



LES ENJEUX SECURITAIRES ET ENERGETIQUES DANS L'ESPACE ADRIATIQUE

08 FEVRIER 2015

N° 2014 1050083582 – EJ court 1505621864

Le ministère de la Défense fait régulièrement appel à des études externalisées auprès d'instituts de recherche privés, selon une approche géographique ou sectorielle, visant à compléter son expertise interne. Ces relations contractuelles s'inscrivent dans le développement de la démarche prospective de défense qui, comme le souligne le dernier Livre blanc sur la défense et la sécurité nationale, « *doit pouvoir s'appuyer sur une réflexion stratégique indépendante, pluridisciplinaire, originale, intégrant la recherche universitaire comme celle des instituts spécialisés* ».

Une grande partie de ces études sont rendues publiques et mises à disposition sur le site du ministère de la Défense. Dans le cas d'une étude publiée de manière parcellaire, la Direction générale des relations internationales et de la stratégie peut être contactée pour plus d'informations.

AVERTISSEMENT : Les propos énoncés dans les études et observatoires ne sauraient engager la responsabilité de la Direction générale des relations internationales et de la stratégie ou de l'organisme pilote de l'étude, pas plus qu'ils ne reflètent une prise de position officielle du ministère de la Défense.



EPS 2014-01

« Les enjeux sécuritaires et énergétiques dans l'espace adriatique »

NOTE 3

**L'Adriatique : perspectives énergétiques et
contribution au corridor Sud**

Sommaire

SITUATION ÉNERGÉTIQUE DES PAYS DE L'ADRIATIQUE .. 6

1.1. Quels mix énergétiques nationaux ?	6
Une dépendance aux approvisionnements extérieurs	6
L'importance du charbon	7
Une prépondérance de l'hydroélectricité.....	8
Caractéristiques entrepreneuriales	8
1.2. Production de ressources fossiles	11
1.3. Interconnexions	12

QUELS DÉFIS ÉNERGÉTIQUES POUR L'ADRIATIQUE ?13

2.1. Répondre aux besoins.....	13
Des projets d'approvisionnement en GNL	14
Un développement des unités de production d'électricité	15
2.2. Un intérêt croissant pour les renouvelables.....	15

VERS LA MATÉRIALISATION DU CORRIDOR SUD ?17

3.1. Rappel historique des projets du Corridor Sud et Southstream.....	17
3.2. De l'Azerbaïdjan aux marchés européens	19
Différentes étapes	19
Acteurs économiques.....	21
3.3. Le Trans Adriatic Pipeline (TAP)	22
Etat des lieux et risques liés au financement et à l'exécution	22
Impacts économiques sur la Grèce et l'Albanie	23
Possibles ramifications dans les Balkans	24
Possibles sources de gaz supplémentaires.....	25
Conclusions	25

ANNEXES27

Matrice électrique des différents pays (en pourcentage).....	27
Sources.....	30
Entretiens	31

SITUATION ÉNERGÉTIQUE DES PAYS DE L'ADRIATIQUE

1.1. Quels mix énergétiques nationaux ?

Une dépendance aux approvisionnements extérieurs

La plupart des pays de la région, y compris ceux produisant des hydrocarbures, se trouvent obligés d'importer du pétrole – mais aussi du gaz ou du charbon selon les situations – pour faire face aux demandes nationales. Ainsi, **l'Albanie**, qui est productrice de pétrole, se trouve toujours sous la dépendance de fournisseurs extérieurs avec l'importation, principalement par voie maritime du fait de l'absence d'interconnexion terrestre, d'1,5 million de tonnes de produits pétroliers raffinés par an. Cette situation doit être appréciée au regard des investissements du pays pour développer la production pétrolière ; cette dernière atteignait en 2012 le triple des niveaux de 2003 avec 1 million de tonnes par an. De même, la dépendance énergétique de la **Croatie** n'a cessé de s'accroître ces dernières années avec une envolée de la part de pétrole importé (de 43% en 1990 à 80% aujourd'hui).

L'absence de ressources importantes en gaz et pétrole de nombreux pays comme **la Bosnie-Herzégovine, la Serbie ou la Slovénie**, les contraint à des importations massives. Dans ce cadre, la Russie s'impose le plus souvent comme un fournisseur préférentiel. La Bosnie bénéficie par exemple de son interconnexion avec la Serbie pour s'approvisionner via les sources russes.

L'essentiel des approvisionnements pétroliers et gaziers de Serbie arrivent d'ailleurs de Russie, les deux pays entretenant des liens géopolitiques, économiques et culturels forts. La production pétrolière nationale, faute d'investissements, décline depuis plusieurs années et le pays doit importer environ 70% de sa consommation. Au niveau gazier, la production nationale en développement couvre 25% des besoins nationaux, le reste étant assuré par les importations venant de Russie via la Hongrie. La Serbie est devenue depuis le rachat de NIS, la compagnie nationale, par Gazprom en 2008¹ le principal partenaire de la Russie dans la région et sa base arrière pour le développement de projets dans la zone adriatique. D'autres pays servent de point d'entrée des hydrocarbures russes dans les Balkans, comme la Hongrie, qui est directement reliée à la **Croatie**.

Du fait de ce système, la Croatie est longtemps restée sous la dépendance gazière de Moscou, même si, depuis 2011, l'Italie a remplacé la Russie comme fournisseur préférentiel de gaz naturel avec la signature d'un accord entre ENI et la compagnie publique de transport gazier Plinacro, impliquée

¹ Voir infra.

dans le projet IAP². Concernant **l’Ancienne République de Macédoine** (ARYM), c’est la Bulgarie qui sert d’interconnexion avec le réseau gazier russe, permettant à Gazprom d’être le fournisseur gazier de l’ancienne république yougoslave. La **Slovénie**, du fait à sa position géographique, est connectée aux réseaux gaziers russes via l’Autriche mais aussi au réseau italien. Elle reçoit principalement du gaz de Russie (42%) et d’Algérie (16%).

Même au niveau de la **Grèce**, plus important pays de la région en termes de consommation, la dépendance russe apparaît comme très importante au niveau gazier et pétrolier. La compagnie gazière nationale DEPA³ et Gazprom ont signé ainsi en 2014 un nouvel accord pour la fourniture de gaz russe jusqu’en 2026 (Moscou couvre 70 % des besoins du pays, le reste étant assuré par l’Algérie). Sur le plan pétrolier, les importations montrent également une importante dépendance à la Russie (31 %) – mais aussi jusqu’en 2012 à l’Iran qui couvrait 34 % de ses besoins – et plus marginalement à l’Arabie Saoudite (14%). La faiblesse des infrastructures de raffinage de la Grèce l’oblige à importer des produits finis, raison pour laquelle elle fait principalement appel à la Russie comme fournisseur. Cette faiblesse des infrastructures en termes de raffinage se retrouve dans l’ensemble des pays de la zone adriatique, à l’exception de l’Italie, obligeant la Grèce et les pays balkaniques à importer très majoritairement des produits finis à des coûts élevés.

L’importance du charbon

Le charbon reste, de manière globale avec l’hydraulique, la principale source mobilisée pour la production d’électricité dans la région, avec une importance très marquée dans le mix de certains pays. Le Kosovo, par exemple, se repose avant tout sur l’exploitation des mines de charbon pour alimenter les seules centrales électriques du pays (Kosovo A et B), auparavant détenues par l’entreprise serbe EPS. C’est maintenant KEK, la compagnie publique, qui s’occupe de l’opération de ces centrales (340 MW chacune). KEK est aussi en charge de l’extraction du charbon dans les mines. En Bosnie, le mix électrique apparaît également relativement carboné avec l’existence d’importantes mines de lignite qui servent à approvisionner les centrales nationales. Les centrales à charbon représentent les principales unités en termes de taille avec celle de Tuzla (750 MW) ou de Kakanj (450 MW).

La plupart des pays ayant majoritairement recours au charbon le font ainsi grâce à la possession de mines sur le sol national (Serbie, Monténégro, Bosnie-Herzégovine, Kosovo). En Serbie par exemple, le charbon est l’un des bastions de l’économie nationale aux côtés des autres entreprises du secteur minier. En ce sens, la perte du Kosovo a porté un rude coup au secteur des charbonnages serbes en lui ôtant **l’un de ses principaux bassins de production de Trepça**. L’administration des mines fait l’objet d’un différend entre Pristina et Belgrade, l’exploitation du site dans le Nord du Kosovo faisant vivre de nombreuses familles serbes⁴. L’essentiel du charbon serbe (90% de la production de lignite)

² Voir infra.

³ Pour Dimosia Epichirisi Paroxis Aeriou, soit en français Compagnie publique de gaz.

