
Enjeux et perspectives du secteur de l'énergie en Roumanie

La Roumanie est un acteur complet sur la scène énergétique européenne avec un mix de production énergétique équilibré¹ : 31% de gaz, 15% de pétrole, 17% de charbon (63% d'énergies fossiles), 24% d'énergies renouvelables et 12% de nucléaire. Producteur de gaz et de pétrole, elle demeure néanmoins dépendante d'importations, notamment de pétrole de Russie et d'Azerbaïdjan.

La future mise en exploitation des gisements d'hydrocarbures en mer Noire et le potentiel du pays en gaz de schiste lui permettent de viser l'indépendance énergétique à moyen terme et de devenir exportateur à terme. Sa situation géographique associée à ses exceptionnelles réserves d'hydrocarbures lui offrent la possibilité de jouer un rôle majeur sur la scène énergétique européenne. Il lui faut pour cela poursuivre la politique de renforcement des infrastructures d'interconnexion avec ses voisins, qui passe par la modernisation de ses installations et la réalisation de nouveaux investissements d'infrastructures sur ses réseaux intérieurs.

La Roumanie a ainsi la possibilité de consolider son rôle de « hub » énergétique pour l'Europe du Sud-Est et les Balkans de l'Ouest et de remplir ses objectifs en matière de sécurité énergétique régionale.

1. La Roumanie, un acteur complet sur la scène énergétique européenne.

Bénéficiant de ressources et dotée d'un mix relativement équilibré, la Roumanie peut espérer atteindre son indépendance énergétique et même devenir un acteur significatif du marché européen de l'énergie.

La Roumanie est un acteur complet sur la scène énergétique européenne avec un mix de production énergétique relativement équilibré : **31% de gaz naturel, 15% de pétrole, 17% de charbon (63% d'énergies fossiles), 24% d'énergies renouvelables et 12% de nucléaire.**

Producteur de gaz et de pétrole, la Roumanie bénéficie d'une relative autonomie énergétique puisqu'elle produit localement 78% de l'énergie qu'elle consomme.

1.1. Indépendance énergétique dans le secteur du gaz.

Les réserves exploitables *onshore* de gaz de la Roumanie sont évaluées à 100 milliards de m³, soit 10 années de consommation. A cela s'ajoutent les réserves de la mer Noire, estimées à plus de 170 milliards de m³, qui ne sont pas encore exploitées. La Roumanie fait figure d'exception par rapport à ses voisins proches car, avec une production annuelle presque exclusivement *onshore* de 9 milliards de m³ de gaz naturel², elle bénéficie d'une indépendance quasi-totale³, notamment vis-à-vis du gaz russe qu'elle continue néanmoins d'importer uniquement pour des questions de prix plus favorables.

L'exploitation *onshore* est principalement effectuée par l'entreprise publique **Romgaz**⁴ et le groupe **OMV-Petrom** sur une dizaine de champs (« blocks ») d'une surface totale d'environ 17 650 km². Les champs se situent en majorité dans la région sud (Oltenia, Muntenia Centre et Muntenia Nord-Est), le Nord (région frontalière à l'extrême nord de la Transylvanie), au Nord-Est (Moldavie roumaine) et dans la région centre de

¹ Le mix électrique comprend quant à lui 40% d'énergies fossiles, 17% de nucléaire, 29% d'hydraulique, 10% d'éolien et 2,6% d'énergie solaire (soit 42% d'énergies renouvelables)

² 10 milliards en 2015

³ 98,4% d'indépendance en 2015, 86,4% en 2016

⁴ Actionnariat Romgaz : 70% Etat roumain et 30% privé.

Transylvanie. Les gisements *onshore* présentent néanmoins un degré élevé d'épuisement. Ainsi, afin d'assurer la production nécessaire, des investissements dans la récupération de ces gisements et dans des nouveaux projets d'exploitation, *onshore ou offshore*, seraient nécessaires.

