Notes de l'Ifri

L'Égypte, nouvelle plateforme gazière en Méditerranée orientale

Benjamin AUGÉ

Septembre 2018

ifri Centre Énergie

L'Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901). Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l'échelle internationale.

Les opinions exprimées dans ce texte n'engagent que la responsabilité de l'auteur.

ISBN : 978-2-36567-905-3
© Tous droits réservés, Ifri, 2018

Comment citer cette publication :
Benjamin Augé, « L'Égypte, nouvelle plateforme gazière en Méditerranée orientale », *Notes de l'Ifri*, Ifri, septembre 2018.

Couverture : © Andriy Markov/Shutterstock ; « Gas and Oil Rig in Cyprus. Offshore Exploration Platform near Coast »

Ifri

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : +33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : accueil@ifri.org

Site internet : Ifri.org

Auteur

Benjamin Augé est chercheur associé aux centres Énergie et Afrique subsaharienne de l'Ifri, il est docteur en géographie de l'Institut français de géopolitique (Université Paris 8), et par ailleurs le rédacteur en chef de la lettre d'information *Africa Energy Intelligence* (groupe Indigo Publications) et chroniqueur dans la section Afrique du quotidien *Le Monde*. Il enseigne la géopolitique du pétrole et du gaz en Afrique à l'Université de Nouakchott en Mauritanie et est également intervenant à l'académie diplomatique néerlandaise Clingendael.

Résumé

Les découvertes gazières en Méditerranée orientale ont bouleversé les perspectives énergétiques des pays concernés qui s'enfonçaient de plus en plus dans la dépendance aux importations. Elles ont et auront des profondes implications sur les équilibres géopolitiques et économiques régionaux.

L'Égypte était jusqu'au début des années 2010 un exportateur de gaz, mais la croissance de sa demande intérieure et l'insuffisance de sa production l'ont contrainte à cesser ses exportations et à importer du gaz naturel liquéfié (GNL), entraînant des surcoûts importants alors que son économie était déjà fragilisée.

Israël avait commencé à importer du gaz égyptien en 2007 et a subi les conséquences de la baisse régulière de la production en Égypte : en dépit des contrats passés, Le Caire ne pouvait ainsi plus exporter le moindre mètre cube en Israël. Cela a également lourdement affecté la Jordanie qui importait également du gaz égyptien. Depuis 2015, la Jordanie est contrainte d'importer au prix fort du GNL, notamment qatari, *via* son port d'Aqaba.

Cette situation a changé avec la découverte d'importants gisements *offshore* par Israël – qui a perdu beaucoup de temps pour mettre en place un cadre réglementaire, politique et fiscal mettant d'accord tous les acteurs locaux (politique, économique) pour développer ce gaz –, mais aussi en Égypte et dans une moindre mesure, au large de Chypre. En l'espace de dix ans, ces pays qui se préparaient à être importateurs de gaz, exposés aux aléas des fournisseurs et des marchés mondiaux, envisagent désormais leur indépendance gazière, une sécurité d'approvisionnement dans un contexte de consommation intérieure en forte croissance et même l'exportation dans la région et potentiellement vers l'Europe, d'un surplus, qui s'annonce significatif.

Ces découvertes gazières et celles qui sont susceptibles de suivre ont des conséquences économiques majeures. Elles vont permettre de transformer le bouquet énergétique d'Israël, qui était jusqu'à présent dépendant notamment du charbon ou des produits pétroliers importés, de réduire ses émissions polluantes et de gaz à effets de serre, et de développer l'utilisation du gaz dans le secteur de l'électricité et du transport. En Égypte, elles vont permettre de réduire la facture gazière extérieure et la vulnérabilité à l'évolution des prix du gaz sur le marché mondial du GNL, de renforcer la

sécurité des approvisionnements et de faire face à l'accroissement de la demande d'électricité.

Israël a favorisé au maximum ses hommes d'affaires qui se sont totalement emparés de ce nouveau secteur gazier en créant des sociétés qui ont déjà investi des milliards de dollars. Pour attirer les capitaux, l'Égypte laisse les *majors* étrangères dominer l'exploration et le développement, ce malgré la longue expérience de son administration dans les hydrocarbures. Chypre, le Liban et la Grèce, tous trois peu expérimentés dans le gaz, laissent pour le moment les *majors* occidentales mener les efforts d'exploration.

La grande rapidité de développement du gisement égyptien *offshore* de Zohr par ENI, la compagnie italienne, est exemplaire. En moins de deux ans, le projet s'est transformé en un succès économique pour la *major* et surtout politique et financier pour le président égyptien Abdel Fattah Al-Sissi.

L'Égypte est déjà le grand gagnant de cette nouvelle géopolitique gazière de Méditerranée orientale, ayant mis au jour des découvertes importantes dans son *offshore* mais étant surtout le seul État à disposer de capacités importantes d'exportation de GNL qui lui permettront de devenir une plateforme d'exportation pour l'évacuation du gaz de ses voisins, notamment israélien et chypriote, vers l'Europe et/ou d'autres marchés. L'utilisation de ces infrastructures pourrait éviter la construction de coûteux gazoducs ou de nouveaux terminaux de liquéfaction qui n'ont pas, à moyen terme, de justification économique ; de surcroît, un tube entre Israël, la Jordanie et l'Égypte existe déjà, il suffit juste d'inverser son flux.

Le développement du plein potentiel gazier israélien *offshore* du champ de Leviathan a pris du retard, mais les investissements pour le lancement de la première phase de production, attendue pour 2020, sont désormais lancés. Pour le champ israélien *offshore* de Tamar mis en production en 2013, 177 milliards de mètres cubes (Gm^3) ont été déjà pré-vendus *via* des contrats allant de 5 à 19 ans avec des clients en Israël et seulement 17 Gm^3 pour l'étranger (Jordanie et Égypte), principalement parce que le gouvernement israélien a plafonné à 40 % les exportations de ce gisement. À l'inverse, pour Leviathan (phase 1), c'est l'export qui domine largement avec 134 Gm^3 déjà pré-vendus (Jordanie, Égypte) et seulement 31 Gm^3 pour les clients israéliens. Une phase de développement et d'exportations supplémentaires pourrait avoir lieu dans les années 2020, si les financements et voies d'exportation sont disponibles et si les partenaires sanctionnent de nouveaux investissements.

Aucune infrastructure d'envergure, comme un terminal de liquéfaction ou un gazoduc, ne pourra être construite sans que les acteurs présents dans les projets à Chypre, en Israël et en Égypte, ne se coordonnent. Si les

découvertes déjà effectuées sont importantes (quelque 80 trillions de pieds cubes/2 265 Gm^3 entre Zohr en Égypte, Leviathan et Tamar en Israël ainsi qu'Aphrodite à Chypre), elles sont toutefois moins élevées que celles effectuées entre la Tanzanie et le Mozambique où se trouveraient jusqu'à 200 trillions de pieds cubes (5 663 Gm^3 de réserves). De plus, contrairement à l'Afrique de l'Est où la consommation énergétique locale est extrêmement faible, la demande régionale en électricité va continuer à croître très fortement, notamment en Égypte, imposant de privilégier les échanges entre pays de la région et de satisfaire en priorité les besoins exponentiels en énergie de la zone. Dans un deuxième temps, il faudra envisager l'utilisation des infrastructures d'exportation déjà existantes, soit les trains de liquéfaction sur la côte méditerranéenne égyptienne. La viabilité économique de nouveaux projets de gazoducs vers l'Europe ou de terminaux de liquéfaction est actuellement incertaine et ne devrait pas être la priorité des opérateurs qui doivent composer avec des ressources coûteuses à développer et veiller à réduire autant que possible les coûts de transport. La situation serait autre si de nouvelles découvertes importantes permettent de s'assurer d'un approvisionnement des marchés locaux pour plusieurs décennies, et de renforcer les volumes qui pourraient être exportés au-delà des capacités des terminaux GNL égyptiens existants.

La région reste également minée par des conflits géopolitiques qui ont comme conséquence de restreindre les options des États producteurs, en particulier en ce qui concerne l'exportation du gaz en dehors de la Méditerranée orientale. Le Liban n'est pas encore un acteur gazier, il est au tout début de l'exploration mais connaît un litige politique et frontalier avec Israël. L'Égypte et Israël ont des liens sécuritaires et politiques très forts au niveau étatique mais des franges significatives de la population égyptienne sont particulièrement opposées à l'idée de dépendre du gaz israélien. Cela ne devrait cependant pas empêcher les projets de coopération gaziers entre les deux États et renforcera pour des décennies leur relation politique, quels que soient les gouvernements, car ils resteront liés par des infrastructures et intérêts économiques communs. La relation entre la Turquie – grand consommateur de gaz – et Israël est à l'heure actuelle loin d'être favorable à la construction d'un gazoduc sous-marin entre les deux pays. Si elle n'est pas directement concernée par les découvertes actuelles, la Turquie représente également un facteur de nuisance considérable qui pourrait encore un peu plus favoriser l'utilisation des terminaux GNL égyptiens au détriment, au moins dans un premier temps, de toute construction d'infrastructure lourde à Chypre. Nicosie a choisi de s'entourer de *majors* provenant de pays puissants comme ENI, Total, ExxonMobil – en tandem avec Qatar Petroleum – afin de pouvoir engager un rapport de force avec la Turquie sur les explorations dans les eaux territoriales chypriotes qui sont contestées par

Ankara depuis l'invasion du nord de l'île en 1974. Toutes ces difficultés plaident pour que l'Égypte, déjà en possession des infrastructures de gaz liquéfié, devienne le pivot du développement des exportations.

