

PLAN GAZIER

ENQUÊTE
SUR UN PROJET À
45 MILLIARDS
DE DIRHAMS

Le Plan national gazier, devant permettre de réduire la dépendance énergétique du Maroc, semble aujourd'hui démesuré.

Les zones d'ombre qui entourent ce projet nécessaire présagent un gaspillage d'argent et d'énergie.

© SHUTTERSTOCK

L'ambitieux projet gazier du Maroc, prévu pour 2021, ne sortira jamais de terre à cette date-là. De l'avis de tous les experts sollicités pour les besoins

de cette enquête, ce constat ne fait aucun doute. Il y a quatre ans, le ministre de l'Énergie et des Mines, Abdelkader Aâmara, présentait sa feuille de route pour le Plan national gazier. Pas peu fier, il en annonçait les contours : un terminal gazier à Jorf Lasfar, une jetée maritime pour accueillir les navires chargés de gaz naturel liquéfié (GNL), un espace de stockage, un gazoduc de 400 kilomètres, et des centrales électriques. Le tout nécessitant un investissement évalué à 4,6 milliards de dollars. A l'époque, le projet était dimensionné pour des besoins en gaz naturel de 5 bcm (milliard de mètres cubes) répartis ainsi : 3 bcm pour la production d'électricité, 1 bcm pour l'industrie et 1 bcm réservé au raffinage de la Samir. Depuis, de l'eau a coulé sous les ponts, et la Samir, qui est en liquidation judiciaire, ne peut plus être intégrée dans les évaluations de ce projet gazier. L'Etat a-t-il pour autant revu à la baisse ses besoins ?

Demandes sans réponses

Dans la famille des officiels en charge de ce projet, demandez le ministre de tutelle. Aziz Rabbah a refusé de répondre aux nombreuses questions qui entourent ce projet. A peine a-t-il juré, début janvier, au média américain *Bloomberg* que l'appel d'offres pour la réalisation de ce projet serait lancé au cours de l'année. Sans aucune précision sur le contenu de cet



Le ministre de l'Énergie, Abdelkader Aâmara, s'entretient avec une délégation de chefs d'entreprises françaises des moyens de consolider les investissements sur le marché marocain dans les secteurs du GNL, à Rabat le 3 novembre 2015.

appel. Demandez le précédent ministre en charge de ce portefeuille. Devenu expert en communication sur ce projet, Abdelkader Aâmara avait assuré à *TelQuel* en janvier 2016 que *“les négociations pour la fourniture de gaz sont presque terminées. J'annoncerai bientôt l'identité de notre fournisseur”*. Nous l'attendons toujours. Demandez

l'ancien patron de l'ONEE, Ali Fassi Fihri, acteur majeur puisque seul acheteur aujourd'hui dans ce projet gazier. Personnage clé, l'ancien haut fonctionnaire, limogé par le roi en octobre 2017 suite aux retards du projet de développement d'Al Hoceïma, reste pourtant muet. Demandez l'actuel dirigeant de l'Office, Abderrahim El Hafidi, il ne se mouille pas plus. Et pour cause, les enjeux sont majeurs et impliquent des acteurs qui dissertent en milliards de dollars. Des sommes et des intérêts qui poussent tous nos interlocuteurs à s'en tenir à du off. Pourtant, en 2021 - c'est-à-dire après-demain dans un secteur où chaque projet se

Les sommes et les intérêts en jeu poussent tous nos interlocuteurs à s'en tenir à du off