Le **projet Neptun Deep**, associant les groupes **Petrom** et **ExxonMobil**, est le principal projet de prospection *offshore* dans la mer Noire. Les opérations de forage, qui ont mobilisé un investissement de 2 Mds USD de la part du consortium, ont permis d'estimer une quantité de 100 milliards de m³ de gaz sur le périmètre. L'exploitation devrait débuter sur le site en 2021, avec une production annuelle estimée à 6 milliards de m³; **Romgaz** s'est alliée au russe **Lukoil Overseas Atash** et à l'américain **PanAtlantic** pour l'exploration et l'exploitation des périmètres EX29 et EX30. Fin 2015, ce consortium tripartite a découvert un gisement estimé à 32 milliards de m³ sur le périmètre EX30 Trident. Elle a en revanche abandonné en 2016 les recherches sur le périmètre EX29 Est Rapsodia. La société **Black Sea Oil & Gas**, appartenant au groupe américain **Carlyle**, prospecte principalement sur 2 « blocks » (XIII Pelican, XV Midia). Concernant le bloc Midia, l'entreprise espère bientôt obtenir l'accord des actionnaires pour la décision d'investissement dans la production afin de lancer l'exploitation à l'horizon 2019-2020. Fin 2017, la BERD est devenue un actionnaire minoritaire de Black Sea Oil & Gas.

L'évolution du prix du pétrole et la stabilité et la prédictibilité du cadre fiscal roumain (impôts, redevances) seront des facteurs déterminants dans la décision d'exploitation des gisements de la mer Noire. A terme, les investissements dans les gisements de gaz de la Mer Noire pourraient générer 26 Mds USD de revenus annuels pour l'Etat roumain et créer plus de 30 000 emplois.

La société **Transgaz**⁵ est l'opérateur public en charge du réseau gazier. Il gère 13200 km de gazoducs, dont près des ¾ ont dépassé leur durée de vie technique et environ ¼ des stations ont plus de 25 ans. Transgaz s'est lancé dans un vaste programme de réhabilitation de ses gazoducs avec ses voisins bulgare⁶, moldave et hongrois avec la modernisation des stations de compression permettant l'inversion des flux sur les interconnexions dans le cadre des travaux du projet BRUA. Transgaz a ainsi attribué le marché de modernisation des stations de compression de Podisor, Bibesti et Jupa au consortium mené par INSPET Ploeisti pour un montant total de 62 M EUR. Les travaux, qui ont débuté le 14 avril 2018, équiperont chaque station de deux unités de compression.

En matière de sécurité énergétique, l'obligation nationale de stockage est de 1,8 milliard de m³. Assurées par Romgaz et Engie (capacités respectives de 88% et 12%), les capacités de stockage totales s'élèvent à 3,1 milliards de m³. Le stock moyen de 2,5 milliards de m³ est porté à un niveau légèrement inférieur à 3 milliards de m³ pour les périodes hivernales qui sont particulièrement rudes.

De nombreuses études ont mis en évidence l'existence **d'importants gisements de gaz de schiste**, évalués à 1 440 milliards de m³, concentrés en Transylvanie et en Dobroudja (dans le sud-est du pays, entre Danube et mer Noire) et situés à une profondeur de 3000 m. Après un moratoire décidé jusqu'à la finalisation des études européennes sur l'impact environnemental de la technologie par fracturation hydraulique, l'ex-Premier Ministre Victor Ponta s'était déclaré en faveur de l'exploration du gaz de schiste et en faisait une de ses priorités pour le développement du secteur énergétique roumain. Des concessions pour l'exploration et l'exploitation avaient été octroyées à la société **Chevron**, principalement dans le nord-est du pays. Cependant, les réserves de gaz de schiste explorées par l'entreprise se sont révélées largement inférieures aux estimations réalisées en 2011 par l'Energy Information Administration (EIA).

Après plusieurs mois d'exploration coûteuse, Chevron a donc annoncé en février 2015 l'arrêt de son programme d'exploitation du gaz de schiste en Roumanie tout comme elle l'avait précédemment fait en Lituanie, en Ukraine et en Pologne. Le départ de Chevron s'expliquait à l'époque par les coûts élevés de l'exploitation du gaz de schiste conjugués à la baisse du prix du baril.

⁵ Actionnariat Transgaz : 58,5% Etat roumain et 41,5% privé.

⁶ Les travaux sont en cours de réalisation avec la société autrichienne SC Habau PPS Pipeline Systems SRL.