Il est utile de souligner combien les puissances extérieures à la zone ont également pris leurs marques. C'est le cas de l'Italie *via* sa société d'État ENI qui se retrouve très présente dans trois des quatre pays étudiés. Elle deviendra le premier producteur de gaz en Égypte, elle a pris des permis dans six des douze blocs offerts par Chypre et elle est le partenaire de Total au Liban (blocs 3 et 9). L'Italie est également doublement intéressée par le développement de ces gisements gaziers car son territoire est le point d'aboutissement du projet de gazoduc IGI Poseidon en provenance de la Grèce, elle-même réceptionnant, par le biais de cette infrastructure, le gaz de Chypre et d'Israël. Ce gazoduc reste cependant pour le moment à l'état de projet. De plus, ENI est un des actionnaires du terminal gazier de Damietta LNG en Égypte grâce à ses participations dans Union Fenosa Gas. S'il se construit, la Grèce sera également traversée par le gazoduc EastMed (qui irait d'Israël à la Grèce en passant par Chypre) et se retrouvera dans une position géographique idéale pour réceptionner une partie de ce gaz qui sera éventuellement acquis par les États d'Europe de l'Ouest. Son secteur des hydrocarbures est encore balbutiant mais les découvertes à l'est de la Méditerranée ont clairement eu un impact sur l'intérêt de pétroliers étrangers et locaux (Energean Oil & Gas) à venir explorer les eaux territoriales du pays.

Enfin, la Russie joue un rôle singulier dans la zone. Outre la présence de ses sociétés, Rosneft en Égypte sur le gisement de Zohr, et Novatek au Liban en exploration, sa présence militaire en Syrie et économique à Chypre lui permettront de jouer un rôle dans le développement de cette nouvelle région gazière d'importance. L'Union européenne (UE) est également présente dans ce grand dessein géopolitique. Cependant, en dehors du financement d'études techniques de quelques millions de dollars sur le projet de gazoduc EastMed et IGI Poseidon, et la présence de ses représentants lors des réunions ministérielles avec les ministres des pays concernés par cette infrastructure, elle ne joue pas un rôle majeur, se plaçant davantage en facilitateur.

Abstract

Recent offshore gas discoveries in the Eastern Mediterrean, primarily in Egypt as well as in Israel, but also around Cyprus, are dramatically changing these countries energy perspectives, economies and geopolitical balances in the region. As these resources are now starting to be developed, gas will play a growing role in these countries' electricity systems and will be increasingly commercialized within these countries to meet their growing demand, while surpluses could be exported beyond, possibly to Europe. Egypt is expected to become a new gas hub in the region, thanks to its super large discoveries and rapid gas project developments and its existing pipeline and LNG export infrastructure. The fate of Cyprus' resources remains uncertain and tied to further exploration efforts being successful and to tensions with Turkey being eased. The region's resources have attracted many majors such as ENI, Total, BP and Exxon and Russia, Italy, France, Turkey, the USA and Qatar have all developed specific interests. These gas resources are a game changer for these countries, and it remains to be seen whether they can be a game changer for Europe.

Sommaire

INTRODUCTION 9

LE GAZ ISRAÉLIEN : TRANSFORMATION DU BOUQUET ÉLECTRIQUE ET EXPORTATIONS VERS LA JORDANIE ET L'ÉGYPTE 11

- Des découvertes importantes impliquant des sociétés privées israéliennes et américaines 11
- Les sociétés israéliennes ont intégré de hauts cadres et fonctionnaires israéliens et sont aussi actives dans toute la zone 13
- Le potentiel gazier israélien a été retardé par des contentieux règlementaires, politiques et fiscaux qui ont finalement été surmontés 15
- L'essor de la production *offshore* va bénéficier à Israël et à ses voisins en cimentant des alliances régionales 16
- Les découvertes gazières permettent la sortie progressive du charbon 20

VERS UN HUB GAZIER DE LA MÉDITERRANÉE ORIENTALE EN ÉGYPTE 22

- Les découvertes gazières vont soutenir une économie affaiblie 22
- Zohr : un modèle de gouvernance et d'exécution attirant les *majors* occidentales, du Golfe, et de Russie 24
- Les autres développements gaziers égyptiens en Méditerranée 27
- Les contraintes des ressources et de la géopolitique régionale devraient forcer Chypre à participer au hub gazier égyptien 27
- Le gazoduc EastMed vers l'UE paraît peu réaliste à ce stade 29

CONCLUSION 32

Introduction

La découverte des gisements gaziers dans les eaux territoriales israéliennes à la fin des années 1990 a précédé la mise au jour d'autres champs de bien plus grande taille situés dans un triangle maritime partagé entre Israël, l'Égypte et Chypre. Si ces États étaient depuis toujours dépendants des importations en charbon et produits pétroliers, à l'exception de l'Égypte dont la dépendance au marché extérieur pour ses besoins en pétrole n'a commencé qu'en 2010 et pour le gaz en 2015, ces nouveaux gisements vont bouleverser leur mix énergétique, renforcer leur sécurité d'approvisionnement, soutenir leurs économies, mais aussi, renforcer les relations avec certains de leurs voisins.

Cette région est sujette à de fortes tensions géopolitiques qui compliquent les développements énergétiques transfrontaliers. D'abord entre Israël et l'Égypte où les accords de rapprochement de 1979 normalisant la relation bilatérale n'ont pas pour autant convaincu une grande partie de la population égyptienne. D'autre part, si Chypre et Israël ont par la négociation aplani tout différend frontalier maritime en 2010, le Liban et Israël ont toujours un litige territorial en cours alors même que les premiers blocs d'exploration ont été attribués par Beyrouth en 2017, en partie dans la zone disputée. Enfin, l'annexion de la partie nord de Chypre par la Turquie en 1974 nourrit toujours des tensions avec Chypre handicapant gravement les explorations *offshore* au sud de l'île. L'exploration des blocs octroyés par Chypre est sans cesse menacée par la Turquie au motif que cela devrait être une compétence discutée par les deux gouvernements. Ce différend Chypre/Turquie ne facilitera pas non plus l'installation d'une infrastructure d'exportation sur l'île (gazoduc vers l'Europe ou usine de GNL). De plus, la relation politique Turquie/Israël étant actuellement très mauvaise, de nouvelles coopérations énergétiques auront du mal à s'articuler entre ces deux États dans les prochains mois. Étant donné l'importance de ce secteur, Israël se prépare activement à protéger ses infrastructures de production en *offshore* avec l'achat notamment de corvettes provenant d'Allemagne qui seront mises en eau dès 2019.

Du fait de l'importance stratégique de la région, et des contraintes géopolitiques, la plupart des grandes puissances ont été « invitées » dans le jeu gazier : Russie, États-Unis, France, Royaume-Uni, Italie par le biais de

leurs *majors* qui ont désormais toutes des intérêts dans les blocs ou gisements de la région.

Une autre singularité du développement gazier de la Méditerranée orientale se trouve dans le jeu des acteurs qu'ils soient publics – les ministères, le Parlement, les sociétés d'État – ou privés comme les firmes qui développent les gisements et celles qui vont acheter la production. L'étude des acteurs privés et du rôle des États sera ainsi privilégiée tout au long de cette note.

Cette note fait le point sur l'état des découvertes et les investissements gaziers dans l'offshore en Méditerranée orientale et analyse successivement l'impact des découvertes sur les économies de ces pays et les projets d'exportation du gaz israélien puis égyptien. Grâce à ses infrastructures d'exportation déjà existantes, l'Égypte devient peu à peu le *hub* gazier de la région, tant pour les importations que pour les exportations *via* ses terminaux GNL. La problématique du développement des réserves de gaz découvertes au large de Chypre et les problèmes que ce pays doit gérer avec la Turquie est aussi abordée. Afin d'éviter tout déséquilibre entre les parties, aucune section ne sera consacrée au Liban – ou à la Grèce – où aucune découverte gazière significative n'a été encore réalisée et où les difficultés politiques ont considérablement retardé les travaux d'exploration. Au Liban, les premiers forages ne sont pas prévus avant 2019, mais cette analyse évoque néanmoins les tensions géopolitiques et les défis qui leur sont liés. La focale porte principalement sur les découvertes et explorations récentes dans l'*offshore* de ces pays et non sur les potentiels en *onshore*, en particulier en Égypte où la production a commencé il y a déjà plus d'un siècle. Une note rédigée pour l'Ifri en 2016 se concentrait exclusivement sur le développement pétrolier et gazier en Égypte[1]. Cette note effectue également une analyse de l'économie politique des acteurs et investisseurs dans le domaine gazier, en particulier en Égypte et Israël, pour mettre en avant l'articulation entre intérêts et privés et publics dans un contexte géopolitique et économique unique car impliquant notamment Israël et ses voisins.