⁴ **Le gouvernement de Pristina souhaitait prendre le contrôle des mines, Belgrade s’y opposant de crainte de voir les populations serbes de Mitrovica spoliées. La Serbie qui prévoyait de privatiser les mines avait suspendu le**

est utilisé pour la production nationale d'électricité. Toutefois la Croatie qui continue à utiliser le charbon a, quant à elle, choisi d'arrêter l'exploitation des ressources nationales, préférant importer, sans doute pour des raisons de coût. De même, en raison de la mauvaise qualité de son charbon national, la Slovénie est également obligée d'importer.

Une prépondérance de l'hydroélectricité

Outre le charbon, la seconde grande source de production électrique de la région est l'hydraulique qui peut parfois même être très majoritaire dans les mix nationaux. L'Albanie est un pays au profil particulier lorsque l'on examine son mix énergétique et ses possibilités. En effet le pays, eu égard à sa population réduite (un peu plus de 3 millions d'habitants) et considérant la relative faiblesse de son économie (classée 98^e sur 148 selon le Global Competitiveness Report du Forum Economique Mondial), se repose avant tout sur son potentiel hydroélectrique pour son approvisionnement en électricité (1,7 GW de capacité via plusieurs centrales hydroélectriques. Si trois principales centrales se détachent (Koman 600 MW, Fierzë 500 MW, Vau i Dejes 250 MW sur la rivière Drin), la plupart des unités de production ont une puissance inférieure à 100 MW. Ces centrales hydroélectriques représentent 94 % de la production électrique totale, faisant de l'Albanie un pays dont le secteur électrique est très faiblement émetteur de CO₂, à l'instar de la Norvège qui dispose d'un mix électrique à 97% hydraulique. De plus le potentiel du pays en ce domaine reste important puisque, selon Enerdata, seuls 35% de ce dernier sont actuellement utilisés⁵.

De la même manière, d'autres pays comme l'ARYM (76 %), la Bosnie (56 %) ou la Croatie (51 % du mix électrique) font appel de manière intensive à l'hydroélectricité qui représente également l'un des principaux enjeux du développement énergétique des Balkans. Le compromis représenté par l'hydroélectricité – à savoir un niveau technologique moyen qui limite la dépendance aux acteurs étrangers, une capacité de production relativement importante selon les centrales et une absence d'émissions de CO₂ – en font une source d'énergie privilégiée pour les pays disposant de conditions optimales. Les réseaux hydriques issus des Balkans ou des Alpes dinariques permettent ainsi le développement de centrales hydroélectriques dans tous les pays avec une importance moyenne de 33 % dans les mix électriques nationaux (de 18% en Grèce à 94% en Albanie).

Caractéristiques entrepreneuriales

Les pays de la région adriatique ont hérité de leur histoire une situation entrepreneuriale où les monopoles étatiques ont longtemps constitué la base du secteur énergétique. En effet de nombreux pays disposent toujours d'entreprises publiques réalisant la totalité ou quasi-totalité de la production

processus durant les négociations de normalisation avec le Kosovo, sous l'égide de Bruxelles, mais menaçait de le reprendre en cas de tentative d'accapement par Pristina. Les négociations entre les deux pays ont repris le 13 février 2015 sans que la question soit définitivement réglée.

⁵ Ce qui donne d'ailleurs lieu à différents projets de développement d'infrastructures visant tant la consommation domestique que la possible exportation *via* des capacités d'interconnexion, notamment vers l'Italie qui représente le plus gros consommateur de la région.

électrique (KEK au Kosovo par exemple). Certaines de ces entreprises nationales connaissent néanmoins des évolutions marquées.

Le développement du secteur électrique serbe ainsi que la libéralisation progressive des marchés a induit une évolution de l'entreprise nationale EPS chargée de la production électrique qui est, tous secteurs confondus, la première entreprise de Serbie. Si celle-ci était jusqu'à présent un monopole d'Etat, elle est en train d'être transformée en compagnie privée dont l'Etat demeure néanmoins l'unique actionnaire. Ainsi le gouvernement serbe refuse de couvrir à présent les pertes financières de l'entreprise puisque les deux entités ne sont plus imbriquées, ce qui cause de graves problèmes au niveau du secteur électrique local.

La Bosnie-Herzégovine à l'histoire complexe dispose d'un secteur énergétique reflétant sa situation administrative particulière. En effet si les monopoles publics se partagent la production d'électricité dans le pays, il est important de noter que sur les trois entreprises publiques, une (Elektroprivreda RS ou ERS) est spécifiquement destinée à la République serbe de Bosnie et dispose de près du tiers des capacités nationales.

Toutefois les privatisations de ces monopoles publics sont en cours, principalement dans les pays qui ont choisi de rejoindre l'Union européenne. Ainsi en Croatie, la transposition de l'acquis communautaire – notamment le troisième paquet énergie – dans le pays a amené à un éclatement des monopoles verticaux, issus de l'héritage de l'époque communiste, qui prédominaient dans le pays. La production électrique reste grandement dans les mains de l'opérateur national historique HEP – lequel détient également des centrales en Bosnie-Herzégovine et en Serbie et possède une partie de la centrale nucléaire slovène de Krsko – même si l'allemand RWE a investi le marché avec une participation dans la centrale à charbon de Plomin (210 MW). L'activité dans le domaine pétrolier national croate est principalement assurée par l'entreprise nationale INA (partiellement privatisée) qui appartient en grande partie (49 %) au hongrois MOL, lui-même possédé en grande partie par le gouvernement hongrois depuis le rachat des parts détenues par Sugurtnaftgas.

La Slovénie a été en 2004 le premier pays balkanique issu de l'ex-Yougoslavie à intégrer l'UE. En ce sens, elle se doit d'appliquer les réglementations communautaires sur les marchés de l'électricité et du gaz, aussi bien que celles concernant le climat ou l'efficacité énergétique. De fait, le marché électrique a été libéralisé en 2007 en même temps que celui du gaz. La production d'électricité demeure néanmoins largement aux mains du gouvernement qui possède toujours 100% des compagnies HSE – qui gère l'essentiel du parc de production – et Gen Energija qui possède 50% de la centrale nucléaire de Krsko (cogérée avec le croate HEP). L'architecture du secteur de production électrique reste figée en l'état malgré des tentatives de la part du gouvernement de vendre des parts de HSE ou même de fusionner HSE et Gen Energija (2010). Au niveau pétro-gazier, malgré la privatisation des entités nationales, les opérateurs Petrol (pétrole) et Geoplin et Adriaplin (gaz) demeurent majoritairement détenus par l'Etat.

Même l'ARYM a modifié son corpus réglementaire en 2013 pour adopter les mesures prévues dans le second paquet énergie de l'UE, ce qui a bouleversé l'organisation des marchés de l'électricité et du gaz, fortement dépendants des approvisionnements étrangers. La production électrique est en quasi-totalité assurée par l'électricien national public ELEM qui possède 1,4 GW sur les 1,9 de capacité installée.

L'importance de la Russie dans la fourniture d'hydrocarbures se retrouve également avec la présence directe des entreprises russes dans les pays de l'Adriatique. Le pétrolier national serbe NIS, également actif en Bosnie mais aussi en Angola et au Turkménistan, est d'ailleurs majoritairement possédé (56,15%) par Gazprom Neft depuis 2008. Le secteur des hydrocarbures bosnien (raffinage et distribution) est principalement sous influence russe⁶, Moscou se partageant le marché de la distribution pétrolière avec NIS (84 stations-services d'un côté contre 28 de l'autre). La Russie agit ainsi sur la Bosnie-Herzégovine au travers de la Serbie, que ce soit pour la fourniture en hydrocarbures ou pour le contrôle du secteur de la distribution pétrolière. Les entreprises russes sont également présentes dans la production électrique puisque InterRAO a signé un *memorandum of understanding* avec l'entreprise électrique serbe EPS pour le développement futur de centrales électriques.

D'autres entreprises étrangères sont également présentes dans la région. La principale raffinerie macédonienne (OKTA) est très majoritairement détenue par le pétrolier grec Hellenic Petroleum alors que dans le secteur de la distribution, le russe Lukoil s'insère de plus en plus dans le marché local via le développement d'un réseau de stations-services. Il en est de même au Monténégro puisque le pétrolier national Jugopetrol Kotor est lui aussi possédé depuis 2002 par Hellenic Petroleum. De même, l'électricien national Elektroprivreda Crne Gore (EPCG) appartient depuis 2009 en grande partie (43,7%) à l'italien A2A qui est le second actionnaire derrière l'Etat. EPCG est responsable de l'ensemble de la production électrique nationale. En Albanie, la compagnie canadienne Bankers Petroleum est active sur le champ de pétrolier de Patos Maritza, actuellement le plus grand gisement *onshore* exploité en Europe. Découvert en 1928, ce champ fait l'objet d'un ambitieux projet de redéveloppement depuis 2010, projet dont les enjeux techniques sont importants car il s'agit de produire du brut lourd⁷. En Croatie, des enchères sont en cours depuis mi-2014 pour l'exploitation pétrolière *offshore* qui pourrait se révéler intéressante. Cette volonté de la part du gouvernement croate de diversifier ses rentes pétrolières mettrait à mal le monopole de INA – et donc indirectement de MOL – qui détient pour l'instant toutes les licences.

