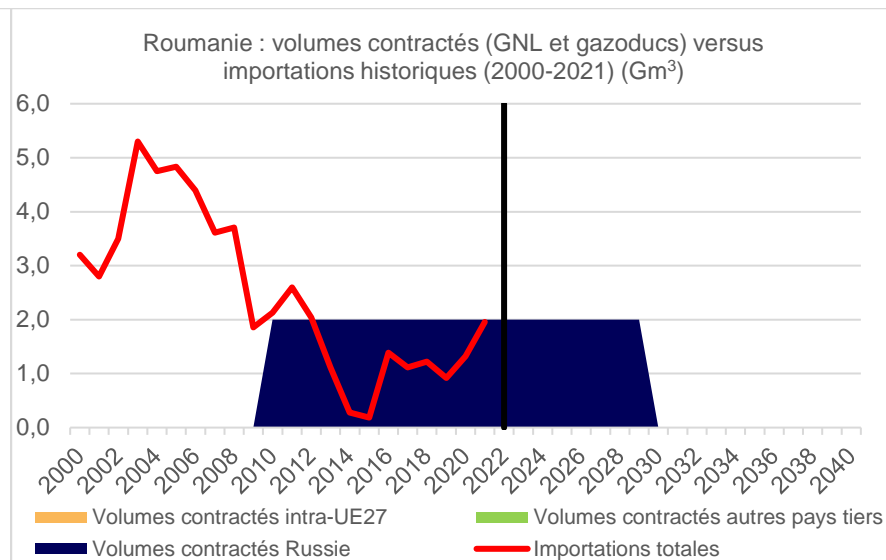
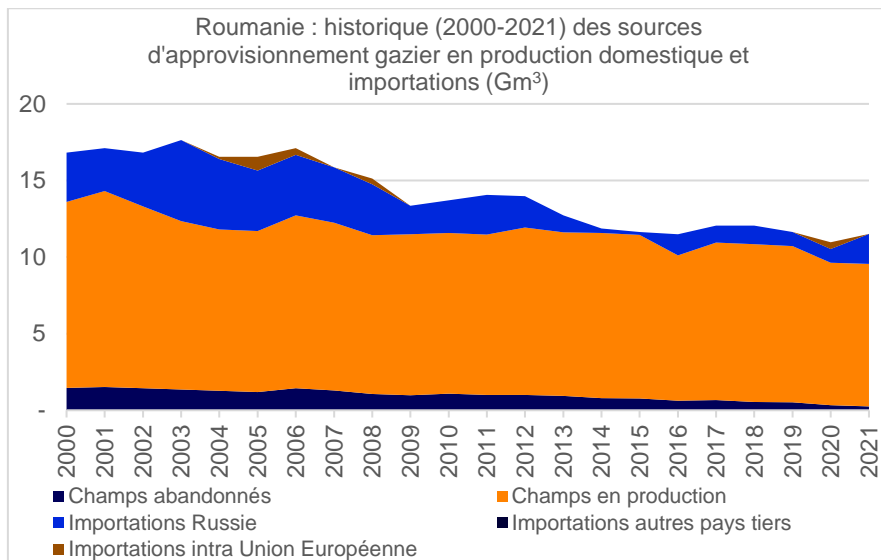
18 : Pologne - consommation 2021 : 23 Gm³ (source Rystad) ; 19 % de l'énergie primaire (source BP)