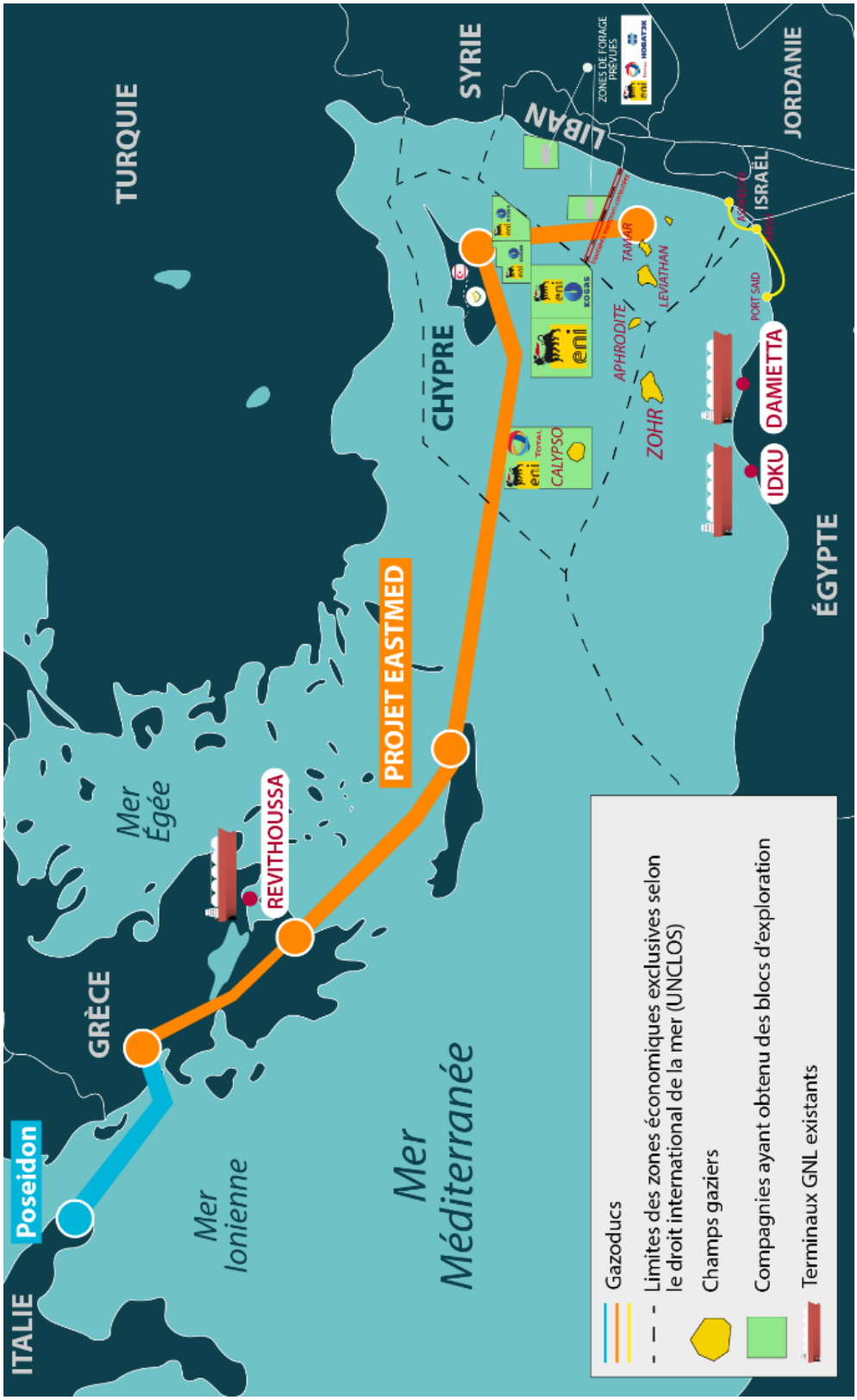
1. B. Augé, « L'espoir d'une indépendance énergétique retrouvée en Égypte », *Notes de l'Ifri*, février 2016, disponible sur : www.ifri.org.

Le gaz israélien : transformation du bouquet électrique et exportations vers la Jordanie et l'Égypte

Des découvertes importantes impliquant des sociétés privées israéliennes et américaines

Deux acteurs principaux sont à l'origine des découvertes dans l'*offshore* israélien. D'abord la firme américaine Noble Energy, présente notamment dans l'*onshore* aux États-Unis ainsi que dans le golfe de Guinée en Guinée équatoriale et au Cameroun. Noble Energy a commencé à investir à la fin des années 1990 en Israël et a rapidement mis au jour la modeste découverte de Noa en 1999 (50 Gm^3, aujourd'hui épuisée) aux côtés de son partenaire local : Delek Group. Racheté en 1998 par le désormais milliardaire israélien, Isaac Tshuva, *via* son fonds d'investissement Tashluz Investments and Holdings, Delek Group est passé d'un groupe très diversifié (banques, assurances) à une firme quasi exclusivement focalisée sur l'exploration pétrolière et la distribution de produits pétroliers (il contrôle le deuxième distributeur israélien, Israel Fuel Corp). Cette concentration s'est encore accélérée avec la découverte de Mari-B d'une taille plus importante que Noa : 1,1 tcf soit 31,1 Gm^3, puis avec celle beaucoup plus significative de Tamar en 2009 (11,2 tcf soit 317,1 Gm^3). Avec cette dernière, Israël a, pour la première fois, songé à exporter du gaz, tout en plafonnant à 40 % le volume destiné aux exportations afin de sanctuariser la couverture de la demande nationale. Poursuivant l'exploration dans l'*offshore* du pays, Delek et Noble Energy ont enfin découvert le gisement géant de Leviathan (21,4 tcf soit 605,9 Gm^3) en 2010, qui ne produira, au mieux, qu'à la fin 2019.

Carte 1 : Gisements et blocs d'exploration entre Israël, l'Égypte et Chypre



Sources : site internet de Noble Energy ; The Economist *; Ministère chypriote du Commerce, de l'Industrie, de l'Énergie et du Tourisme.*

Les sociétés israéliennes ont intégré de hauts cadres et fonctionnaires israéliens et sont aussi actives dans toute la zone

En dehors d'Isaac Tschuva, Delek Group a également embauché des anciens hauts fonctionnaires et hommes politiques de premier plan en Israël pour faire prospérer la société et influencer les décisions politiques, une pratique courante dans les compagnies actuellement impliquées dans le développement du gaz israélien où les passerelles entre politique et business sont nombreuses. Le directeur du conseil d'administration de Delek Group, Gabriel Last, est l'ancien vice-inspecteur général de la police israélienne. Un autre de ses directeurs, Roni Ron Milo, est un homme politique très connu en Israël. Ancien député, il a exercé six mandats au Parlement israélien (Knesset), Milo a également été maire de Tel-Aviv et vice-ministre des Affaires étrangères, ministre de l'Intérieur, de la Santé, du Travail, de la Sécurité intérieure. Il a également été actif au sein de la société de défense Elbit Systems. Autre administrateur de Delek, Arie Zief, a été le chef des douanes israéliennes et ancien vice-président de la Chambre de commerce.

En dehors de son implication dans toutes les découvertes gazières en Israël, Delek Group est aussi présent à Chypre notamment sur le bloc 12 où a été mise au jour la découverte d'Aphrodite (4,5 trillions de pieds cubes soit 127,4 Gm^3) en 2011, permis également opéré par Noble Energy. Grâce aux fonds qu'il a pu lever grâce à ses découvertes en Israël, Delek a même été bien plus loin et est devenu l'unique actionnaire de la *junior* britannique Ithaca Energy présente en mer du Nord où elle produit près de 14 000 barils équivalent pétrole par jour[2]. Delek s'est également emparé de 15 % du capital d'une société britannique, Faroe Petroleum, active au Royaume-Uni, en Norvège et en Irlande. Enfin, elle a pris un permis au Canada. Delek a également eu par le passé des blocs d'exploration en Guinée-Bissau et au Vietnam. En somme, les découvertes en Israël ont donc permis le développement à l'étranger de Delek dans les hydrocarbures.

En dehors de Noble Energy – qui est une des seules sociétés non israéliennes actives dans l'exploration du pays et ce alors même que ce secteur est ultra capitalistique[3] – et Delek Group, d'autres sociétés israéliennes ont su tirer leur épingle du jeu. Outre Avner Oil Exploration qui avait des intérêts sur Tamar et que Delek Group a racheté en 2016, la société Tamar Petroleum a été spécifiquement créée pour prendre des parts sur le

2. Site internet d'Ithaca Energy, disponible sur : www.ithacaenergy.com.

3. Les hommes d'affaires israéliens ont réussi à très rapidement lever des capitaux pour suivre l'exemple de Delek. Une telle mobilisation dans un pays nouvellement gazier est très rare, la plupart du temps ce sont les *majors* étrangères qui se ruent dans des zones "frontières" où les besoins de capitaux sont très importants.

gisement de Tamar. Fondée en 2017, Tamar Petroleum a obtenu 7,5 % de Tamar et 16,75 % d'un autre petit gisement appelé Dalit. Tamar Petroleum a su profiter ainsi de la pression de l'État israélien exercée sur Noble pour que l'entreprise réduise ses participations à 25 % sur ce gisement d'ici à 2021. Le directeur général de Tamar Petroleum, Liami Vaisman, est un ex-consultant énergie du ministère des Finances et l'ex-directeur financier de la société d'État Israel Natural Gas Lines Ltd. Le président du conseil d'administration, Yossi Abu, a été autrefois le directeur général de Delek Drilling, qui est une filiale de Delek Group. Il a également été le conseiller du ministre des Finances Ronnie Bar-On sur les questions budgétaires (2007-2009).