Les difficultés économiques consécutives à la crise ont également tendance à accélérer les regroupements ou les privatisations dans certains pays. La situation de la Grèce depuis la fin des

⁶ La raffinerie de Bosanski Brod semble avoir fait faillite, notamment du fait d'engagements non tenus de la part de la compagnie russe Zarubezhneft qui en possédait l'essentiel des parts, nuançant l'intérêt de Moscou pour le secteur énergétique de la République serbe de Bosnie.

⁷ Les réserves prouvées sont de l'ordre de 2 milliards de barils et la production actuelle d'environ 8 000 barils/jours.

années 2000 a ainsi induit un ralentissement de la consommation énergétique (moins 3,8% sur 2008-2012) et des difficultés pour les entreprises du secteur, à commencer par l'énergéticien historique DEI dont le processus de privatisation demeure complexe. L'Etat devrait ainsi diminuer sa participation dans l'entreprise à 21% en 2016. Le marché grec a déjà attiré des investisseurs internationaux comme GDF-Suez qui a construit en partenariat avec GEK TERNA et Qatar Petroleum les centrales à gaz à cycles combinés de Heron I et II (la dernière en 2010). Les difficultés de la compagnie nationale gazière DEPA (dont la privatisation a échoué une première fois en 2013 suite au retrait de l'offre de Gazprom) se poursuivent et une nouvelle tentative de privatisation doit apporter des réponses quant à l'intérêt des investisseurs étrangers pour ses actifs.

1.2. Production de ressources fossiles

La région adriatique est considérée comme relativement marginale en termes de production de ressources fossiles (charbon, pétrole, gaz, uranium), ne serait-ce qu'au niveau européen où elle est surpassée par la mer du Nord concernant les hydrocarbures ou par le complexe germano-polonais pour le charbon. Toutefois la zone dispose de réserves significatives, notamment en charbon.

Tableau 1: réserves identifiées en matières premières énergétiques (en millions de tonnes)

Pays	Charbon (millions de tonnes)	Pétrole (millions de tonnes)	Gaz (milliards de mètres cube)
Albanie	794	26,8	2
Bosnie-Herzégovine	2 639	0	0
Croatie	NA ⁸	11,3 ⁹	24
Grèce ¹⁰	3020	1,6	1
Kosovo	150	0	0
Macédoine	730	0	0
Monténégro ¹¹	350	0	0
Serbie	14 052	12,1 ¹²	40
Slovénie	1 174	0	0

⁸ La Croatie a stoppé sa production de charbon en 1997 préférant importer.

⁹ A la suite des prospections *offshore*, certaines estimations non-confirmées officiellement feraient état de ressources de l'ordre de 3 milliards de barils, ce qui ferait des réserves croates en pétrole les 2^e de l'UE.

¹⁰ La Grèce a lancé un appel à projets fin 2014 pour l'exploration pétrolière et gazière *offshore* en mer Ionienne et au sud de la Crète.

¹¹ Des prospections sont en cours au large du Monténégro pour vérifier la présence d'éventuelles ressources *offshore* d'hydrocarbures.

¹² La Serbie serait toutefois riche en pétrole de schiste avec des estimations de l'ordre de 4,5 milliards de tonnes.

sources: Enerdata, BP, USGS.

En effet, si la plupart des pays de la région disposent d'importantes réserves de charbon, à commencer par la Serbie – même si celle-ci a vu sa production et ses réserves largement amputées lors de l'indépendance du Kosovo –, ils se révèlent néanmoins assez peu pourvus en pétrole et en gaz facilement exploitables. Sans surprise, les principales économies de la région balkanique (Croatie et Serbie) sont également les pays les plus riches en gaz et pétrole, si l'on excepte l'Albanie pour ce dernier élément. Les groupes allemands (RWE, E.ON), autrichiens (OMV) et russes (Gazprom Neft) sont les acteurs étrangers les plus actifs dans la région en ce qui concerne les ressources fossiles et la production électrique associée.

La Croatie est particulièrement active dans le développement de l'exploration-production pétrolière en Adriatique. Zagreb vient ainsi d'accorder, en janvier 2015, dix permis d'exploration pétrolière. Les appels d'offre ont été remportés par trois consortiums : le premier constitué de l'américain Marathon Oil et d'OMV a remporté sept permis ; le deuxième qui regroupe INA et MOL, deux permis ; enfin un consortium ENI-Medoilgas a remporté un permis. La phase d'exploration devrait durer cinq ans et représenter 629 millions de dollars d'investissements¹³.

1.3. Interconnexions

La Communauté de l'énergie de l'UE qui a pour base le traité ECSEE de 2005 – entré en vigueur en 2006 pour 10 ans – regroupe la Croatie, la Bosnie-Herzégovine, la Serbie, le Monténégro, l'ARYM, l'Albanie et le Kosovo et a pour but renforcer la sécurité énergétique de l'Europe et de ses marges et de promouvoir la libéralisation des marchés.

Les interconnexions entre systèmes électriques ou entre réseaux de pipelines et de gazoducs nationaux restent souvent très faibles eu égard d'une part au poids de l'histoire et aux problèmes de développement que rencontrent les économies de la région. Si les systèmes de Bosnie-Herzégovine, Croatie, Serbie et Monténégro sont interconnectés, la qualité de l'ensemble reste faible et ne permet pas des transits élevés bien que 40% de l'électricité consommée au Monténégro provienne de Serbie. L'Albanie, déjà reliée aux réseaux grec, kosovar et monténégrin, prévoit d'ici 2015-2017 d'établir des lignes électriques transnationales avec l'ARYM et d'augmenter celles avec le Kosovo (**construction d'une ligne conjointe albano-kosovare à forte portée politique**). D'autres projets sont également envisagés ou développés pour créer un système régional plus fiable et permettre une mise en œuvre technique de la Communauté de l'énergie de l'UE à ce niveau.

L'interconnexion gazière a pour principal point focal la Serbie qui, reliée au réseau de transit venant de Russie par la Hongrie, peut ainsi redistribuer dans un grand nombre de pays de la région adriatique. Certains pays comme l'Albanie restent en dehors de tout réseau international d'oléoducs et de gazoducs pour le moment. De nombreux projets existent afin d'améliorer cette interconnexion

¹³ <http://www.lefigaro.fr/flash-eco/2015/01/02/97002-20150102FILWWW00150-petrolegaz-nouvelles-activites-croates-en-mer.php>

voire de créer à terme un véritable système balkanique connecté à l'Italie et à la Grèce dans le gaz et le pétrole¹⁴.

Trafic des hydrocarbures dans les ports de l'Adriatique 2013 en Mt

Port	Pays	Brut	Raffinés	GNL ¹⁵
Trieste	Italie	41,3		
Venise	Italie	3,6	5	
Ravenne	Italie	0,9	1,9	
Ancône	Italie	1,5	1,8	
Porto Levante / Rovigo	Italie			6
Rijeka	Croatie	Estimés à 4		
Ploce	Croatie		0,35	
Vlorë	Albanie	Nd	Nd	

source: ISEMAR.

QUELS DÉFIS ÉNERGÉTIQUES POUR L'ADRIATIQUE ?

2.1. Répondre aux besoins

Le principal enjeu pour les pays de la région adriatique reste leur sécurité énergétique du fait, la plupart du temps, de la faible interconnexion des systèmes électriques nationaux et de l'absence de production locale d'hydrocarbures nécessaires au vu des matrices électriques nationales¹⁶. Pour répondre à ces besoins, les projets liés à la sécurité énergétique, que ce soit pour les approvisionnements ou la production électrique, se multiplient ainsi depuis plusieurs années.

¹⁴ Voir infra.

¹⁵ Gaz naturel liquéfié.

¹⁶ Voir annexe pour une représentation graphique.

Des projets d'approvisionnement en GNL

Les projets visant à développer de nouvelles infrastructures d'approvisionnement maritimes ont débuté à la fin des années 2000, la plupart du temps en lien avec des projets de pipelines et de gazoducs¹⁷. Dans ce cadre, les terminaux GNL sont l'une des principales priorités pour augmenter la disponibilité de gaz naturel dans la région, tout en diversifiant les sources d'approvisionnement majoritairement issues de Russie et dont le transit s'effectue via le réseau de gazoducs centre-européen.