1.2. Une production pétrolière insuffisante pour s'assurer une complète indépendance.

Le pétrole représente environ 29% de la consommation énergétique du pays, 33% sont assurés par la production locale, le reste étant importé. En 2016, les principaux fournisseurs de la Roumanie ont été le Kazakhstan et la Russie, mais également l'Azerbaïdjan.

Les principaux acteurs du secteur en Roumanie sont **Petrom**⁷, filiale de l'autrichien OMV depuis 2004, **Rompetrol** dont le groupe chinois China Energy Company (CEFC) vient de prendre la majorité en rachetant 51% des parts au groupe kazakh KazMunaiGaz, le russe **Lukoil** et l'opérateur national de transport et de stockage **Conpet**⁸.

Les groupes Petrom, Rompetrol et Lukoil sont les principaux acteurs du raffinage en Roumanie.

- OMV Petrom exploite la raffinerie Petrobrazî située à proximité de Ploiesti dont la capacité maximale de raffinage est de 4,5 M tonnes/an. Cette raffinerie a bénéficié, sur la période 2010-2014, de programmes d'investissements de 600 M EUR pour sa modernisation, l'amélioration de son efficacité énergétique et du mix de ses produits. Dans le prolongement de ce programme d'investissement, OMV Petrom a investi en 2018 environ 45 M EUR dans la raffinerie Petrobrazî.
- Le groupe Lukoil évalue les investissements réalisés dans sa raffinerie Petrotel (Ploiesti) entre 300 et 400 M EUR depuis sa privatisation en 1998. La plupart des investissements ont concerné la mise en conformité des installations avec les standards environnementaux et la modernisation des installations afin de permettre la production de nouveaux types de carburants.
- Rompetrol, désormais propriété à 51% des chinois CEFC et à 49% des kazakhs KazMunaiGaz possède les raffineries Petromidia Navodari et Vega Ploiesti. Près d'1,25 Md EUR d'investissements ont été réalisés entre 2007 et 2014 sur le site de Petromidia Navodari, la principale raffinerie du groupe. De nouveaux investissements de 44,2 M USD et 5,83 M USD sont respectivement prévus à Navodari et Ploiesti.

Rompetrol assure plus de 40% de la capacité totale de raffinage de la Roumanie. Il est par ailleurs le seul producteur de polymères du pays.

Conpet est l'opérateur du système national de transport de pétrole (ferroviaire et pipeline). L'entreprise, dont le Ministère de l'économie possède 59% des parts, exploite un réseau de pipeline de 3800 km et possède des capacités de stockage de 146 700 tonnes de pétrole.

1.3. Une production électrique qui s'appuie sur les énergies renouvelables et le nucléaire.

En 2016, la production d'électricité était de 65,1 TWh, en baisse de 1,7% par rapport à 2015.

Le mix de l'énergie électrique se composait en 2016 de 40% d'énergies fossiles, 17% de nucléaire, 29% d'hydraulique, 10% d'éolien et 2,6% d'énergie solaire (soit 42% d'énergies renouvelables).

La production est encore fortement dominée par les entreprises d'Etat spécialisées : **Hidroelectrica**⁹ pour l'énergie hydraulique, **Nuclearelectrica**¹⁰ pour le nucléaire ; deux anciens combinats - Oltenia et Hunedoara (tous deux en cours de restructuration après de très lourdes difficultés financières) – assurent la production au charbon. Enfin, l'opérateur public **Transelectrica**¹¹ assure le transport et la transmission.

La Roumanie dispose d'un potentiel important en énergies renouvelables :  nergie solaire (thermique et photovoltaïque), énergie éolienne, énergie hydroélectrique dont de nombreuses microcentrales hydrauliques d'une capacité inférieure à 10 MW, biomasse et biogaz et énergie géothermale.

⁷ Actionnariat OMV Petrom : 51% OMV ; 20,6% Etat roumain ; 19% Fonds des propriétaires et 9,4% actionnariat flottant.

⁸ Actionnariat Conpet : 58,7% Etat roumain et 41,3% privé.