Une autre société basée à Chypre, Energean Oil & Gas (fondée en 2007), également active en Grèce où elle produit de faibles quantités de brut (263 barils par jour), a racheté les parts de Delek dans les gisements israéliens de gaz de Karish et Tanin (2,4 tcf, soit 67,9 Gm^3), l'objectif étant de les mettre en production en 2021. Energean Oil & Gas est dirigée par son président non exécutif Simon Heale, ex-directeur général adjoint de Cathay Pacific et ancien chef des opérations du fonds d'investissement Jardin Fleming rachetée en 2000 par JP Morgan Chase. Le directeur général Mathios Rigas est un financier (ex-Chase Manhattan) et le directeur financier est un ex-Standard Chartered Bank. À son conseil d'administration figure notamment Ohad Marani, un Israélien très connecté (ex-directeur général du ministère des Finances, ex-mission économique de l'Ambassade à Washington), ainsi que l'ex-ambassadeur canadien en Israël William Peck. Le bureau en Israël est dirigé par Shaul Zemach (ex-directeur général du ministère de l'Énergie, également à ce même poste au tourisme). Suite à la découverte de Leviathan, Zemach a été en charge de rédiger en 2013 un rapport intergouvernemental sur la législation gazière. Une autre société locale Dor Gas Exploration rebaptisée Alon natural Gas exploration dirigée par un homme d'affaires israélien, Eli Eliyahu Misgav, détient également 4 % de la découverte de Tamar. La firme Isramco (Israel oil Company) a quant à elle 28,75 % de Tamar. Elle est présidée par l'homme d'affaires israélien Haim Tsuff depuis 1996. Tsuff est également au conseil d'administration de multiples firmes en Israël telles que Airport City Ltd, Naphtha Exploration LP, Nitsba Holdings 1995 Ltd (construction en Israël et en France) ou encore Jerusalem Oil Exploration (exploration d'hydrocarbures, construction et gestion d'hôtel). Enfin, la dernière société à avoir des participations sur les gisements de gaz en Israël est Ratio Oil Explorations. Cette firme créée en 1992 par les familles Rotlevy et Landau (Union Bank of Israel), à la tête du fonds d'investissement pro Seed Venture Capital, s'est lancée dans l'exploration au large d'Israël dès 1999. En 2007, elle obtient 100 % du permis Ratio Yam Preliminary, dont elle vend une

partie à Delek Group et Noble Energy en 2008. En 2010, c'est le *jackpot*, le gisement de Leviathan y est découvert. Ratio Oil Explorations conserve encore aujourd'hui 15 % de Leviathan.

Les découvertes de gaz en Israël sont ainsi concentrées dans les mains d'un nombre relativement limité d'acteurs internationaux (un) et locaux (six). Le succès du modèle d'investissement des sociétés israéliennes s'explique ainsi en partie par le parcours de leurs dirigeants et cadres, qui sont souvent financiers de formation et ont su s'entourer de spécialistes du pétrole et d'ex-fonctionnaires ou hommes politiques qui leur ont permis, en très peu de temps, de totalement contrôler le secteur.

Le potentiel gazier israélien a été retardé par des contentieux réglementaires, politiques et fiscaux qui ont finalement été surmontés

La grande concentration des acteurs susceptibles de se trouver dans une situation d'oligopole pour la production de gaz puis d'imposer des prix du gaz élevés aux consommateurs a cependant suscité de longs et houleux débats. Le dépôt du dossier de développement du gaz de Leviathan en septembre 2014 auprès du gouvernement israélien, à l'époque estimé à 6,5 milliards de dollars par les partenaires, a déclenché une vive opposition de l'Israel Antitrust Authority (IAA), qui traite des questions de concurrence en Israël. En décembre 2014, l'IAA a menacé d'exclure Delek et Noble de l'actionnariat de Tamar, les accusant d'être déjà en position monopolistique sur tous les champs du pays. Cette menace a été lancée à quelques mois d'élections législatives lors desquelles le Premier ministre de l'époque Benjamin Netanyahou, était attaqué par l'opposition travailliste sur le « bradage » des ressources nationales. En mars 2014, Noble et Delek avaient pourtant déjà accepté de céder les petits gisements de Tanin et Karish comme l'IAA leur avait demandé. Cependant, cela n'a pas suffi. Afin d'éviter que Nobel Energy et Delek Group ne soient contraints de vendre davantage d'actifs, Benjamin Netanyahou, réélu en tant que Premier ministre, prend le portefeuille de l'Économie pour clore le dossier. Il décide d'aller à l'encontre de la position de l'IAA en invoquant la section 52 de l'Antitrust Act de 1994 qui prévoit que le gouvernement peut, du fait d'éléments de politique étrangère ou de sécurité nationale[4], outrepasser les recommandations de l'IAA. Cette décision a conduit en août 2015 à la démission du très respecté

4. Rapport annuel 2015 de l'IAA, disponible sur : www.antitrust.gov.il.

David Gilo, alors à la tête de cet organisme[5]. Benjamin Netanyahou a ainsi voulu éviter un report du développement du gisement de Leviathan en privilégiant une décision « hors cadre » plutôt que de démanteler l'empire Noble-Delek qui était la clé pour développer ces ressources stratégiques.

L'essor de la production *offshore* va bénéficier à Israël et à ses voisins en cimentant des alliances régionales

Les découvertes de Tamar en 2009 puis de Leviathan en 2010 ont drastiquement modifié le futur mix énergétique en Israël. Mis en production en 2013, Tamar n'a eu aucun mal à trouver des clients locaux et étrangers. Le gouvernement israélien a imposé que 60 % de la production de Tamar soit vendue en interne, capant ainsi les exportations à 40 % (voir tableau 1, p. 17). L'État israélien a également réussi à imposer un prix maximum de 4,70 dollars ($) par million d'unités thermiques britanniques ($/Mbtu), qui montera graduellement jusqu'à 6,40 $/Mbtu en 2030. Il est également prévu que le prix à l'export ne puisse être inférieur[6]. Cette fourchette est contenue dans les amendements au *Gas Master Plan*. Jusqu'à maintenant, pour Tamar, 177 Gm^3 ont été déjà pré-vendus via des contrats allant de 5 à 19 ans en Israël et seulement 17 Gm^3 à l'étranger (Jordanie et Égypte). Pour Leviathan, c'est l'export qui domine avec 134 Gm^3 vendus (Jordanie, Égypte) et seulement 31 Gm^3 pour les clients locaux. Les acheteurs sont variés mais couvrent principalement des centrales électriques, des raffineries ou d'importants industriels[7].

Pour approvisionner la Jordanie, un gazoduc en cours de construction ira du nord d'Israël pour rejoindre le gouvernorat jordanien de Mafraq, avec 2020 comme date du début de l'acheminement. Pour résumer la situation à la mi-2018, les deux tableaux suivants (p. 17-18) référencent les contrats déjà signés et ceux encore en discussion qui restent à valider pour les ventes de gaz des gisements de Tamar et Leviathan (comme ceux avec Shell par exemple).

5. « Antitrust Commissioner David Gilo to Resig in August Amid Gas Disputes », *Jerusalem Post*, 25 mai 2015.
6. « Negotiations with Noble Energy and Delek Group Concluded », Upstream, 21 août 2015, articles disponibles sur : www.upstreamonline.com.
7. De loin, le plus gros client de Tamar est l'Israel Electric Corporation (IEC) – société d'État de production électrique – avec 87 Gm^3 contracté sur 17 années. L'IEC opère 63 centrales électriques qui produisent 13 617 mégawatts.

Tableau 1 : Liste des futurs acheteurs du gaz de Leviathan (Israël) qui rentrera en production en 2020

	Acheteurs	Type	Contrat	Début	Durée du contrat (en années)	Volumes totaux (en Gm³)
Phase 1A	NEPCO (Jordanie)	Société d'État	Signé	Premier gaz	15-17	45
	IPM	IPP	Signé	Premier gaz	18-20	13
	Edeltech	IPP	Signé	Premier gaz	18-20	6
	PAZ	IPP	Signé	Premier gaz	15-16	3
	Or Energies (Dalia)	IPP	Signé	Dès que l'usine est construite	20	9
	Dolphinus Holdings (Égypte)	Industriel			10	64
Phase 1B	EGLNG	En négociation				

Source : site de Delek Group.

Tableau 2 : acheteurs du gaz de Tamar mis en production en 2013

	Acheteurs	Type	Contrat	Début	Durée du contrat (en années)	Volumes totaux (en Gm³)
Domestique (60 %)	Israel Electric Corporation	Électricité	Signé	2013	15 à 17	87
	Dalia Power Energies Ltd	Électricité	Signé	2015	17 à 19	23
	IPP & Electricity Related	Électricité	Signé	2013 - 2020	15 à 17	58
	Oil Refineries Ltd	Raffinerie	Signé	2013	7 à 9	6
	Industriels	Industriels	Signé	2013	7	1
	Compagnies de marketing/produits pétroliers		Signé	2013-2016	5 à 7	2,3
Export (40 %)	Arab Potash & Jordan Bromine	Indusries	Signé	2016	15 à 17	2
	Dolphinus Holdings	Industries	Signé	Lorsque l'infrastructure le permettra	7	5 milliards pour les 3 premières années
	Union Fenosa	En négociation				

Source : site de Delek Group.

Dans l'immédiat, Gaza et la Cisjordanie ne devraient pas profiter du gaz de l'*offshore* israélien. D'ailleurs, l'autorité palestinienne a perdu début 2018, pour des raisons politiques, la seule société qui explorait son *offshore* : Shell[8]. Cette dernière a racheté BG en 2016, qui elle-même avait mené des campagnes sismiques et des forages au large de Gaza en 1999 menant à une petite découverte en 2001.

8. « UPDATE 1-Shell Gives Up on Gaza's Offshore Gas Field – Palestinians », Reuters, 5 mars 2018, disponible sur : www.reuters.com.