En Croatie, le projet de terminal de regazéification Adria LNG situé à Omišalj sur l'île de Krk – qui doit d'ailleurs être relié au gazoduc IAP (Ionian Adriatic Pipeline, en projet) – doit établir un pont entre les pays de l'ex-Yougoslavie et l'Italie puisqu'en plus de l'IAP il doit aussi être connecté à terme (2018) au réseau gazier italien au niveau de Casal Borsetti. Ce projet porté majoritairement par la compagnie allemande E.ON (39,2% des parts) est développé en collaboration avec OMV (32,5%), Total (27,4%) et la compagnie slovène Goplin (1%). Il constitue la grande alternative, pour le Nord des Balkans, aux approvisionnements russes, même si E.ON et OMV collaborent depuis de nombreuses années avec la Russie. Le terminal devrait entrer en service en 2017.

Devant le refus des membres du consortium Adria LNG de céder une quantité non-négligeable de leurs parts à des entreprises croates, le gouvernement de Zagreb a décidé de son côté de favoriser depuis 2010 la construction d'un second terminal GNL, Hvratska LNG, à proximité d'Adria LNG sur l'île de Krk. Celui-ci est porté par les compagnies nationales Plinacro et HEP. Toutefois l'entrée de la Croatie dans l'UE a entraîné la fin du monopole gazier pour Plinacro qui doit se retirer des activités liées à la regazéification du GNL, aussi HEP devrait se retrouver comme seule entreprise du projet ce qui en compromet la réalisation. Hvratska LNG devrait entrer en service en 2018. Les projets de l'île de Krk ont entraîné la fin du projet slovène de développement d'un terminal GNL à Koper envisagé un temps en 2010. Néanmoins, il n'est pas certains que les projets de l'île de Krk voient finalement le jour, de nombreux facteurs d'incertitude pesant encore sur les décisions finales de réalisation. En outre, il semble évident que, dans le meilleur des cas, seulement un des deux projets sera réalisé ; en l'état, le projet Adria LNG semble le plus solide.

L'intérêt des pays de la région adriatique pour le GNL a d'ailleurs poussé l'entreprise grecque DESFA – détenue à 66% par l'azerbaïdjanais SOCAR – à réaliser une augmentation des capacités du terminal de regazéification de Revithoussa de 8,8 milliards de m³ par an à 12,3 milliards de m³ par an. Ce projet de 166 millions d'euros, financé pour moitié par la Banque européenne d'investissement (BEI), s'insère dans la stratégie grecque de devenir un hub sud-européen pour les approvisionnements gaziers, en lien avec d'autres projets de gazoducs¹⁸. La Grèce compte ainsi sur l'Union européenne pour le financement de nouveaux projets ; le Fonds européen de développement régional a approuvé en août 2014 un financement de 107 millions d'euros pour le développement d'infrastructures gazières dans le pays.

¹⁷ Voir infra.

¹⁸ Voir infra ; la Grèce pourrait également bénéficier de sa position géographique pour l'approvisionnement en gaz israélien ou chypriote à terme.

Un développement des unités de production d'électricité

De nombreux pays de la région développent des unités de production électrique pour faire face à la modification de leur demande aussi bien que pour anticiper des évolutions géopolitique, économique ou même règlementaires¹⁹. **La part prépondérante du charbon dans la plupart des pays de la région adriatique ne semble pas devoir être remise en cause, ne serait-ce que par l'abondance des réserves, mais des évolutions sont en cours telle la volonté de faire de plus en plus appel au gaz comme source de production d'électricité.** La maturité technologique du gaz naturel comme source de production électrique, combiné avec les faibles émissions associées permettraient ainsi aux pays de la région voulant se conformer aux réglementations de l'Union européenne en matière climatique d'atteindre plus facilement leurs objectifs.

Ainsi la plupart des pays développent des projets de centrales à gaz (majoritairement à cycles combinés) comme la Bosnie-Herzégovine (390 MW construits par KazTransGas), la Croatie (1 850 MW sur 5 projets pour HEP dont un projet de 230 MW en cours de construction ; 570 MW pour Crodux Plin), la Grèce (800 MW en construction pour la compagnie grecque Metka et 450 MW en construction (chantier stoppé depuis 2010 pour des raisons archéologiques) pour un consortium Enel-Gazprom-Copelouzos), l'ARYM (plusieurs petits projets pour ELEM), la Serbie (448 MW en projet pour EPS plus 860 MW en quatre projets pour Srbijagas) et la Slovénie (117 MW en construction pour TE-TOL, 434 MW de projets en *stand-by*).

Les projets de centrales à gaz de la région adriatique ne peuvent se réaliser que grâce aux approvisionnements réguliers en gaz naturel (sous forme gazeuse ou liquide) qui seront assurés par la construction des grands projets de gazoducs (South Stream (?), TAP, IAP) ou de terminaux GNL (Adria, Hrvatska). En ce sens, les pays qui accueilleront ces infrastructures de transport sur leur territoire (Albanie pour le TAP, Serbie pour South Stream, Croatie pour Adria LNG et Hrvatska LNG) disposeront d'un pouvoir d'influence important sur les pays consommateurs finaux (Slovénie, Bosnie-Herzégovine, ARYM, etc.).

2.2. Un intérêt croissant pour les renouvelables

La volonté de nombreux pays de freiner l'augmentation de la dépendance aux hydrocarbures importés²⁰ couplée aux obligations – vis-à-vis de l'UE – de réduction des émissions de gaz à effet de serre amènent au développement de projets d'énergies renouvelables de nouvelle génération (petit hydraulique, solaire, éolien), notamment en coopération avec des entreprises étrangères.

Pour l'instant la Croatie est le seul pays de la région qui a développé des solutions ENR (énergies renouvelables) autres qu'hydroélectriques. Le pays dispose de capacités éoliennes (180 MW en

¹⁹ Concernant le changement climatique notamment pour les pays de l'UE.

²⁰ D'autant plus que celle-ci va en s'accroissant eu égard aux projets de centrales à gaz et au développement des infrastructures de transport gazier dans la région.

2012) et entend se développer davantage dans le domaine. D'autres pays se positionnent sur le créneau éolien comme la Slovénie (plusieurs projets de parcs pour un total de 364 MW), la Serbie (690 MW), la Macédoine (50 MW), la Bosnie-Herzégovine (900 MW) et l'Albanie qui annonce jusqu'à 1 300 MW. En outre la Grèce qui est déjà active dans les ENR prévoit de très importants programmes de développement pour le solaire (50 MW) et l'éolien (plus de 400 MW avec l'espagnol Ibredrola, 290 MW avec EDF Energies nouvelles et différents projets avec Enel).

Tableau 2: projets ENR dans la région adriatique (MW)

Pays	Eolien		Solaire		Hydro	
	Projet	Construction	Projet	Construction	Projet	Construction
Albanie	1300	0	0	0	1400	368
Bosnie-Herzégovine	900	712	0	0	2188	257
Croatie	0	0	0	0	950	412
Grèce	1636	0	50	0	200	153
Kosovo	0	0	0	0	0	0
Macédoine	50	33,8	9,3	9,3	1070	70
Monténégro	50	0	0	0	200	10
Serbie	690	402	1000	0	3807	370
Slovénie	364	350	0	0	1111	450

source: Enerdata, Ministères de l'Economie locaux

Toutefois, ces projets ne sont pas encore réalisés. Ainsi en Albanie, les 1,3 GW d'éolien envisagés n'en sont qu'au stade des licences accordées de manière parcimonieuse aux constructeurs. Au sein de la région adriatique, de nombreux projets restent d'ailleurs encore en suspens, souvent à cause de problèmes administratifs comme en Albanie, voire à cause de manque de partenaires (Grèce) ou de soucis de financement (Croatie).

Le développement de ces infrastructures ne peut s'envisager que grâce à des partenariats avec des opérateurs technologiquement avancés, majoritairement issus d'Europe occidentale. Si les pays balkaniques ont jusqu'à présent fait le choix de se reposer majoritairement sur leurs entreprises nationales pour le développement des infrastructures de production électrique, ils devront, de plus en plus, compter sur des sociétés étrangères : les filiales « énergies renouvelables » des grandes entreprises européennes (EDF Energies nouvelles, Enel Green Power, Rokas qui est une filiale d'Iberdrola, RWE Innogy, etc.) ainsi que les entreprises spécialisées dans le domaine comme le groupe Marseglia (Italie), Moncada Energy Group (Italie), Seci energia (Italie), Fintel Energia Group (Italie), Terna Energy (Grèce), Continental Wind Partners (Royaume-Uni), etc. D'autres entreprises étrangères sont également présentes sur ces marchés comme les canadiens Voith Hydro et SNC

Lavalin dans les projets hydroélectriques serbes ou la China International Water and Electric Corporation qui développe son savoir-faire à l'étranger.