⁹ Actionnariat Hidroelectrica : 80% Etat roumain (Ministère de l'énergie) et 20% Fonds « Proprietatea ».

¹⁰ Actionnariat Nuclearelectrica : 82,5% Etat roumain (Ministère de l'énergie), 9% Fonds « Proprietatea » et 8,5% autres privés.

¹¹ Actionnariat Transelectrica : 58,7% Etat roumain et 41,3% autre.

Ce potentiel tient principalement aux conditions naturelles particulièrement favorables qui ont permis le déploiement précoce des technologies.

Le pays bénéficie d'une **production d'électricité d'origine hydraulique importante**, qui peut atteindre jusqu'à 30% du total de la production énergétique dans les années favorables. La société publique Hidroelectrica, premier producteur d'électricité d'origine hydraulique, détient et exploite 207 centrales hydroélectriques, d'une capacité totale installée de 6432 MW.

L'énergie éolienne est la deuxième forme d'énergie verte en Roumanie, après le grand hydraulique. Les investissements totaux réalisés dans l'énergie éolienne sont estimés à 3,5 Mds EUR.

En 2017, la capacité totale installée des parcs éoliens roumains est d'environ 3025 MW, ce qui situe la Roumanie au 12^{ème} rang des pays de l'UE en capacité éolienne installée. En raison de la réduction significative du nombre de certificats verts accordés par les autorités roumaines pour chaque MW d'énergie éolienne produite, la capacité totale baisse cependant chaque année depuis 2013.

La majorité des projets est concentrée en Dobroudja, dans les départements de Constanta et de Tulcea (Sud-Est). ENGIE a notamment réalisé un investissement de 160 M EUR dans deux fermes éoliennes de 100 MW, dans les départements Braila et Galati (Sud-Est).

Beaucoup d'investissements se sont également concentrés, à partir de 2012, dans la construction de **parcs solaires**. Ce secteur présente aujourd'hui une capacité installée de 1376 MW. Les principaux investisseurs sont Energias (Portugal), WWS Energy Development LLC (Etats-Unis), Electroalfa, Tinmar-Ind et RaRa Parc (Roumanie).

Au début des années 2010, les investissements dans les énergies renouvelables ont été fortement encouragés par un dispositif financier très incitatif, qui reposait sur un système de certificats verts adossés à des quotas obligatoires de consommation par les industriels intensifs en énergie. Ce dispositif a incontestablement permis à la Roumanie d'atteindre ses objectifs européens 2020 en matière de part d'ENR dans son mix énergétique. Alors qu'elle ne disposait que de 14 MW en capacités d'ENR installées en décembre 2009, elle en affichait 4670 MW en juin 2014.

L'altération du dispositif en juin 2013 et la suspension avec effet rétroactif des certificats verts ont mis à mal le modèle économique des investisseurs étrangers.

CEZ (République Tchèque), Enel (Italie), Iberdrola (Espagne), Energias (Portugal), Verbund (Autriche) ou encore ENGIE font partie de ces principaux investisseurs qui avaient beaucoup misé sur le secteur éolien.

La Roumanie a désormais atteint l'objectif européen concernant les énergies renouvelables (20 % de la consommation finale d'énergie pour l'UE et 24 % pour la Roumanie). Cependant, des investissements dans de nouvelles capacités de production seront nécessaires afin d'atteindre les objectifs 2030. L'absence d'un mécanisme de soutien similaire aux certificats verts pourrait affecter le choix des investisseurs. Toutefois, le gouvernement a approuvé en 2017 la mise en place d'un nouveau mécanisme de soutien des petits producteurs d'énergies renouvelables, ciblant particulièrement la biomasse et le biogaz¹². Il dispose d'un budget de 100 M EUR, assuré à hauteur de 85% par le FEDER.

La Roumanie ne possède qu'une **centrale nucléaire** conçue dans les années 1980, la centrale de **Cernavodă**. Initialement prévue pour accueillir cinq réacteurs, seuls deux sont actuellement en fonctionnement. Le premier a été mis en service en 1996 et le second en 2007. Tous deux sont de conception canadienne CANDU. Leur puissance unitaire est de 700 MW. Ce type de réacteur CANDU 6 ayant une durée de vie initiale de 30 ans, Nuclearelectrica souhaite doubler cette durée. Cette problématique concerne particulièrement le réacteur n°1 mis en service en 1996. Début 2018, Nuclearelectrica a indiqué que le coût nécessaire aux travaux d'extension de la durée de vie du réacteur n°1 était estimé entre 1,2 Md et 1,5 Md EUR.