Alors que le gisement de Leviathan rentrera en production vers 2019-2020, une partie significative de son débit futur, a, comme l'illustre le tableau 1 (p. 17), déjà été pré-vendue *via* des contrats long terme, ce qui correspond à une pratique courante afin de lever l'argent nécessaire au développement. La société qui s'est finalement engagée à acheter le plus gros volume de gaz, à savoir 64 Gm^3 sur 10 ans pour 15 milliards de dollars[9], est encore une fois l'égyptienne Dolphinus Holdings. Mais qui est cette société, totalement inconnue du monde de l'énergie, y compris en Égypte, alors même qu'elle dépense des milliards de dollars pour acheter du gaz israélien ?

Dolphinus Holdings a été fondée et est présidée par l'homme d'affaires égyptien Alaa Arafa, lui-même à la tête du conglomérat Arafa Holding actif notamment dans le textile, les produits manufacturés et le commerce. Un autre des administrateurs est Khaled Abu Bakr, président de Taqa Arabia (propriété de Qalaa Holdings du milliardaire Ahmed Heikal). Ce dernier est considéré comme l'un des *businessmen* les plus influents en Égypte et est à la tête d'investissements dans de multiples secteurs. Ces hommes d'affaires ont commencé à négocier des approvisionnements avec Noble Energy, Delek et les autres actionnaires des gisements de Tamar et Leviathan dès 2014 conduisant à la signature d'un premier mémorandum d'entente[10]. Ils ont mené ces négociations de façon très discrète, sachant que la très large majorité des Frères musulmans reste plutôt hostile aux relations avec l'État hébreu même si le président de cette obédience, Mohammed Morsi, durant son court passage à la présidence, n'a jamais coupé les relations avec Israël. L'influence de ce groupe, qui est constamment combattue par le pouvoir du président Abdel Fattah Al-Sissi, a des conséquences sur la manière d'appréhender le secteur de l'énergie et les développements gaziers avec Israël. Les dirigeants de Dolphinus Holdings ont d'ailleurs nié pendant des mois être en discussion sur ce sujet. Cependant, les pourparlers se sont tenus en parfait accord avec les autorités égyptiennes. Elles ont d'ailleurs validé l'accord final signé au début 2018 concernant l'importation de gaz de Tamar et de Leviathan. Les premiers volumes de gaz israélien devraient être envoyés vers l'Égypte à partir de Tamar vers 2020-2021[11].

Ce gaz sera très probablement exporté par le gazoduc sous-marin déjà construit entre la ville égyptienne d'Arish et celle israélienne d'Ashkelon. Ce dernier, d'une centaine de kilomètres et dont le coût de 469 millions de dollars a été en partie supporté par la Banque mondiale, est opéré depuis sa

9. « Leviathan Scheme '40 % Complete' – Noble », Usptream, 20 février 2018, disponible sur : www.upstreamonline.com.
10. « Ministry of Petroleum Informed Prior to Israel Negotiations on Importing Gas: BG », *Daily News Egypt*, 1 février 2015.
11. « Egypt Transformed into Gas Powerhouse », Upstream, 9 mars 2018, disponible sur : www.upstreamonline.com.

mise en service en 2008 par l'East Mediterranean Gas Company[12] (EMG). Cependant, le gazoduc conçu pour exporter du gaz égyptien vers Israël a été arrêté dès 2011, soit à peine trois ans après sa mise en service, suite à la multiplication de détériorations visant l'infrastructure par des groupes terroristes actifs dans la région du Sinaï. Ces événements se sont déroulés alors que l'Égypte était incapable de répondre à la hausse de sa demande interne et ne pouvait plus exporter de gaz malgré le contrat d'approvisionnement de long terme qui le liait avec les actionnaires de l'EMG. En 2010, près de la moitié de la consommation de gaz en Israël provenait de ce gazoduc. À la suite de l'arrêt des approvisionnements, un arbitrage a été lancé à la chambre de commerce internationale de Genève par les actionnaires de l'EMG ainsi que par l'Israel Electric Company qui achetait le gaz. La chambre a condamné en 2016 les deux sociétés d'État égyptiennes : Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) et Egyptian National Gas Holding Company (EGAS) à payer deux milliards de dollars de dommages. Ce jugement a été confirmé en 2017 par la Cour suprême suisse[13]. L'Égypte essaye depuis lors de régler ce litige à l'amiable en faisant valoir que le gazoduc pourrait également satisfaire les intérêts d'Israël en transportant, cette fois-ci, le gaz de l'État hébreu vers l'Égypte. Les débats entre avocats sont très secrets au vu de l'importance géopolitique du dossier. L'Égypte ne veut en aucun cas payer deux milliards de dollars et a largement impliqué le gouvernement israélien pour trouver une résolution acceptable pour toutes les parties. Techniquement, le changement de sens du flux du gazoduc pour aller d'Israël vers l'Égypte ne devrait pas coûter plus de quelques dizaines de millions de dollars.

Les découvertes gazières permettent la sortie progressive du charbon

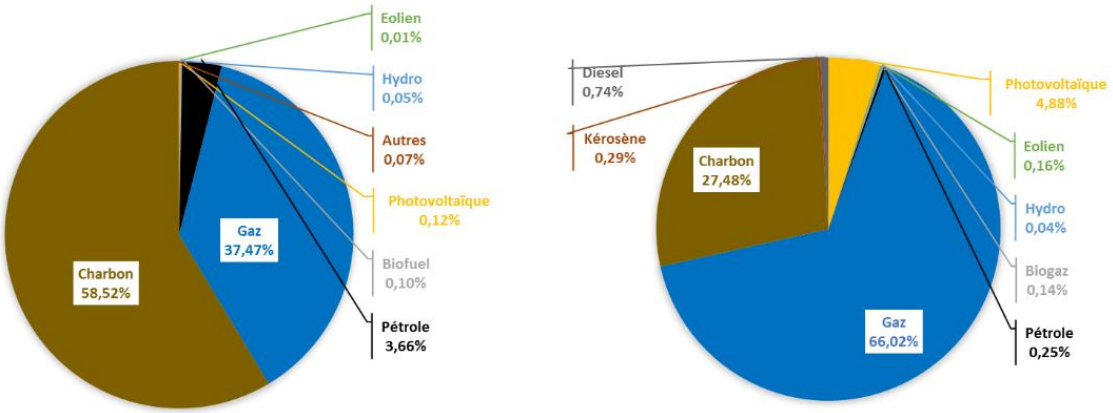
Historiquement, Israël importe la totalité des produits pétroliers et charbon nécessaires à son économie. Les découvertes gazières et leurs mises en exploitation sont en train de bouleverser son bouquet énergétique et surtout, électrique.

Comme l'illustre le graphique 1 ci-après, deux tiers de la production totale d'électricité en Israël (66,7 millions de kWh en 2016) provient de centrales thermiques à gaz. Le pays devrait totalement éliminer la production d'électricité au charbon au cours de la prochaine décennie pour

12. Les actionnaires de cette *joint-venture* enregistrée en Égypte sont Mediterranean Gas Pipeline Ltd, Merhav (Israéliens), PTT (société d'État thaïlandaise), EMI-EGI Lp et la société d'État égyptienne Egyptian General Petroleum Corporation.
13. « Egyptian Companies Lose *major* ICC Energy Dispute to Israel », African Law & Business, 11 mai 2017, disponible sur : www.africanlawbusiness.com.

avoir un bouquet électrique dominé par le gaz et complété par les énergies renouvelables. La consommation actuelle d'environ 10 Gm³ par an en 2017 devrait doubler d'ici à 2025 pour atteindre 20 Gm³ par an, tirée par une augmentation de la consommation d'électricité de 3,5 % par an en moyenne et un renforcement de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité[14]. Sur les vingt dernières années, la moyenne annuelle d'augmentation de la consommation a atteint 4 %.

Graphique 1 : Production électrique par type d'énergie en Israël en 2010 et 2016



Source : site internet de l'Agence Internationale de l'Énergie, disponible sur : www.iea.org; site internet du cabinet de conseil israélien LNRG Technology, disponible sur : www.lnrg.technology.

14. « Israel Natural Gas Demand Forecast 2017-2040 », BDO Consulting Group, 2017, disponible sur : www.delek-group.com.

Vers un hub gazier de la Méditerranée orientale en Égypte

Les découvertes gazières vont soutenir une économie affaiblie

Contrairement à Israël dont l'histoire gazière est relativement récente, l'Égypte a derrière elle une très longue expérience dans la production d'hydrocarbures, son premier gisement pétrolier, *Gamasah*, étant rentré en production dès 1910 soit bien avant ceux d'Arabie Saoudite (1938) et quelques années après ceux de l'Iran (1905). Le pays a pu ainsi mettre en place une organisation pétrolière efficace grâce à des cadres bien formés dans les universités locales et à l'étranger. Si les choix du secteur ont pu être parfois politisés, les dirigeants des sociétés d'État à savoir l'Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS) qui gèrent les questions gazières et attribuent les permis d'exploration, tout comme Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) en charge des dossiers pétroliers, ainsi que les ministres responsables du secteur, sont quasi exclusivement des spécialistes des hydrocarbures. Le secteur pétrolier est même devenu un tremplin en politique, l'ancien Premier ministre égyptien (2013-2018), Sherif Ismail Mohamed, était auparavant le ministre du Pétrole ainsi que l'ex-président l'EGAS.