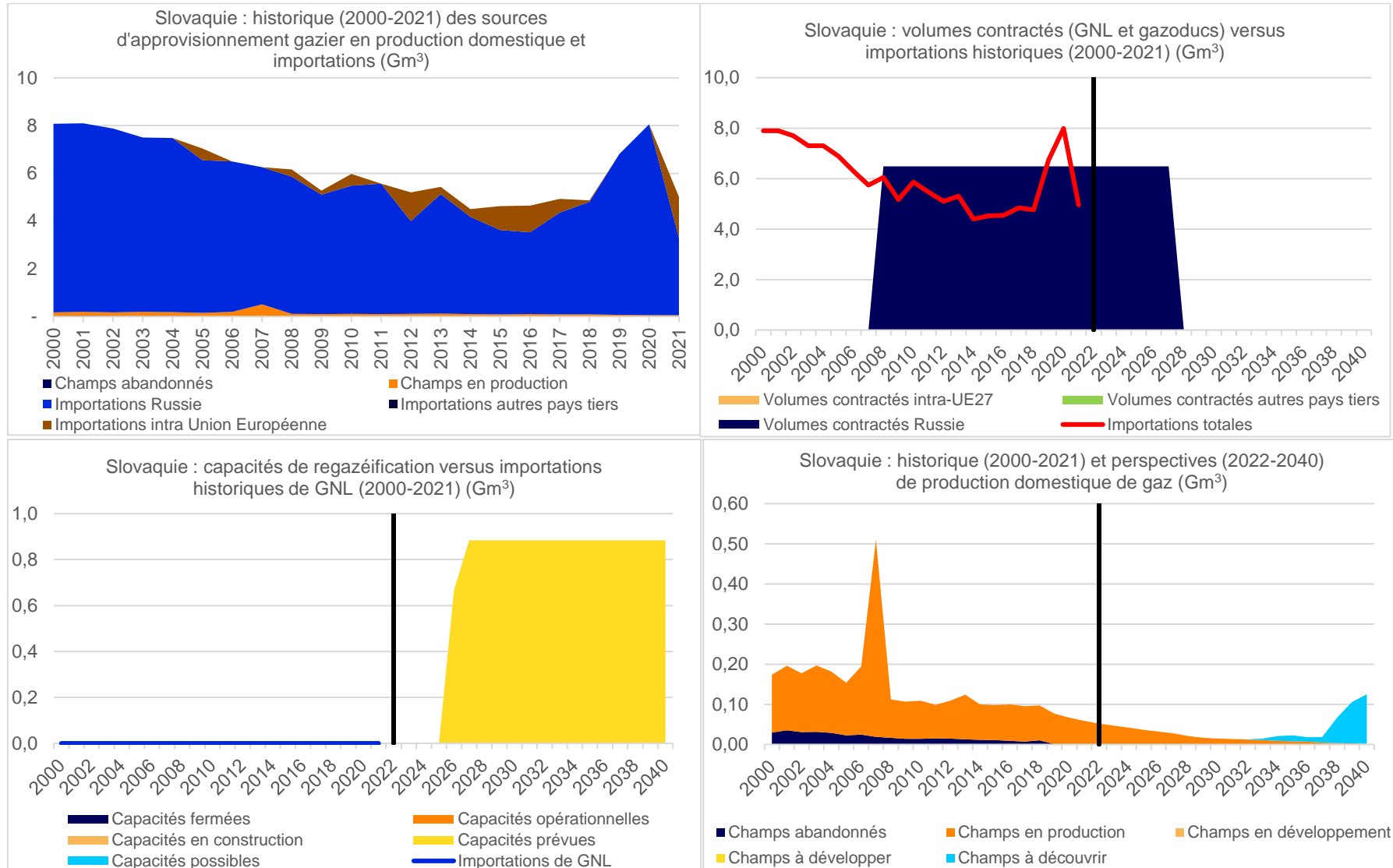
19 : Portugal - consommation 2021 : 6 Gm³ (source Rystad) ; 23 % de l'énergie primaire (source BP)