VERS LA MATÉRIALISATION DU CORRIDOR SUD ?

3.1. Rappel historique des projets du Corridor Sud et Southstream

L'idée de construire le Corridor Sud-européen apparaît dans les années 1990, avec pour objectif de réduire la dépendance de l'Europe au gaz russe. Ce nouveau tracé de pipeline est aussi appelé « quatrième corridor » du fait des trois corridors énergétiques qui alimentent l'Europe en gaz : au Nord en provenance de la Norvège, au Nord-Est en provenance de la Russie et au Sud en provenance de l'Algérie et de la Libye.

La concrétisation de ce corridor semble actuellement probable, grâce au développement du projet d'exportation de gaz depuis la région de production en Azerbaïdjan vers la Turquie (gazoduc TANAP – Trans Anatolian Pipeline), puis jusqu'aux marchés finaux en Grèce, Albanie et Italie (gazoduc TAP – Trans Adriatic Pipeline). Il est néanmoins utile d'effectuer un bref rappel historique des différents projets.

Le Corridor gazier Sud est une initiative de la Commission européenne pour acheminer le gaz de la mer Caspienne et des régions du Moyen-Orient vers l'Europe, présentée dans le cadre de la « Deuxième analyse stratégique de la politique énergétique – Plan d'action européen en matière de sécurité et de solidarité énergétiques » (2008). Le programme Trans-European Networks-Energy (TEN-E) a identifié en 2009 trois projets de gazoducs d'importance stratégique : l'ITGI (Interconnector Turkey-Greece-Italy), le White Stream (reliant la Géorgie à l'Ukraine) et le Nabucco.

Le projet Nabucco – dont le but était d'acheminer le gaz naturel d'Azerbaïdjan (notamment depuis le champ Shah Deniz) via la Turquie vers l'Autriche en passant par la Bulgarie, la Roumanie et la Hongrie – a concentré pendant plusieurs années l'attention des opérateurs économiques et politiques, mais il a souffert de la forte concurrence du projet South Stream et des dissensions au sein de ses sponsors. Face à ces difficultés, les autorités d'Azerbaïdjan et les partenaires du champ Shah Deniz ont imaginé un projet alternatif permettant d'acheminer le gaz vers la Turquie (gazoduc TANAP), puis jusqu'aux marchés finaux en Grèce, Albanie et Italie (gazoduc TAP). La décision des autorités d'Azerbaïdjan de favoriser le projet TANAP-TAP annoncée en juin 2013 a signifié *de facto* la suspension du projet Nabucco.

Le projet South Stream a été lancé en 2007 dans le but d'acheminer du gaz de Russie via la construction d'un pipeline sous la mer Noire à destination de la Bulgarie, puis de deux branches, l'une vers l'Europe Centrale et l'autre vers la Grèce et l'Italie. Les sponsors du projet sont la compagnie d'Etat russe Gazprom, avec la participation de diverses compagnies européennes : ENI (Italie), EDF (France), Winterhsall (Allemagne) ; de plus, des *joint-ventures* ont été créées avec les compagnies le long du parcours du gazoduc (OMV, MOL, NIS, etc.). La crise ukrainienne en 2014 et l'annexion de la Crimée ont provoqué une dégradation des relations entre la Russie et l'UE, entraînant un climat négatif vis-à-vis du projet South Stream. Les pressions de l'UE sur la Bulgarie pour reporter le début des travaux du chantier South Stream sur son territoire (qui devaient débiter au cours de l'été 2014), ainsi que les sanctions sur des entreprises et des personnalités du secteur des hydrocarbures et de la finance russe et, de manière plus générale, les effets de la chute des cours du pétrole sur l'économie de la Russie sont à l'origine de l'annonce de l'abandon, pour l'heure, du projet South Stream par Vladimir Poutine le 1^{er} décembre 2014.

Les différents projets de gazoduc

Corridor Sud sera composé de 3 tronçons : — SCP (South Caucasus Pipeline, en activité) — TANAP (gazoduc transanatolien) — TAP (gazoduc transadriatique)
 Les projets concurrents : — South Stream (projet russe dont la construction vient de commencer) — Nabucco Ouest (projet européen) | ⚡ Zones de tension



« Gaz : une épine dans le pied des Russes », Courrier international, 5 juillet 2013.

La suspension *de facto* du projet Nabucco et l'annonce de l'abandon du projet South Stream favorisent indirectement le projet TANAP-TAP sur lequel pèsent cependant toujours des incertitudes quant à sa réalisation.

La construction du TAP représente très certainement l'enjeu énergétique principal de la région adriatique.

3.2. De l'Azerbaïdjan aux marchés européens

Différentes étapes

Afin de comprendre les impacts de l'arrivée de nouvelles ressources gazières sur les équilibres et les enjeux énergétiques dans l'espace adriatique, il est nécessaire d'analyser l'ensemble de la chaîne qui permettra d'acheminer du gaz depuis la région de production en Azerbaïdjan (*upstream*) jusqu'aux marchés finaux en Grèce, Albanie et Italie (*downstream*) via la construction de plus de 3 500 kilomètres de gazoducs.

Cette chaîne se compose de quatre éléments (voir carte supra) :

- Shah Deniz 2
- South Caucasus Pipeline
- TANAP
- TAP

Le **champ Shah Deniz**, situé dans la mer Caspienne, approximativement à 70 km de Bakou, a été découvert en 1999. La production de gaz a démarré en 2006, permettant à l'Azerbaïdjan de devenir exportateur de gaz, notamment vers la Russie et vers la Turquie (via le gazoduc South Caucasus Pipeline). En 2013 la production du champ a atteint 9,8 milliards de m³.

La phase 2 du champ Shah Deniz – appelée Shah Deniz 2 – vise à mettre en production des réserves de gaz estimées entre 500 et 1000 milliards de m³ pour une production prévue de 16 milliards de m³ par an à partir de 2018. Le consortium Shah Deniz 2 composé de plusieurs compagnies internationales dont la *major* BP et la compagnie d'Etat d'Azerbaïdjan SOCAR (voir infra) a pris en décembre 2013 le *Final Investment Decision* pour le développement du projet dont le coût est estimé à 25 milliards de dollars.

Le South Caucasus Pipeline – aussi appelé Bakou-Tbilissi-Erzurum (BTE) - est un gazoduc de 980 km qui relie Bakou à la ville turque d'Erzurum via la Géorgie. Il est entré en service en 2007, avec une capacité de transport de 9 milliards de m³ par an.

En liaison avec la mise en production de Shah Deniz 2, un renforcement du gazoduc est prévu pour un coût estimé à 3 milliards de dollars. Ce renforcement permettra de porter la capacité de transport à 19 milliards de m³ de gaz par an à partir de 2019.

Le TANAP est un projet de gazoduc qui devra traverser la Turquie d'est en ouest, d'Erzurum jusqu'à la frontière grecque à Kipoi. Il a été officialisé le 26 juin 2012, lors de la signature d'un accord intergouvernemental entre le Président d'Azerbaïdjan Ilham Aliev et le Premier ministre de Turquie Recep Tayyip Erdogan.

Le coût de sa construction est estimé à 10 milliards de dollars pour une mise en service prévue en 2018. Du fait de l'importance stratégique de ce projet pour l'Azerbaïdjan et pour la Turquie et de la participation capitalistique des principaux énergéticiens des deux pays (voir paragraphe suivant), les probabilités de réalisation du TANAP semblent élevées, même dans le cas d'absence de financements bancaires internationaux.