Ces dernières années, l'économie de l'Égypte a été particulièrement touchée par plusieurs phénomènes. Le premier a été l'instabilité politique qui a suivi le départ du pouvoir d'Hosni Moubarak en 2011. L'incertitude de cette période s'atténue en 2013 avec le départ du président élu Mohamed Morsi, renversé par un coup d'État militaire et l'arrivée d'un homme fort, le général Abdel Fattah Al-Sissi, élu en 2014. Cette période a été marquée par une crise économique : la croissance est passée de plus de 5 % en 2010 à 1,8 % en 2011 pour se stabiliser à près de 2 % en 2012 et 2013 avant de se reprendre à 2,8 % en 2014, 4,4 % en 2015 et plus de 4 % depuis lors[15]. Cette crise économique a été aggravée par le développement du terrorisme islamique frappant notamment la région du Sinaï mais également les grandes villes comme Le Caire ou Alexandrie, affectant notamment le

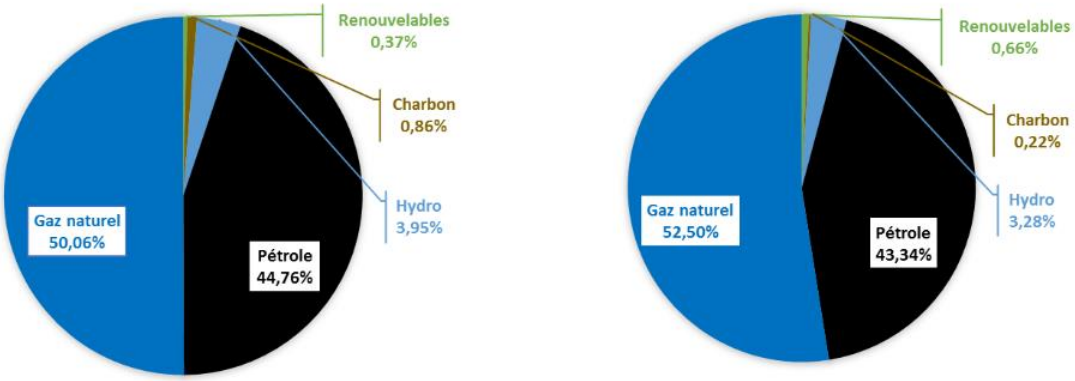
15. Chiffres provenant de la Banque mondiale, disponible sur : data.worldbank.org.

tourisme. Pour éviter la dégradation de la situation, le Fonds monétaire international (FMI) a consenti en novembre 2016 un prêt de 12 milliards de dollars à décaisser sur trois ans. L'Arabie Saoudite a aussi accepté de prêter plusieurs milliards, tout comme les Émirats arabes unis pour éviter que leur allié, Abdel Fattah Al-Sissi, ne soit davantage handicapé par la crise[16]. L'Égypte a depuis mis en place des réformes drastiques veillant notamment à baisser les coûteuses subventions sur le secteur de l'énergie. Le FMI estime que ce poste de dépense passera de quatre milliards de dollars en 2014 à seulement deux milliards en 2018[17]. Cette période maussade a été encore accentuée par le recours aux importations massives en hydrocarbures (depuis 2010 pour le pétrole et 2015 pour le gaz), alors même que le pays était autosuffisant et même exportateur en gaz et en pétrole depuis plusieurs décennies. L'amélioration de l'économie depuis 2016 est notamment due au secteur pétrolier dont les investissements sont en constante hausse, en particulier dans l'*offshore*.

Comme l'illustre le graphique 2 ci-après, le pays est très dépendant des hydrocarbures avec plus de 95 % de l'énergie consommée en 2017 composée du pétrole et du gaz. Plus des deux tiers de la production d'électricité est au gaz et plus de la moitié de la consommation gazière du pays provient du secteur de l'électricité. La production supplémentaire de gaz va ainsi permettre de ne plus dépendre de l'extérieur et d'accroître les capacités de production. Les énergies renouvelables restent encore particulièrement en retrait avec 3,5 % de la production couverte par l'hydroélectricité et 0,6 % provenant de l'éolien et du solaire. Mais, avec une croissance annuelle moyenne de la consommation d'électricité de 6 %, il faudrait près de 6 GW de capacités électriques installées supplémentaires chaque année et les potentiels en renouvelables poussent le gouvernement à accroître le développement de l'énergie solaire et éolienne via la *New and Renewable Energy Authority*. La part du gaz dans le mix énergétique égyptien, de 53 % en 2017 (pétrole 41 %, énergies renouvelables 4 %, charbon 2 %[18]), devrait s'accroître rapidement notamment avec la mise en service, en juillet 2018, des trois centrales à cycle combiné de Siemens[19], d'une capacité totale de 14 400 MW.

16. « UAE Offers Egypt $3 Billion Support, Saudis $5 Billion », Reuters, 9 juillet 2013, disponible sur : www.reuters.com.
17. Fonds monétaire international, disponible sur : www.imf.org.
18. Note du Trésor français publiée le 20 mai 2018, disponible sur : www.tresor.economie.gouv.fr.
19. « Completion of World's Largest Combined Cycle Power Plants in Record Time », communiqué de presse Siemens, 24 juillet 2018, disponible sur : www.siemens.com.

Graphique 2 : Mix énergétique égyptien en 2010 et 2017



Source : BP 2011 & 2018 Statistical Review of World Energy.

Zohr : un modèle de gouvernance et d'exécution attirant les *majors* occidentales, du Golfe, et de Russie

Le président Abdel Fattah Al-Sissi est arrivé au pouvoir alors que les perspectives énergétiques de l'Égypte étaient particulièrement sombres : l'accroissement des importations de gaz et pétrole en particulier en provenance d'Israël et du golfe Persique, était alors jugé irrémédiable. En décembre 2014, six cargaisons de 145 000 Gm^3 de GNL algérien ont par exemple été achetées pour livraison entre avril et septembre 2015. De même, plusieurs négociations organisées en 2015 entre Gazprom et son homologue égyptien, Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS) prévoient l'approvisionnement de l'Égypte en GNL jusqu'en 2019. Le premier cargo est arrivé dès le mois d'août 2015. Afin de recevoir le gaz liquéfié, EGAS contracte alors des barges flottantes de regazéification (FSRU[20]) notamment avec Hoegh qui opère la barge Hoegh Gallant FSRU (500 millions de pieds cubes par jour) depuis avril 2015. C'est également le cas de BW Offshore qui opère depuis octobre 2015 et pour une durée de cinq ans, une unité (750 millions de pieds cubes par jour) dans le golfe de Suez, d'abord positionné à Ain Sokhna puis à Sumed à partir de 2017[21].

20. Floating storage and regazeification unit.
21. « FSRUs Employed at Egypt Import Facilities », Upstream, 10 février 2017, disponible sur : www.upstreamonline.com.

Cependant, la découverte à la fin août 2015 du gisement gazier géant de Zohr (« fleur » en arabe) sur le bloc de Shorouk (« levé du soleil » en arabe) va bouleverser ce pronostic et annuler tout nouvel ajout de capacités d'importation de gaz[22] (voir carte 1 p. 12).

L'opérateur de Zohr, ENI, annonce des réserves de 30 trillions de pieds cubes (849 Gm^3), volume tellement important qu'il est susceptible de changer le destin énergétique de l'Égypte et lui permettre de retrouver, à moyen terme et pour plusieurs années, son indépendance gazière. Du fait de la nécessité de l'accroissement rapide de sa production, en vue de dépendre le moins longtemps possible des importations, l'État égyptien *via* son président Abdel Fattah Al-Sissi et son ministre du Pétrole Tarek Al Mulla, s'est mobilisé pour que soit tenu l'objectif de mettre en production le gisement en seulement deux ans. Pari tenu : la production de Zohr a commencé à approvisionner le marché égyptien dès décembre 2017 grâce à la mise en place d'un gazoduc sous-marin de 220 kilomètres et d'une plateforme de traitement sur la côte. D'un débit initial de 400 millions de pieds cubes par jour[23], puis 800 millions de pieds cubes en avril 2018[24], la production devra atteindre, en phase plateau, pas moins de 2,7 milliards de pieds cubes par jour en 2019. ENI a redoublé d'efforts et de moyens pour développer ce champ pour une raison simple : ils avaient la garantie que la production de Zohr allait être entièrement achetée par l'État égyptien dans une fourchette de prix acceptable par les deux parties, durant toute la vie du gisement[25]. De plus, contrairement à la quasi-totalité des pays africains, l'Égypte n'impose pas de participation de la société d'État aux acteurs privés sur les blocs. Les sociétés privées peuvent ainsi opérer un bloc avec 100 % alors que dans certains pays comme l'Algérie voisine, un minimum de 51 % doit être détenu par Sonatrach. Dans le cas égyptien, les marges sont plus importantes et le processus de négociation entre partenaires, plus simple.