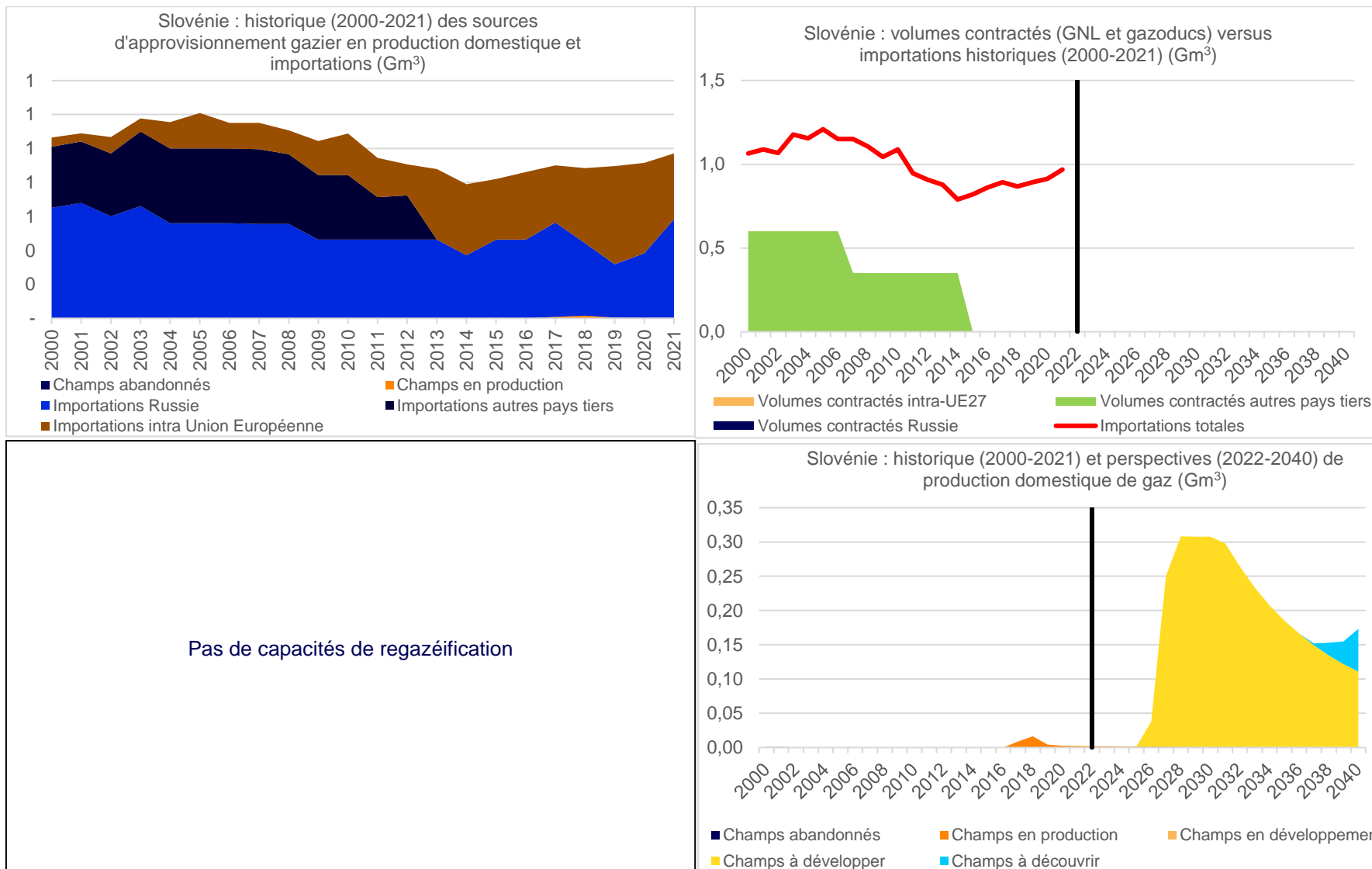
20 : Roumanie - consommation 2021 : 10 Gm³ (source Rystad) ; 30 % de l'énergie primaire (source BP)