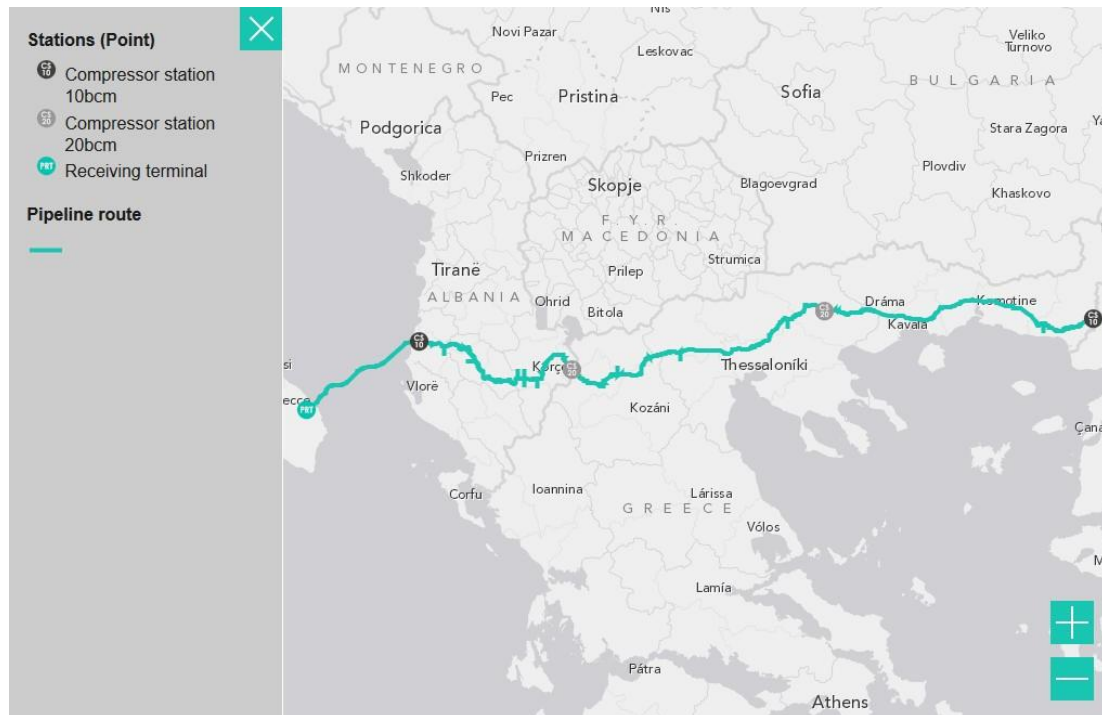
Son débit initial sera de 16 milliards de m³ par an. Cette capacité de transport devrait permettre d'alimenter le marché turc (le seul de la zone OCDE qui connaît une constante croissance) à hauteur de 6 milliards de m³ par an et de fournir le reste, soit 10 milliards de m³ par an, pour le gazoduc TAP.

Le TAP est un projet de gazoduc de 870 km, entre la frontière gréco-turque et la côte du Sud de l'Italie. Son parcours est relativement accidenté, avec le passage par les montagnes de l'Albanie – à une altitude maximale de 1 800 mètres – et un tronçon sous la mer Adriatique – à une profondeur maximale d'environ 820 mètres.

545 kilomètres de gazoduc seront construits en Grèce, traversant la partie septentrionale du pays d'Est en Ouest, de la frontière turque à Kipoi jusqu'à la frontière albanaise près de Ieropigi. La partie albanaise du TAP aura une longueur de 211 kilomètres jusqu'à la ville de Fier où débutera la section *offshore* de 105 kilomètres. L'arrivée en Italie se fera à San Foca – près de Lecce – où aura lieu l'interconnexion avec le réseau gazier italien.

Le débit initial du TAP sera de 10 milliards de m³ par an. Les travaux de construction devraient commencer en 2016 avec des coûts estimés entre 2 et 3 milliards USD et une mise en service prévue en 2019.

Trajet du gazoduc TAP



Source : TAP Webpage

Acteurs économiques

Le tableau ci-dessous montre (à la date d'écriture – décembre 2014) la participation capitaliste des différents groupes internationaux aux diverses étapes de la chaîne industrielle qui est en train de se mettre en place, de la production en Azerbaïdjan (*upstream*) au transport via la Géorgie et la Turquie jusqu'aux marchés finaux en Grèce, Albanie et Italie (*downstream*).

Participation capitaliste des différents groupes internationaux

	BP (UK)	SOCAR (Azerb.)	STATOIL (Norvège)	PETRONAS (Malésie)	TPAO (Turquie)	LUKOIL (Russie)	NICO (Iran)	BOTAS (Turquie)	FLUXYS (Bel)	TOTAL (Fr)	AXPO (Sui)	ENAGAS (Esp)	Tot
SHAH DENIZ 2	28,80%	16,70%		15,50%	19,00%	10,00%	10,00%						100%
renforcement SOUTH CAUCASUS PIPELINE (Bakou-Tbilissi-Erzurum)	25,50%	10,00%	10,00%	15,50%	19,00%	10,00%	10,00%						100%
TANAP (Erzurum - Kipoi)	12,00%	51,00%	12,00%		5,00%			15,00%		5,00%			100%
TAP (Kipoi - San Foca)	20,00%	20,00%	20,00%						19,00%		5,00%	16,00%	100%

Sources : communications institutionnelles des différentes compagnies

Il faut notamment signaler le rôle central de la *major* BP et de la compagnie d'Etat d'Azerbaïdjan SOCAR qui sont les deux entités présentes à toutes les étapes de la chaîne. Il est aussi important de distinguer la structure de revenus et le profil de risque des différentes entités de la chaîne. Le gaz sera produit par le consortium Shah Deniz 2, transporté via le South Caucasus Pipeline, le TANAP et le TAP et vendu par le consortium aux divers acheteurs à la sortie des gazoducs. Ainsi les revenus du consortium Shah Deniz 2 seront soumis au risque de prix et au risque de volume en fonction des formules contractuelles de ventes qui seront négociées avec les acheteurs. En ce qui concerne les gazoducs, leurs revenus seront générés par les frais de transit, qui seront probablement négociés sur base pluriannuelle, représentant ainsi un profil de risque plus faible.

3.3. Le Trans Adriatic Pipeline (TAP)

Etat des lieux et risques liés au financement et à l'exécution

A la date de rédaction du rapport, le TAP est dans sa phase de mise en œuvre, avec la finalisation des études d'ingénierie détaillées et le lancement d'appels d'offres de pré-qualification pour plusieurs éléments clés du projet (comme les compresseurs et la construction). Néanmoins plusieurs facteurs d'incertitude pèsent encore sur la réalisation finale du projet ainsi que sur les temps d'exécution. Ces facteurs tiennent principalement à la faiblesse de la demande européenne de gaz, à la mise en place du financement, aux autorisations administratives et aux délais de construction.

➤ Faiblesse de la demande européenne de gaz

La finalité économique première du projet TAP est d'acheminer du gaz naturel sur le marché italien et éventuellement – depuis l'Italie – vers l'Europe de l'Ouest. La section grecque du gazoduc est présentée comme une étape de transit, le marché hellénique étant déjà suffisamment approvisionné avec les contrats long terme et les capacités de transport existantes ; quant à l'Albanie, l'utilisation du gaz naturel est actuellement marginale. La construction du TAP permettra le développement de la demande en gaz pour la génération électrique, l'industrie et le chauffage ; néanmoins il est pour le moment difficile de chiffrer cette demande.

Ainsi la justification économique du projet TAP est à chercher prioritairement dans la demande pour le marché italien. Selon les informations publiques, un certain nombre d'accords de principe ont été signés entre le consortium Shah Deniz 2 et des compagnies internationales (comme GDF-Suez, Enel Trade ou Hera Trading) pour l'achat du gaz à l'arrivée du TAP. La faiblesse de la demande européenne de gaz – et en particulier celle industrielle en Italie – font planer un doute sur la finalisation de ces accords commerciaux.

➤ **Mise en place du financement**

A la date de rédaction du rapport, le plan de financement du projet TAP n'a pas été annoncé et il est donc probablement encore en discussion. La participation d'institutions publiques comme la BEI et la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD) ont été évoquées. Un engagement de ces institutions, mais également de la Commission sous la forme d'un éventuel signal politique, apparaît fondamental pour crédibiliser le projet et attirer des financeurs privés.

➤ **Autorisations administratives**

En 2014 les études d'impacts environnementaux pour les travaux en Grèce, Albanie et Italie ont été approuvées par les gouvernements respectifs. Néanmoins le processus d'autorisations administratives – notamment autour des nécessaires expropriations – est encore un sujet risqué, qui pourrait entraîner des retards ou des changements de parcours. Notons en particulier l'existence d'un mouvement d'opposition au TAP dans la zone d'arrivée du gazoduc en Italie, qui pourrait se manifester par des nombreux recours administratifs.

Pochoir représentant l'opposition au TAP



Source : <http://notransadriaticpipeline.blogspot.it/>

➤ **Délais de construction**

Il faut enfin signaler l'existence de risques liés au respect des délais de construction. En particulier, l'infrastructure économique est considérée comme faible en Albanie (réseau de transport, entreprises qualifiées, etc.), pays qui pose aussi des préoccupations en terme de sécurité et corruption.