Nuclearelectrica, l'entreprise publique en charge de l'exploitation de la centrale a finalisé au cours de l'été 2014 la première étape des négociations avec le **groupe chinois China General Nuclear Power Corporation (CGN)** pour la construction des réacteurs 3 et 4 de Cernavodă (d'une puissance unitaire de 750 MW). Un MOU pour l'exploitation et le démantèlement des réacteurs a été signé entre les deux parties en novembre 2015. Les deux partenaires négocient actuellement les conditions de la création de la compagnie

¹² Cf. Programme National de Reforme 2017.

projet « Cernavodă 3 & 4 » qui devrait être détenue au minimum à 51% par CGN. L'investissement total du projet est estimé à 6,45 Mds EUR. La construction reviendrait à la partie chinoise, avec l'aide de SNC Lavallin qui détient les licences de la technologie CANDU, tandis que Nuclearelectrica assurerait l'exploitation des deux nouveaux réacteurs.

La centrale nucléaire de Cernavodă contribue pour environ 17% de la production électrique nationale. Si les réacteurs 3 et 4 seraient construits et mis en fonction, le part du nucléaire dans le mix de l'électricité s'élèverait à 30 %.

1.4. Le charbon occupe encore une place relativement importante dans le mix énergétique roumain.

Même si il est en déclin, puisqu'il représente 5% de la consommation finale énergétique locale, le charbon reste utilisé pour l'essentiel dans la production électrique (centrales électriques d'Oltenia et Hunedoara). Les centrales thermiques des complexes d'Oltenia et Hunedoara doivent se conformer aux normes européennes d'ici 2021.

Des négociations sont toujours en cours entre China Huadian Engineering Company (CHEC) et le Complexe Énergétique d'Oltenia pour la création d'une joint-venture. La compagnie chinoise financerait à hauteur de 900 M EUR un projet de réhabilitation et de modernisation de la centrale thermique de Rovinari, qui permettrait une augmentation de 600 MW de sa capacité totale. Des projets similaires de la CHEC à Mintia, Halanga, Turneci et Doicesti ont été abandonnés.

Le pays dispose d'une réserve de 705 (2 200) millions de tonnes de houille dont 986 millions de tonnes exploitables dans des périmètres concédés et de 1490 (12 600) millions de tonnes de lignite dont 592 millions de tonnes concédées.

2. La Roumanie peut jouer un rôle majeur dans la construction de l'union européenne de l'énergie.

A l'occasion d'une visite en Roumanie en 2015, M. Sefcovic, Vice-Président de la Commission Européenne pour l'Union de l'Énergie, avait déclaré que la Roumanie devait « *consolider son rôle de « hub » énergétique régional pour l'Europe du Sud-Est et les Balkans de l'Ouest en mettant en place une politique de renforcement des infrastructures d'interconnexion avec ses voisins* ».

En 2014, la Roumanie avait exporté 7,1 TWh d'électricité, soit 3,5 fois plus qu'en 2013. Cette tendance ne s'est pas poursuivie en raison de la mauvaise qualité des infrastructures électriques. Ainsi en 2017, les exportations roumaines d'électricité n'ont été que de 6,54 TWh.

Pays de l'UE à la plus faible dépendance au gaz importé, la Roumanie pourrait encore davantage exploiter sa position géographique et ses propres ressources de gaz pour s'inscrire comme un acteur essentiel de la sécurité énergétique européenne. Il lui faut pour cela engager des travaux d'infrastructures permettant cette interconnexion en flux inversés avec ses voisins.

Avec en 2016 une capacité d'interconnexion électrique d'environ 7%, la Roumanie se situe en deçà des 10% d'interconnexion électrique, seuil minimum fixée par la Commission dans le cadre de l'Union de l'Énergie (objectifs de 10% en 2020 et 15% en 2030). Afin de pouvoir atteindre ces objectifs d'interconnexions, un certain nombre de projets de construction d'infrastructures gazières et électriques figurent parmi les Projets d'Intérêts Communs¹³ (PIC) publiés le 23/11/2017 par la Commission dans le cadre de la mise en place l'Union de l'Énergie.