La taille de Zohr et les garanties apportées par le gouvernement égyptien pour la pérennité du projet ont attiré l'attention des plus grandes sociétés pétrolières du monde, malgré la baisse des cours du baril depuis 2014 qui a entraîné une baisse de leurs budgets d'exploration. En ayant ainsi offert des garanties leur assurant qu'elles seront bien payées pour toute la

22. « Egypt Postpones Third FRSU Order », Upstream, disponible sur : www.upstreamonline.com.
23. « Egypt Looks beyond Zohr and West Nile Delta », Upstream, disponible sur : www.upstreamonline.com.
24. Site internet de Rosneft, « Rosneft Jointly with Partners Doubles Production Capacity of Egypt's Zohr Project», disponible sur : www.rosneft.com.
25. Les deux parties se sont mis d'accord sur une fourchette comprise entre 4 et 5,88$/MBtu avec une renégociation en 2019. Source : « Egypt Looks to Bring Giant Gas Find to Market », Upstream, 9 janvier 2016, disponible sur : www.upstreamonline.com.

durée du projet, un des problèmes récurrents en Égypte[26], l'État égyptien a su créer les conditions pour des investissements massifs. Des discussions vont commencer dès les premiers mois de 2016 alors même que tous les forages d'appréciation n'ont pas été achevés et que des incertitudes demeurent sur la réserve récupérable exacte de Zohr. En novembre 2016, BP fait le premier pas en achetant 10 % de Shorouk, nom du bloc sur lequel se trouve Zohr, pour 564 millions de dollars. Le géant étatique russe Rosneft annonce dès décembre 2016 son souhait de racheter 30 % de Shorouk pour 1,1 milliard de dollars. Cette opération s'est concrétisée en octobre 2017. L'étude des actionnaires de Rosneft est utile pour comprendre combien l'influence de plusieurs grands groupes pétroliers ainsi que des États joue un rôle dans la décision d'investissement sur Zohr. Le premier actionnaire privé de Rosneft est BP avec 19,75 %. BP est déjà sur Zohr, le Britannique est donc très impliqué sur le projet. Les autres actionnaires, lors du rachat, sont le trader Glencore et Qatar Investment Authority (QIA). À peu près au moment où Rosneft concluait son acquisition sur Zohr/Shorouk, la plus grande société pétrolière chinoise privée CEFC China Energy rentrait au capital de Rosneft (14,16 %) en prenant une partie des actifs de Glencore et QIA[27]. Enfin, en mars 2018, ENI a cédé 10 % de ses parts à la branche pétrole du fonds d'investissement d'Abu Dhabi, Mubadala Petroleum. Gain de l'opération pour la *major* italienne : 934 millions de dollars. Ainsi, Zohr concentre les plus grandes *majors* occidentales avec BP et ENI ainsi que les sociétés nationales des pays du Golfe (QIA et Mubadala Petroleum), et de Russie (Rosneft). ENI reste toutefois aujourd'hui l'opérateur du bloc de Shorouk avec 50 % des parts.

L'investissement russe dans Zohr est à mettre en parallèle avec son retour au Moyen-Orient. Son implication déterminante pour garantir le maintien au pouvoir de Bachar Al-Assad dans la guerre en Syrie, où elle gère depuis 1971 une zone navale permettant le ravitaillement et la réparation pour navires de taille moyenne dans le port syrien de Tartous, témoigne d'une implication militaire et économique de plus en plus importante en mer Méditerranée. Autrefois, l'armée russe disposait de deux implantations en Égypte, à Alexandrie et Mersa Matruh, mais elles ont toutes deux fermé en 1977. Outre Zohr, Novatek est l'autre société russe à avoir pris des positions en janvier 2018 sur deux blocs *offshore* au Liban (4 et 9) opérés par Total et ENI. Au Liban, l'exploration vient tout juste de commencer. En dehors des relevés sismiques déjà effectués et ayant permis au premier appel d'offres de 2017 de se tenir, aucun forage ne devrait être effectué avant 2019.

26. « Egypt Sees Oil Company Debt Paid Off in Two Years : Minister », Reuters, 31 octobre 2017, disponible sur : www.reuters.com.
27. Finalement, CEFC China, n'a pas racheté les actions de Rosneft.

Les autres développements gaziers égyptiens en Méditerranée

Outre la découverte de Zohr, l'Égypte possède d'autres projets gaziers en développement dans la zone Méditerranée, permettant l'accélération de la production du pays. Après ENI, BP est l'autre société qui investit massivement. La *major* britannique qui produit déjà 40 % du gaz égyptien et est présente dans le gisement Zohr, opère à hauteur de 82,75 % et aux côtés de RWE Dea, les projets de West Nile Delta development (WND) qui comprennent cinq gisements situés sur les blocs de North Alexandria et de West Mediterranean Deepwater *offshore* North. Les deux premiers champs ont été lancés en mai 2017 avec la mise en gaz de Taurus et Libra. Deux autres gisements du projet de WND, Giza/Fayoum, rentreront en production d'ici à 2021. BP produit également 350 millions de pieds cubes depuis le début 2018 sur son gisement d'Atoll (réserves de 1,5 trillion de pieds cubes – soit 42,4 Gm^3) situé sur le permis de North Damietta.

Les contraintes des ressources et de la géopolitique régionale devraient forcer Chypre à participer au *hub* gazier égyptien

Chypre dispose actuellement des troisièmes réserves de gaz en *offshore* de la zone avec la découverte d'Aphrodite (4,5 trillions de pieds cubes soit 127,4 Gm^3) et celle encore plus récente en 2018 du gisement Calypso d'ENI et Total sur le bloc 6 (entre 6 et 8 trillions de pieds cubes[28] soit 169,9 et 226,5 Gm^3). L'Égypte reste toutefois le seul pays capable, à l'heure actuelle, d'exporter du gaz et devrait aussi jouer un rôle central pour les éventuels investissements dans la mise en production des ressources chypriotes.

Les raisons permettant de soutenir cette affirmation sont de deux ordres. D'abord, économique : aucune des sociétés en place dans la zone n'est à la tête de réserves significatives de gaz, à savoir principalement ENI, Total, Shell et Noble Energy pour Chypre[29], Noble Energy, Isramco et Delek pour Israël, et encore, à plus forte raison pour ENI et BP en Égypte. Ces sociétés n'ont pas intérêt à construire de nouvelles infrastructures de gaz de plusieurs milliards de dollars alors même que les deux terminaux égyptiens

28. « ENI Targets New Drilling to Confirm Calypso Size », Upstream, 16 février 2018, disponible sur : www.upstreamonline.com.

29. ExxonMobil et Qatar Petroleum ont bien remporté le bloc 10 au sud de Chypre en 2016, cependant, ces sociétés n'ont pas encore fait le moindre forage et sont au stade des études géophysiques. Quant à Kogas (blocs 1, 3 et 9 aux côtés de l'opérateur ENI), les forages pourraient bientôt commencer sur le bloc 3.

de liquéfaction fonctionnent, depuis plusieurs années, très en dessous de leur capacité.

L'usine de Damietta LNG ou SEGAS sur la côte méditerranéenne est active depuis 2004 *via* un train de cinq millions de tonnes par an opéré par le groupe espagnol Union Fenosa Gas[30] (80 %) et Egyptian State Companies EGPC (Egyptian General Petroleum Company) et EGAS (Egyptian Natural Gas Holding). Cependant, du fait de la hausse de la consommation égyptienne, SEGAS n'exporte quasiment plus aucune cargaison depuis mi-2013. La baisse du volume transformé a débuté dès 2007, soit deux ans seulement après sa mise en service.

Le deuxième terminal égyptien, ELNG, produit du GNL depuis 2005 et est situé à Idku, à une cinquantaine de kilomètres d'Alexandrie. Il est opéré par Shell, Petronas, Engie, EGPC et EGAS. ELNG est capable de produire 7,2 millions de tonnes par an grâce à deux trains de liquéfaction approvisionnés directement par les gisements de West Delta Deep Marine Concession. La moitié de la production d'ELNG est en théorie achetée par Engie (dont le portefeuille d'actifs amont de GNL a depuis été racheté par Total) selon un contrat de long terme signé en janvier 2002. Le reste est commercialisé par Shell (ex-BG Group), d'abord en direction des États-Unis, puis depuis le boom du gaz de schiste, vers l'Europe. SEGAS/Damietta a été beaucoup plus touché par la baisse de volume transformé car aucun champ ne lui est directement rattaché. Ses approvisionnements proviennent des gisements de BP et ENI dont le débit passe d'abord par le réseau égyptien. L'État égyptien a ainsi pu beaucoup plus facilement rediriger ce flux de gaz afin de satisfaire d'abord la consommation nationale, en augmentation très rapide.

La solution égyptienne semble être évidente car des capacités importantes de liquéfaction sont disponibles et devraient le rester à mesure que la croissance intérieure de la demande en Égypte y retiendra aussi des volumes croissants de gaz. Il suffit de transporter le gaz israélien, lorsque Leviathan sera lancé, et celui venant de Chypre (Calypso et Aphrodite) vers l'Égypte *via* des gazoducs sous-marins (celui entre Israël et l'Égypte existe déjà et celui entre Chypre et l'Égypte d'environ 200 kilomètres serait à construire). Si Israël et Chypre ont eu dans le passé des problèmes de frontières maritimes, ils ont tous été réglés en 2010, il n'y a donc plus aucun différend territorial entre les deux pays.

En cas de choix de construction de nouveaux terminaux liquéfaction *onshore* ou *offshore*, de type FLNG, il faudra investir plusieurs milliards de dollars. De plus, dans cette hypothèse, des difficultés géopolitiques viennent

30. Union Fenosa Gas est détenu à 50 % par ENI depuis 2003.

compliquer tout projet de nouvelle infrastructure. Des discussions en vue de construire un terminal à Chypre se sont par exemple tenues à Vasilikos en juin 2013 entre Noble Energy, Delek et le gouvernement chypriote. Un accord de principe a même été signé. Cependant, depuis lors, plusieurs événements ont rendu le projet difficilement réalisable. D'abord, la découverte d'Aphrodite a été largement revue à la baisse. De plus, la Turquie est rentrée dans le jeu. Occupant le nord de l'île depuis 1974, la Turquie considère que les explorations gazières au large de l'île devraient faire partie des discussions entre le gouvernement chypriote et elle-même. Les multiples tentatives de réunifications n'ont rien donné jusqu'à présent et les positions de partage de pouvoir au sein d'une île réunifiée imposé par le président turc Recep Tayyip Erdoğan semble encore un peu plus éloigner dans l'immédiat tout accord[31]. Afin d'éviter de se retrouver une nouvelle fois devant une situation de fait accompli, le président turc Recep Tayyip Erdoğan a ordonné en février 2018 l'envoi de navires militaires afin d'intercepter le *rig* de forage qu'ENI souhaitait utiliser pour effectuer plusieurs puits sur ses blocs 3 et 6. La plateforme a été stoppée alors qu'elle se trouvait dans les eaux territoriales de Chypre[32].