Impacts économiques sur la Grèce et l'Albanie

La construction et la mise en service du TAP représentent des opportunités significatives pour la Grèce et l'Albanie, et ceci à plusieurs titres :

➤ **Impacts économiques de court terme liés à la construction du TAP**

Les travaux de construction devraient commencer en 2016, pour une mise en service prévue en 2019. Avec des coûts de construction estimés entre 2 et 3 milliards de dollars, le TAP est considéré comme le plus important investissement international jamais réalisé en Albanie, et comme le plus significatif en Grèce dans la période post-crise. Il aura des retombées très élevées en termes d'activité et d'emplois pour les entreprises locales.

➤ **Impacts économiques de long terme liés à la disponibilité de gaz naturel**

L'Albanie ne connaît actuellement aucune consommation de gaz. La construction du TAP amènera la disponibilité de gaz pour le marché local et permettra le développement des réseaux de distribution de gaz (notamment pour un usage domestique – chauffage, cuisine), la construction de centrales électriques au gaz et l'utilisation du gaz dans des industries énergivores comme la sidérurgie, le ciment et la chimie, avec des impacts positifs sur la facture énergétique et sur le niveau d'émissions de CO₂. Quant à la Grèce ces retombées positives seront moindres, le pays connaissant déjà un taux de pénétration du gaz significatif.

➤ **Impacts économiques de long terme sur le budget des États**

Notons enfin l'impact positif que l'exploitation du TAP aura sur les budgets de la Grèce et de l'Albanie via la collection de taxes.

Possibles ramifications dans les Balkans

La TAP représente un important instrument d'intégration économique et de coordination politique entre les pays directement concernés : Turquie, Grèce, Albanie et Italie. Il pourra à terme représenter aussi un instrument d'intégration entre les pays des Balkans occidentaux, grâce à l'interconnexion du TAP avec d'autres projets de gazoducs.

Deux initiatives semblent se dessiner :

- **Ionian Adriatic Pipeline (IAP)** : Projet de gazoduc de 500 kilomètres entre Fier en Albanie et Split en Croatie, en passant par le Monténégro et la Bosnie-Herzégovine
- **West Balkans Ring (WBR)** : Projet de gazoduc relie l'Albanie à la Macédoine et la Serbie. La récente annonce d'abandon du projet South Stream (au moins dans son parcours d'origine via la Bulgarie et le Serbie) pourrait inciter la Serbie à soutenir ce projet.

Tracé de l'IAP et du WBR



Source : TAP Webpage

Il faut signaler que ces deux initiatives sont encore embryonnaires. Elles ne sont en effet pas portées par des structures juridiques constituées. En outre, la relative faiblesse de la demande de gaz dans la région et l'existence d'« agendas » économiques et politiques distincts entre les différents pays concernés rendent la réalisation de ces projets encore incertaine.

Possibles sources de gaz supplémentaires

Sur le long terme, d'autres sources de gaz pourront venir alimenter le TANAP et le TAP, depuis l'Azerbaïdjan ou d'autres pays. Concernant l'Azerbaïdjan il existe la possibilité d'une phase 3 de développement du champ de Shah Deniz, mais aussi celle de mettre en production des champs découverts récemment, notamment le champ Shafag-Asiman (détenu par BP et SOCAR ; réserves estimées à 480 milliards de m³) et le champ Absheron (détenu par Total, SOCAR et GDF-Suez ; réserves estimées entre 140 et 280 milliards de m³). Par ailleurs, l'existence d'une route d'exportation vers le marché européen pourra faciliter sur le long terme la mise en production de nouvelles sources de gaz en provenance d'autres pays, tel le Turkménistan, l'Irak (dont le Kurdistan irakien), l'Iran ou Israël, même si ces évolutions paraissent à ce jour très improbables.

Les possibilités d'extension des gazoducs TANAP et TAP (via l'installation de stations de compression ou le doublement des tuyaux) permettront à terme d'assurer le transport de quantités de gaz supplémentaires, répondant aussi à l'objectif de diversification affiché par les l'UE.

Conclusions

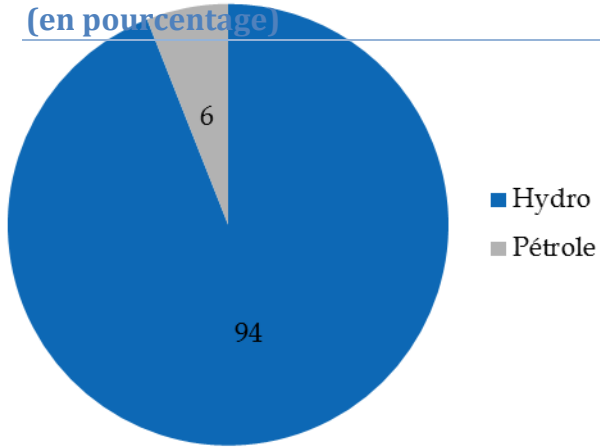
Le développement de l'ensemble de la chaîne qui permettra d'acheminer du gaz depuis la région de production en Azerbaïdjan (*upstream*) jusqu'aux marchés finaux en Grèce, Albanie et Italie (*downstream*) représente une opportunité extraordinaire de croissance et d'intégration économique pour les pays concernés. Il représente aussi un apport significatif à la stratégie de diversification des approvisionnements de l'UE et ouvre des perspectives de long terme par rapport aux possibles ramifications dans les Balkans et aux possibles sources de gaz supplémentaires.

Néanmoins, des incertitudes pèsent encore sur la réalisation finale de la chaîne ainsi que sur les temps d'exécution – notamment par rapport au financement et à la construction du TAP. **Un support**

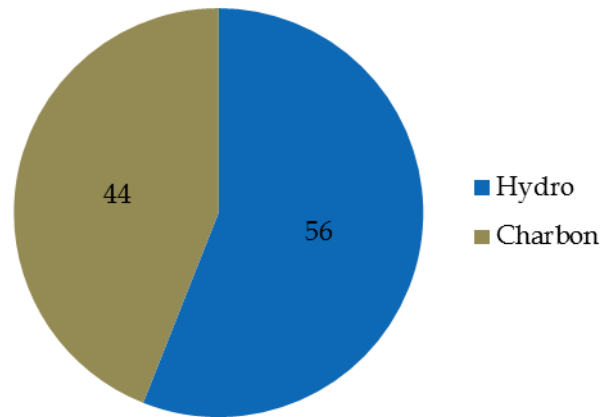
politique et économique des institutions européennes et des pays concernés serait utile pour renforcer les chances de réalisation du TAP, notamment dans un contexte de faible demande, de chute des cours du baril et d'abandon, pour l'heure, du projet Southstream.

ANNEXES

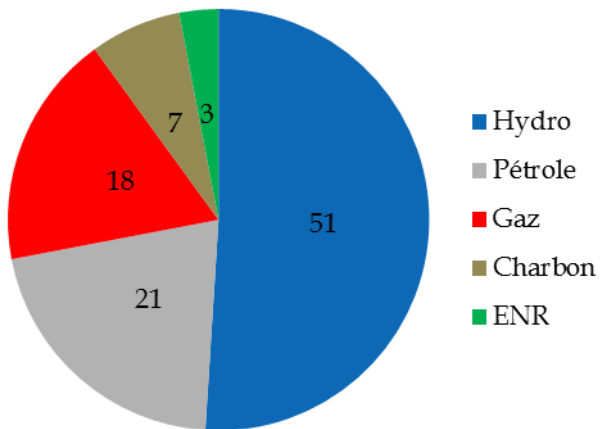
Albanie (total : 1,8 GW)
Matrice électrique des différents pays
(en pourcentage)



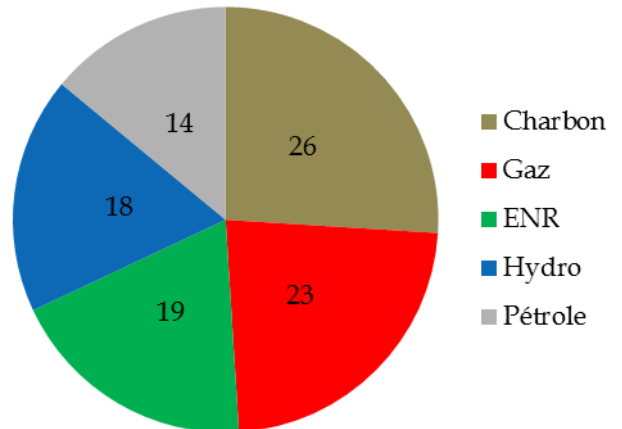
Bosnie-Herzégovine (total: 4,4 GW)