Dans le **secteur électrique**, les investissements à réaliser concernent la construction de 1000 km de lignes haute tension (400Kv) sur le « *ring* » intérieur du pays. Ces projets nationaux figurent dans le *Ten Year Network Development Plan 2014* européen. Estimées à 1,2 Md EUR, ces nouvelles lignes concernent les liaisons Porte de fer – Anina – Resita – Timisoara – Sacalaz – Arad (291 km) ; Gadalina – Suceava (260km) ;

¹³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R0540&from=EN>

Smardan – Gutinas (140km) ; Cernavoda –Stalpu (160km) ; Ostrovu Mare – Ret (32km) ; Suceava – Balti (90km) ; Isaccea – Medgidia South substation (27km).

Concernant les interconnexions frontalières directes, des investissements sont programmés sur la façade Ouest/Sud-Ouest pour relier les réseaux Serbes et Hongrois et à l'Est, la Moldavie :

- Une double ligne de 400 kV reliant Resita (Roumanie) à Pancevo (Serbie) sera inaugurée par Transelectrica fin mai 2018. Ce Projet d'Intérêt Commun (PIC), qui a nécessité un investissement de 81 M RON, couvrira une distance de 63 km en Roumanie et 68 km en Serbie.
- A l'Est, vers la Moldavie, la construction de la ligne intérieure de 400 kV Gadalina - Suceava va permettre la construction de la ligne interconnectée de 400 kV Suceava – Balti (Rép de Moldavie).
- La construction d'une double ligne de 400 kV reliant Oradea (Roumanie) à Bekescsaba (Hongrie), bloquée depuis 2008, devrait reprendre dans les prochains mois. Le coût du projet est estimé à 18 M EUR.

Les travaux, dont le but est d'augmenter la capacité directe d'interconnexion, devraient être finalisés d'ici 2023. Le montant estimé des investissements d'interconnexion s'élève à 288 M EUR¹⁴.

Dans **le secteur du gaz**, avec une production annuelle d'environ 10 Mds m³ de gaz naturel, la Roumanie bénéficie d'une indépendance vis-à-vis de la Russie. Ses rares importations de gaz russe s'expliquent exclusivement par une problématique de coûts. En outre, la Roumanie souhaite mettre en œuvre des projets d'infrastructures en adéquation avec les objectifs stratégiques de l'UE en matière d'énergie. S'ils étaient menés à bien, ces projets permettraient à la Roumanie de devenir un exportateur net de gaz naturel et un acteur important de la sécurité énergétique européenne. Le réseau roumain transporte actuellement le gaz à des pressions considérablement inférieures à ceux des pays voisins.

Dans le cadre du projet ROHUAT-BRUA, la Roumanie prévoit d'ici 2019 la réalisation de travaux d'interconnexion permettant l'inversion des flux. Le coût total du projet BRUA est estimé à 478,6 M EUR¹⁵. Pour ce projet, Transgaz bénéficie d'un financement de 179 M EUR non-remboursable au titre du mécanisme *Connecting Europe Facility*¹⁶ (soit 40% du coût total du projet). Transgaz a en outre bénéficié de deux prêts de 59 M EUR et 50 M EUR, respectivement accordés par la BERD et la BEI. Au total, le projet prévoit la construction d'un réseau de transport gazier de près de 500 km sur le sol roumain. Le nouveau pipeline reliera les interconnexions Roumanie-Bulgarie (Giurgiu-Ruse) et Roumanie-Hongrie (Nadlac-Szeged). Afin d'assurer la pression de transport nécessaire, Transgaz construit actuellement 2 unités de compression dans les stations de Bibesti, Podisor et Jupa. Les travaux pour l'interconnexion Giurgiu-Ruse ont été finalisés en novembre 2016, un accord de transport concernant ce gazoduc étant négocié entre Transgaz et Bulgargaz. Censé permettre une diversification de l'offre de gaz de la Bulgarie, il a essentiellement permis des importations de gaz russe par la Roumanie.