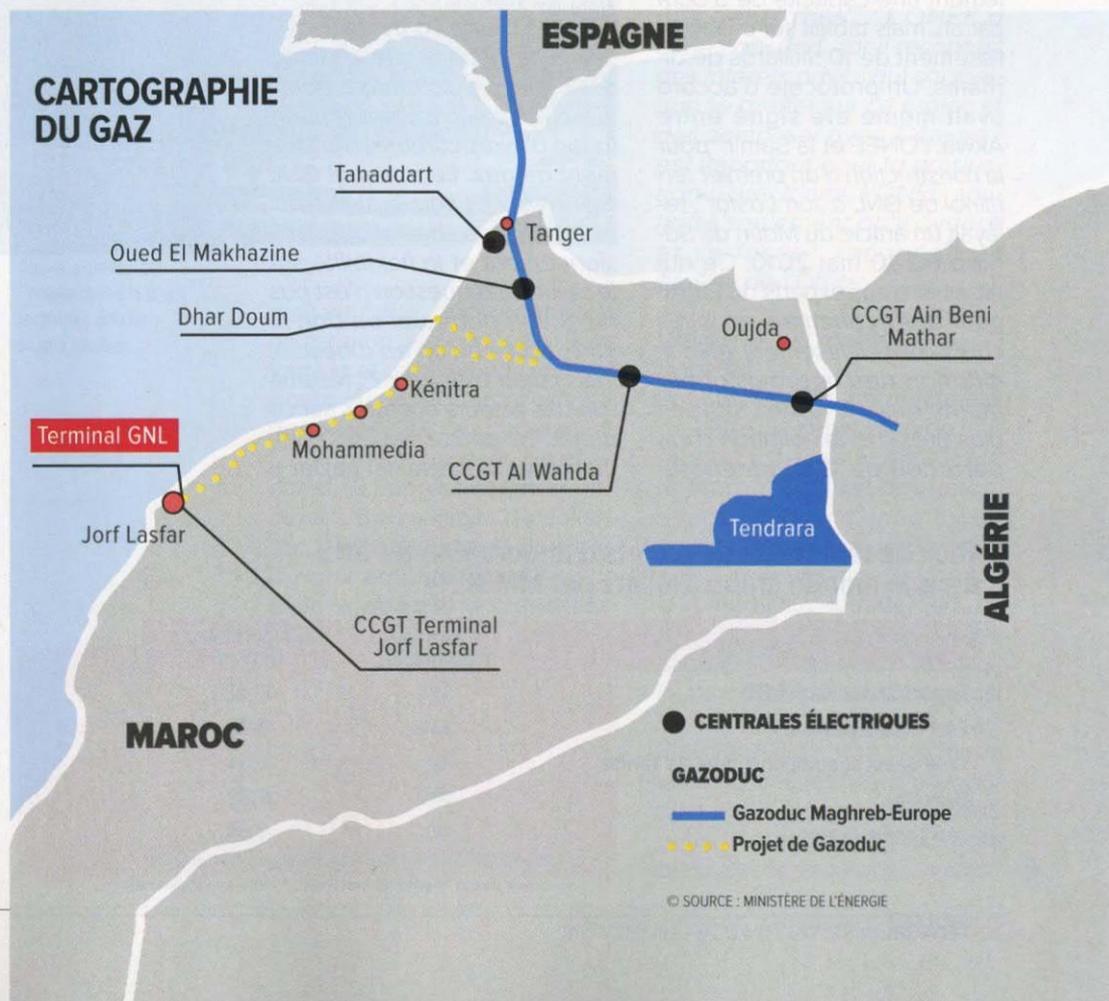
ter un produit, ndr) de la dette”, s’indigne un consultant en énergie. Un gaspillage pour l’Etat, et donc pour le contribuable. Mais bien au-delà, des acteurs majeurs du secteur et des organisations internationales questionnent la pertinence de ce projet. Le Maroc a-t-il vraiment besoin d’un projet gazier de 45 milliards de dirhams ? Le retard pris, espèrent-ils, peut être un bien pour un mal, voire une aubaine pour reconsidérer les contours de ce projet pharaonique.

Remake du projet SNI et Akwa

Lors d’un pitch présenté à Mohammed VI il y a près de 10 ans, sur lequel nous avons ob-

tenu quelques indiscretions, le projet gazier était vendu comme une réponse à une forte croissance de la demande nationale en énergie électrique, un moyen de renforcer l’indépendance énergétique du pays et assurer la sécurité de l’approvisionnement. Des arguments qui se heurtent à la cruauté des chiffres. “Le taux de rentabilité économique du projet marocain est exceptionnellement modeste à cause des coûts d’investissement élevés et des longues distances pour rejoindre les centrales électriques”, évaluait en 2013, déjà, une étude réalisée par le Fonds de conseil en infrastructure publique-privée (PPIAF), appuyé par le Banque Mondiale, sur les pro-

réalise sur plusieurs années et jamais selon l’échéancier prévu -, le contrat d’approvisionnement en gaz qui lie le Maroc à l’Algérie prend fin. Le royaume perçoit comme royalties 1,4 bcm par an, pour le passage du gaz d’Algérie vers l’Espagne par le Gazoduc Maghreb Europe (GME). C’est à ce jour l’unique source de gaz qui alimente les centrales électriques de Tahaddart et Aïn Beni Mathar. “En 2021, le terminal GNL ne sera pas prêt. Or, si le contrat avec l’Algérie n’est pas reconduit, ce sont 800 mégawatts de ces centrales qui ne seront pas utilisés alors que l’ONEE continuera à payer du Capex (charges courantes pour exploi-