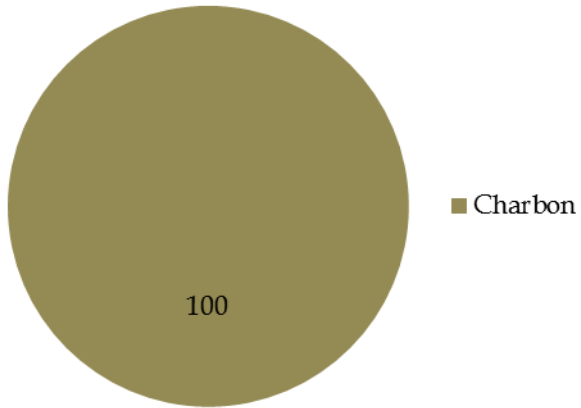
Croatie (total: 4,2 GW)



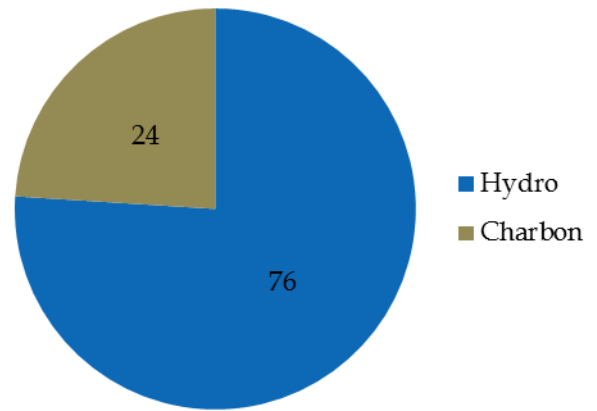
Grèce (total: 17,9 GW)



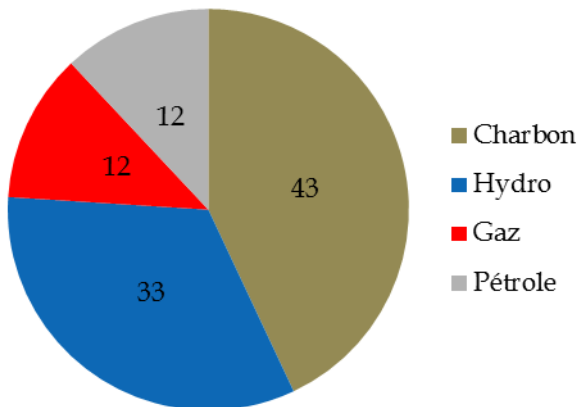
Kosovo (total: 0,68 GW)



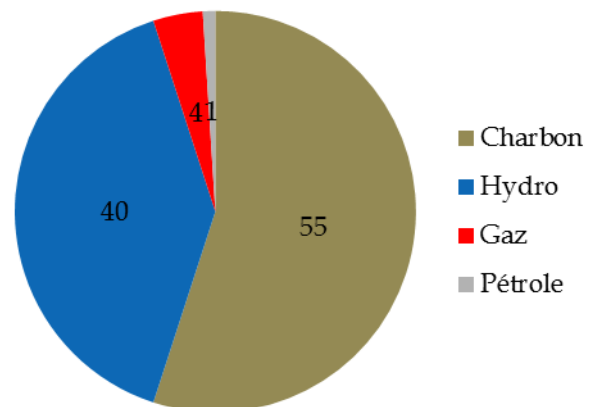
Ancienne république yougoslave de Macédoine (total: 1,9 GW)



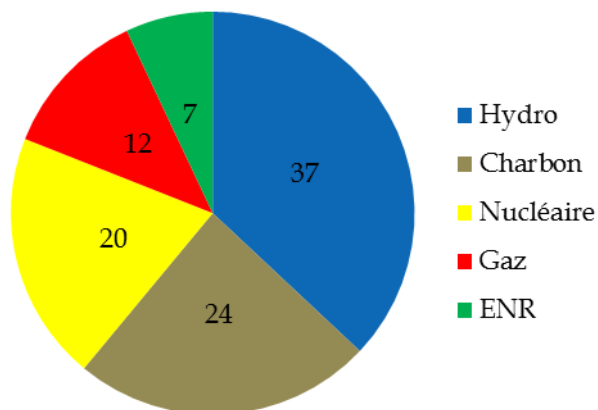
Monténégro (total: 0,895 GW)



Serbie (total: 8,4 GW)



Slovénie (total: 3,4 GW)



Sources

- BP, *Statistical review of World energy*, juin 2014.
- Balkan Energy News, *Country Report on Energy Business in Serbia*, janvier 2014.
- A. Cohen, « Caspian Gas, TANAP and TAP in Europe's Energy Security », Instituto Affari Internazionali Working Paper, avril 2014.
- V. Cokorilo et alii, « Oil shale potential in Serbia », *Oil Shale*, Vol. 26, No. 4, 2009, pp. 451-462.
- COWI – IPF Consortium, « FS and ESIA for the Ionian – Adriatic Pipeline (IAP) », Feasibility Study Report, janvier 2014
- EIU, *The Great Game for Gas in the Caspian*, 2013.
- Enerdata, *Albania energy report*, janvier 2014.
- Enerdata, *Bosnia-Herzegovina energy report*, janvier 2013.
- Enerdata, *Croatia energy report*, octobre 2013.
- Enerdata, *Greece energy report*, novembre 2013.
- Enerdata, *Macedonia energy report (FYROM)*, janvier 2014.
- Enerdata, *Serbia energy report*, mai 2014.
- Enerdata, *Slovenia energy report*, décembre 2013.
- European Network of Transmission System Operators for Gas, *Southern corridor Grip 2014-2023*, Bruxelles, 2014.
- A. Gallais Bouchet, *Les ports de la Mer Adriatique entre ambitions et contraintes*, note de synthèse 167, septembre 2014, ISEMAR.
- A. Giamouridis et S. Paleoyannis, *Security of gas supply in South-Eastern Europe*, Oxford institute for energy studies, juillet 2011.
- M. Glamotchak, *L'enjeu énergétique dans les Balkans*, Paris, Technip, 2013.
- A. Mc Dowall, « Croatian Oil & Gas : an Adriatic Game-changer ? », blog du Financial Times du 5 mai 2014, <http://blogs.ft.com/beyond-brics/2014/05/05/croatias-hydrocarbon-tender-an-adriatic-game-changer/>
- Ministère du Développement Economique du Monténégro, *Investment Opportunités - Energy Sector in Montenegro*, 2010.
- Ministère de l'Economie, du Travail et de l'Entrepreneuriat de Croatie, *Energy strategy of the Republic of Croatia*, juin 2009.
- A. Palle, *Regional dimensions to Europe's energy integration*, Oxford institute for energy studies, octobre 2013.
- Stefan Ralchev, « Energy in the Western Balkans: A Strategic Overview », Institute for Regional and International Studies Working Paper, août 2014
- Vlahovic Group, *Strategic energy projects Croatia*, Zagreb, juin 2014.
- R. Wrigley et alii, « Offshore Croatia – Hunting 'Big Oil' in the centre of Europe », *First break*, volume 32, mai 2014, pp. 61-68.
- <http://www.desfa.gr/default.asp?pid=1&la=2>
- <http://www.eps.rs/Eng/index.aspx>
- <http://www.kek-energy.com/>

- <http://www.nek.si/en/>
- <http://www.nis.eu/en/>
- <http://www.plinacro.hr/default.aspx?id=246>
- <http://www.lefigaro.fr/flash-eco/2015/01/02/97002-20150102FILWWW00150-petrolegaz-nouvelles-activites-croates-en-mer.php>

Entretiens

- Dr. Thrassy Marketos, Chercheur à l'Académie de Guerre Hellénique (IDE- ministère de la Défense)
- M. Fabrice Noilhan, EDF
- MM. Houda Ben Jannet Allal, Bruno Castellano, Sohbet Karbuz, Observatoire méditerranéen de l'énergie
- M. Sohbet Karbuz, Observatoire méditerranéen de l'énergie
- M. Bruno Castellano, Observatoire méditerranéen de l'énergie
- M. Turab Gurbanov, Administration de la Présidence de la République d'Azerbaïdjan
- M. Marc-Antoine Eyl-Mazzega, Agence Internationale de l'Energie
- Mme. Marie-Laetitia Gourdin, The European Azerbaïdjan Society
- SE. Dritan Tola, Ambassadeur d'Albanie en France
- Mme Avenilda Doko, Ambassade d'Albanie en France
- M. Damian Gjikhuri, ministre de l'Energie de l'Albanie
- M. Pirro Vengu, directeur de cabinet du Ministre des Affaires étrangères
- M. Edmond Hido, directeur du EU Energy Efficiency Center, Tirana
- Faig G. Abbasov, EU Regulatory Affairs Manager, SOCAR Belgium