Avec la Moldavie les investissements concernent le réseau Iasi (Ro) – Ungheni (Mdv). Le gazoduc Iasi-Ungheni a été inauguré en 2014, mais en absence d'un gazoduc Ungheni-Chisinau ce pipeline ne peut desservir qu'une partie réduite de la Moldavie. Il reste largement sous-utilisé à cause de la différence de pression avec les infrastructures moldaves : seuls des flux de taille réduite (<500 MWh) ont eu lieu pendant 45 jours depuis 2014.

En octobre 2016, deux accords d'interconnexion entre Transgaz et Ukrtransgaz et Bulgargaz sont entrés en vigueur, permettant d'assurer le transport de gaz sur la direction Ukraine-Roumanie-Bulgarie. Des travaux de modernisation des points d'interconnexion de Negru-Voda (Ro-Bg) et Isaccea (Ro-Uk) sont cependant nécessaires pour assurer les flux bidirectionnels. Précédemment, le 15 avril 2016, Transgaz a signé avec son homologue ukrainien Ukrtransgaz, un protocole d'accord visant à renforcer la coopération bilatérale pour la modernisation des points d'interconnexion transfrontaliers entre les deux pays (Mediesu Aurit et Isaccea). Pour rappel, le transit russe via les points d'interconnexion Isaccea II et III est supérieur à 220 GWh/jour.

¹⁴ Cf. Plan de développement du Réseau de Transport de Transelectrica 2016-2025. Transelectrica prévoit des investissements de 5 Mds RON (1,3 Md EUR) sur cette période, dont 26 % sont alloués à l'objectif d'augmentation de la capacité d'interconnexion.

¹⁵ Cf. BERD, <http://www.ebrd.com/work-with-us/projects/psd/brua-pipeline.html>

¹⁶ Connecting Europe Facility (CEF) est un outil de financement de l'Union européenne, dont le but est de faciliter l'investissement dans les réseaux performants, soutenables et interconnectés. Les financements CEF concernent trois grands secteurs : les transports, les télécommunications et l'énergie.

Bien que bénéficiant d'une quasi indépendance sur le plan gazier, la Roumanie s'intéresse aux **projets alternatifs de création de nouvelles routes** via le sud, pour autant qu'elles traversent son territoire et par voie de conséquence, lui permette de percevoir les revenus issus du transit.