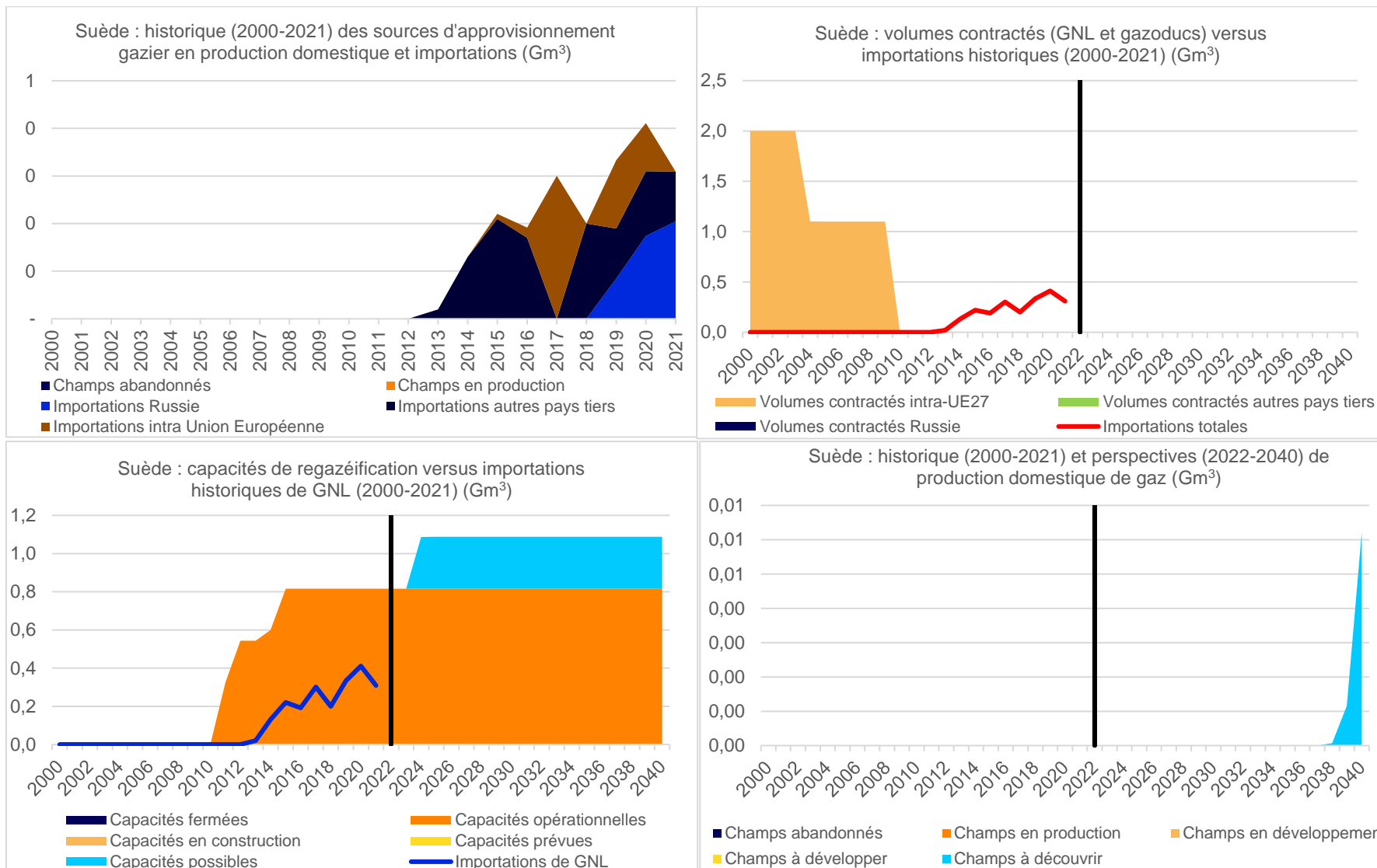
21 : Slovaquie - consommation 2021 : 5 Gm³ (source Rystad) ; 28 % de l'énergie primaire (source BP)



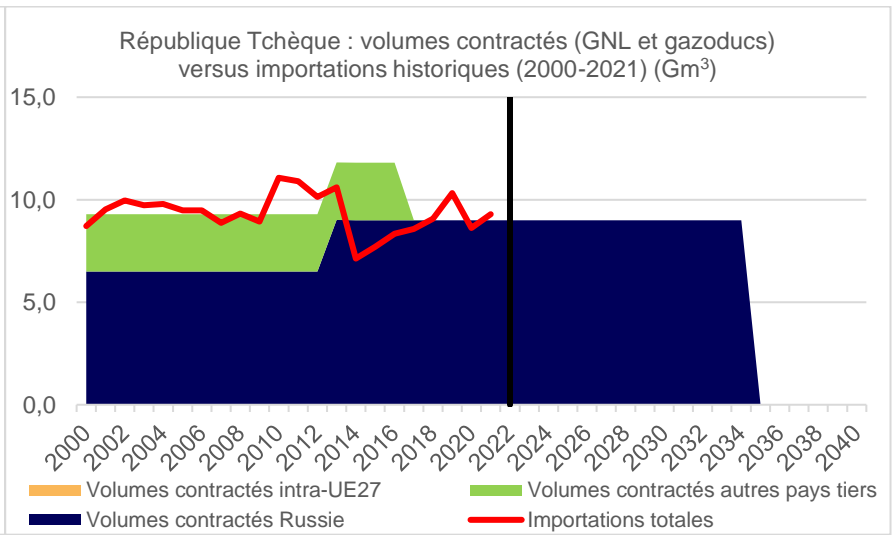
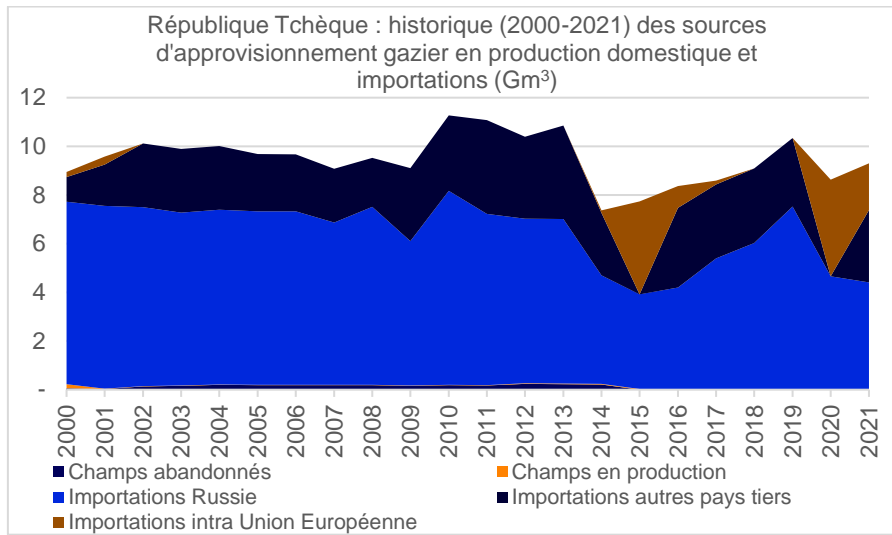
22 : Slovénie - consommation 2021 : 1 Gm³ (source Rystad) ; 12 % de l'énergie primaire (source BP)