Cette situation politique difficile fragilise considérablement le projet de construire un terminal GNL à terre à Chypre, y compris dans ses eaux territoriales *via* le stationnement d'un FLNG. Même si de nouvelles découvertes rendaient le projet rentable avec les seules réserves de Chypre, le problème politique avec la Turquie resterait entier, les banques et assureurs impliqués dans ce type de projet seraient alors très difficiles à convaincre. Il sera particulièrement intéressant d'observer la réaction de la Turquie lorsqu'en fin d'année 2018, ExxonMobil et Qatar Petroleum foreront leur premier puits dans les eaux chypriotes. Quant à construire un terminal GNL en Israël, s'il en a été question, surtout lors de la découverte de Leviathan, l'aspect sécuritaire rend l'hypothèse risquée, même si pas impossible. Le lancement régulier de roquette par le Hamas depuis Gaza sur Israël rendrait l'infrastructure gazière particulièrement vulnérable.

Le gazoduc EastMed vers l'UE paraît peu réaliste à ce stade

Outre l'approvisionnement des trois trains égyptiens et/ou une nouvelle usine GNL à Chypre, une autre possibilité serait de construire un gazoduc allant de Chypre vers la Grèce afin d'approvisionner l'Europe. Des études

31. « Les négociations sur la réunification de Chypre reprendront le 28 juin à Genève », *Le Monde*, 9 juin 2017.
32. « Turkey Drill Plan Off Cyprus Is Opposed », Upstream, 29 mai 2018, disponible sur : www.upstreamonline.com.

ont été lancées à fin 2017 suite à la réunion en décembre 2017 à Nicosie entre le ministre de l'Énergie chypriote Yiorgos Lakkotrypis, et ses homologues israélien et grec — Yuval Steinitz et Giorgos Stathakis, ainsi que l'ambassadeur d'Italie à Chypre Andrea Cavallari[33]. Ce projet, d'un coût estimé à sept milliards de dollars ne verrait pas le jour, dans le meilleur des cas, avant 2025. Le gazoduc appelé EastMed, capable de transporter 11 Gm^3/an et alimenté par le gaz de Leviathan, partirait des eaux territoriales israéliennes, passerait ensuite par Chypre, puis rejoindrait la Grèce par la Crète, soit une longueur totale de 1 870 kilomètres (1 300 kilomètres en sous-marin et le reste à terre). Ensuite, un autre projet de gazoduc, porté par la société IGI Poseidon[34], entre la Grèce (Thesprotia) et l'Italie (Otranto) de 207 kilomètres permettrait d'alimenter l'Europe de l'Ouest. Le gazoduc aurait l'avantage de prendre, le long de son tracé, le gaz chypriote et éventuellement grec[35], en cas de découvertes significatives futures dans ce pays. Total, ExxonMobil et Repsol viennent d'ailleurs de remporter début 2018 des blocs dans l'*offshore* grec. Total et Edison avait déjà acquis des permis dans le précédent appel d'offres de 2016, qui viennent tout juste d'être ratifiés par le parlement à Athènes.

Étant toujours à l'affût de projets participant à la diversification de ses approvisionnements gaziers, la Commission européenne s'est mobilisée pour attirer une partie du gaz de Méditerranée orientale. Dès 2015, le gazoduc EastMed a été inclus dans la liste de projets d'intérêt commun. À ce titre, l'institution européenne a déboursé deux millions d'euros pour effectuer des études de préfaisabilité sur ce projet de gazoduc[36]. En avril 2017, le Commissaire européen à l'Énergie Miguel Arias Cañete était également à Tel-Aviv pour signer aux côtés des ministres israélien, chypriote et grec une déclaration de réaffirmation de soutien à ce projet de gazoduc.

Outre les défis financiers et techniques liés à ce projet de gazoduc, la problématique politique avec la Turquie reste entière dans le cas de Chypre. Faire passer un gazoduc par l'île, en partie sous souveraineté Turque, même si celle-ci n'est pas reconnue par l'Organisation des Nations unies (ONU), risque de créer des conflits. Malgré ce soutien européen, favorable à la diversification de ses approvisionnements jugés trop dépendants de la

33. « Four to Co-Operate after East Mediterranean Pipeline Step », Upstream, 8 décembre 2017, disponible sur : www.upstreamonline.com.
34. Cette société éponyme est contrôlée par la société Edison (EDF) ainsi que la société de distribution de gaz grecque (Depa Group).
35. Le Grèce produit de faibles quantités de pétrole depuis 1981 grâce au bloc *offshore* de Prinos opéré par la société grecque Energean Oil & Gas. Actuellement ce gisement a un débit d'environ 5 000 barils par jour. Le gisement aurait encore quelque 40 millions de barils de réserve. Energean Oil & Gas, également présent en Égypte et en Israël sur les petits gisements de Karish et Tanin cédés par Delek, développe également le gisement de Katakolon dans la région du Péloponnèse : 10 millions de barils récupérables.
36. Selon le site internet d'IGI Poseifon, disponible sur : www.igi-poseidon.com.

Russie, ce gazoduc sera compliqué à réaliser et nécessitera la découverte et le développement de volumes de gaz complémentaires. Il se pourrait que ce projet connaisse un destin similaire à celui du Trans Saharan Gas Pipeline (30 Gm^3/an) qui devait amener du gaz nigérian et algérien vers l'UE par le Niger[37] ou encore du projet Nabucco.

Enfin, le dernier projet débattu depuis quelques années, sans succès, est celui qui relierait Israël et la Turquie. Cependant, ce gazoduc qui serait en grande partie sous-marin pour éviter le territoire libanais et syrien semble faire l'unanimité contre lui du fait des relations de plus en plus compliquées entre le président turc Recep Tayyip Erdoğan et le Premier ministre Benjamin Netanyahou[38]. De plus, le Liban étant considéré comme un État « ennemi », il sera difficile de faire passer un gazoduc dans sa zone économique exclusive et donc les eaux territoriales de Chypre seront privilégiées. Si ce projet de gazoduc fait sens économiquement dans la mesure où la Turquie a besoin de beaucoup de gaz et souhaite également d'éviter de trop dépendre de la Russie, politiquement, il semble, dans les conditions actuelles, difficile à mettre en place[39].

37. B. Augé, « Le Trans Saharan Gas Pipeline : mirage ou réelle opportunité ? », *Notes de l'Ifri*, Ifri, mars 2010, disponible sur : www.ifri.org.
38. « Fraying Israel-Turkey Ties Threaten Planned Natural Gas Venture », Bloomberg, 5 février 2018, disponible sur : www.bloomberg.com.
39. « Erdogan's Victory and Israel's Natural Gas Exports », *Jerusalem Post*, 17 juillet 2018.

Conclusion

Cette analyse a permis d'identifier des certitudes et de nombreuses questions qui restent en suspens.

Les découvertes gazières en Méditerranée orientale ont relancé un partenariat stratégique dans le domaine gazier entre Israël et l'Égypte, dont la résolution du litige arbitral sur l'interruption des exportations passées permettra d'inaugurer une nouvelle ère. Israël a finalement levé les obstacles au développement du potentiel gazier dans son *offshore*, permettant de commencer les travaux sur le gisement Leviathan. Cela va lui permettre de renforcer ses relations avec la Jordanie tout en devenant exportateur vers l'Égypte. À terme, du gaz israélien pourrait aussi être exporté *via* les terminaux GNL égyptiens, vers les marchés européens et mondiaux. L'Égypte voit sa stabilité économique renforcée par l'exploitation de nouvelles ressources gazières et a su mettre en place les conditions pour un développement rapide de ce potentiel. Elle a vocation à devenir une plateforme d'exportation de gaz, grâce à ses terminaux GNL déjà construits et sous-utilisés, et pourra à terme aussi accueillir du gaz chypriote. La priorité pour Le Caire sera toutefois sa propre sécurité d'approvisionnement et de pouvoir faire face à une demande d'électricité en forte croissance, notamment pour la production d'électricité et l'industrie. Pour l'instant, aucune solution indépendante d'exportation du gaz ne peut être envisagée pour Chypre. Enfin, les coûts d'acheminement du gaz, tout comme les enjeux de coopération régionale, seront déterminants pour envisager d'autres projets d'exportation de ces ressources de gaz. Le projet de gazoduc EastMed vers l'UE n'apparaît pas, à ce stade, comme économiquement réalisable.

Les questions en suspens demeurent. La situation géopolitique entourant Israël et les conditions de marché permettront-elles de lancer la phase 2 de Leviathan ? Des ressources gazières supplémentaires seront-elles trouvées à Chypre prochainement (Aphrodite ne représente qu'un cinquième de la découverte de Leviathan et Calypso reste encore incertaine), et la Turquie va-t-elle bloquer ces développements gaziers potentiels ? Quel sera le jeu d'Israël, notamment dans les contentieux liés aux eaux territoriales, si des découvertes gazières importantes sont effectuées au large du Liban et le contexte politique au Liban permettra-t-il des investissements des majors avec d'éventuels partenaires locaux ? Enfin, est-il judicieux de laisser Gaza et un éventuel futur État palestinien à l'écart de ces développements gaziers ?

institut français
des relations
internationales