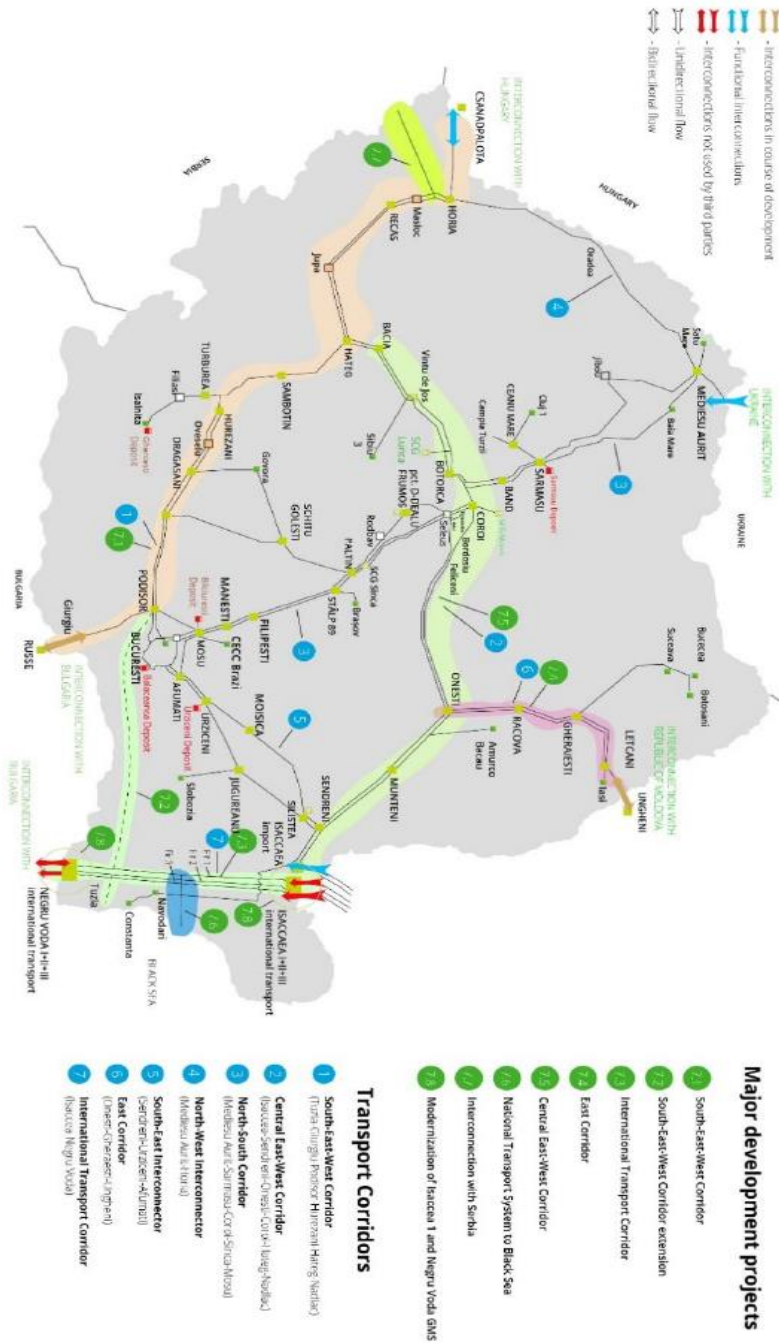
- Les projets **TAP** (Trans Adriatic Pipeline) et **TANAP** (Trans Anatolian Natural Gaz Pipeline Project) même s'ils passent par la voie du sud, offrent une possibilité de connexion pour les pays de l'Est de l'Europe ; la Roumanie pourrait alors jouer un rôle majeur sur cette nouvelle route. Le TANAP devrait par ailleurs être mis en service dès le mois de juin 2018.
- La construction d'un terminal de regazéification du gaz liquéfié à Constanta permettrait le développement du projet **AGRI** (Azerbaïdjan, Géorgie, Roumanie, Hongrie) et offrirait à la Roumanie la possibilité d'être le point d'entrée sur le territoire européen du gaz liquéfié azéri.

La Roumanie est opposée au projet Nordstream 2. Son Premier Ministre avait cosigné en mars 2016, avec ses homologues du groupe de Visegrad, des trois Baltes et de la Croatie, une lettre adressée au Président de la Commission européenne dans laquelle ils s'opposaient au projet. La construction de Nordstream 2 signifierait l'abandon de l'actuel gazoduc qui alimente l'Ukraine, traverse la Roumanie et se poursuit vers la Bulgarie. Les conséquences financières dues aux pertes de revenus du transit seraient importantes tant pour l'Ukraine que pour la Roumanie.

La prochaine exploitation des importantes ressources gazières découvertes dans son domaine maritime de mer Noire (estimées à plus de 170 Mds m³) permet à la Roumanie d'envisager la perception de substantiels revenus issus de l'exploitation et du transit. Transgaz devra réaliser des investissements afin de permettre le transport du gaz provenant de la mer Noire vers Constanta et procéder à la modernisation de son réseau national vieillissant. À cet effet, Transgaz a signé des accords de coopération avec les principaux consortiums actifs dans l'exploration offshore. Par ailleurs, le gazoduc reliant la mer Noire au gazoduc BRUA est prévu dans la liste de Projets d'Intérêt Commun de la Commission européenne.

Annexe

Cartographie des projets de développement de Transgaz



Source: Transgaz, Deloitte adaptation

Tous droits de reproduction et de diffusion réservés, sauf autorisation expresse du Service Economique. Clause de non-responsabilité - Le service économique s'efforce de diffuser des informations exactes et à jour, et corrigera, dans la mesure du possible, les erreurs qui lui seront signalées. Toutefois, il ne peut en aucun cas être tenu responsable de l'utilisation et de l'interprétation de l'information contenue dans cette publication.