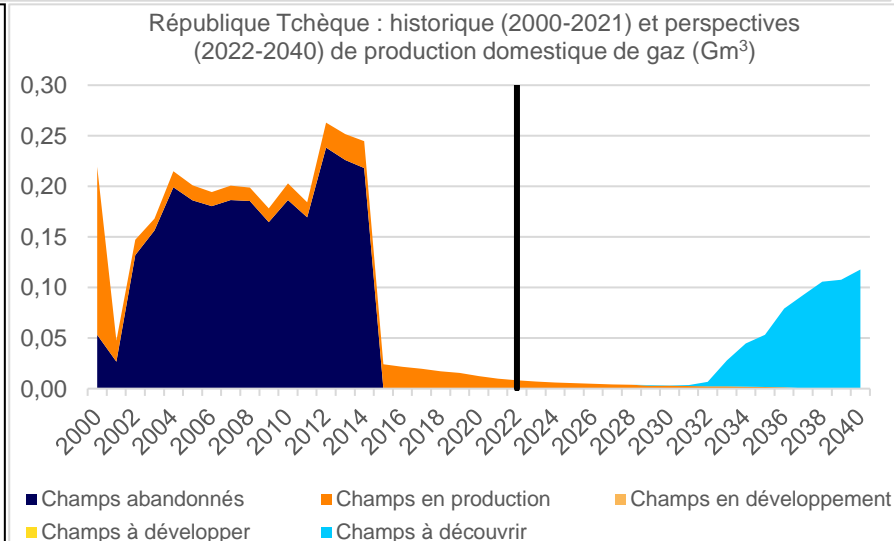
23 : Suède - consommation 2021 : 1 Gm³ (source Rystad) ; 2 % de l'énergie primaire (source BP)



24 : République Tchèque - consommation 2021 : 9 Gm³ (source Rystad) ; 20 % de l'énergie primaire (source BP)



Pas de capacités de regazéification



The Shift Project est un think tank qui œuvre en faveur d'une économie post-carbone. Association loi 1901 reconnue d'intérêt général et guidée par l'exigence de la rigueur scientifique, notre mission est d'éclairer et influencer le débat sur la transition énergétique en Europe. Le développement exponentiel du numérique, et la façon dont ce développement peut interagir avec les objectifs de décarbonation de nos sociétés, constitue l'un des angles essentiels des enjeux de la transition carbone.

Nos membres sont de grandes entreprises qui veulent faire de la transition énergétique leur priorité.

Contact :

Emma Stokking

+33 (0) 7 86 53 39 84

emma.stokking@theshiftproject.org



16 rue de Budapest, 75009 Paris

www.theshiftproject.org