» jets gaziers dans les pays arabes. Les experts internationaux s'étaient basés sur le projet porté par le holding royal SNI et le groupe de Aziz Akhannouch, Akwa. Un communiqué conjoint publié en 2010 annonçait la signature d'une convention pour la réalisation d'un terminal GNL "destiné à accueillir les navires méthaniers, d'infrastructures de stockage, d'installations de regazéification, ainsi que d'un gazoduc et du réseau de distribution nécessaires". Soit une configuration assez proche de celle présentée par Aâmara quatre années plus tard, les centrales électriques en moins.

A l'époque, le projet annoncé par le consortium prévoyait également une capacité de 5 bcm par an, mais tablait sur un investissement de 10 milliards de dirhams. Un protocole d'accord avait même été signé entre Akwa, l'ONEE et la Samir "pour la construction d'un premier terminal de GNL à Jorf Lasfar", relayait un article du *Matin du Sahara* du 30 mai 2010. Ce qui faisait dire aux experts du PPIAF que "des économies dans les coûts d'investissement et la limitation des approvisionnements aux centrales situées plus près de l'installation d'importation de GNL améliore-

raient la rentabilité du projet". Depuis, le partenariat entre la SNI et Akwa a été relégué aux oubliettes, même s'il revient régulièrement et unanimement dans la bouche de toutes les personnes interrogées : "Akwa veut être un opérateur dans ce projet, il estime que c'est une extension naturelle de son activité, et il a raison. D'ailleurs, le ministère a demandé à l'ONEE qu'il y ait un partenaire marocain dans le projet". Interrogé sur l'intérêt porté par son entreprise à ce projet, Rachid Idrissi Kaitouni, en charge du pôle gaz chez Akwa, a poliment décliné: "Il n'y a encore rien de fait dans ce projet, je préfère ne pas me prononcer."

Jorf Lasfar : not the place to be

"Nous souhaitons que le Maroc devienne une plateforme industrielle. Cela nécessitera l'importation d'hydrocarbures, notamment de gaz. Le terminal GNL est un outil de souveraineté qui permet la sécurité d'approvisionnement et la flexibilité sur le réseau. La question n'est pas de savoir pourquoi on doit le faire, parce qu'on en a besoin, mais plutôt comment ?", résume l'un des acteurs engagés sur ce projet. Par contre, le choix d'implantation du terminal gazier à



Jorf Lasfar est contesté par tous les acteurs sondés. "L'ONEE a toujours voulu faire ce projet soit à Tanger ou Nador soit à Kénitra. Akwa était pour Jorf Lasfar, car c'est là où sont concentrées ses capacités de stockage", rapporte une source au fait du dossier. Qui estime les arguments de l'ONEE justifiés techniquement : "L'investissement en infrastructures peut ainsi être réduit car il y a un gazoduc déjà existant - GME - le long duquel il suffit de faire des bretelles pour distribuer le gaz sur les sites de l'ONEE". L'Office possède des sites déjà qualifiés avec du foncier disponible autour des centrales de Ain Beni

Taux de rentabilité de projets d'importation de GNL dans le monde arabe (Dollars par MMBtu*)

Projets	Taux de rentabilité	Coût unitaire moyen
Aqaba, Jordanie (FSRU)	11%	10,42
Port Méditerranéen	33%	9,33
Côte ouest saoudienne, près de Yanbu	11%	9,41
Bahraïn	16%	8,98
Jorf Lasfar, Maroc	8%	9,46

* 1 MMBtu = 28,26 m³ (Btu, British thermal Unit, unité de mesure du gaz naturel)

Source : Rapport "Regional Gas Trade Projects In Arab Countries", février 2013



Akwa a défendu l'implantation d'un terminal gazier à Jorf Lasfar.

Mathar et Tahaddart, croit savoir notre source.

Dans cette configuration, nul besoin alors de construire un pipe de 400 kilomètres pour lequel des "expropriations seront nécessaires dans une zone où le foncier n'est pas disponible", avec la mobilisation d'une enveloppe de 600 millions de dollars. "C'est une bêtise de faire le terminal à Jorf", tranche notre consultant. "Nador et Kénitra étaient une bonne idée. Mais à Jorf, il va falloir construire une digue sur une partie très houleuse. Nous allons faire entrer dans un port un bateau transportant du gaz à -180 degrés Celsius pour qu'il soit liquide,

qu'il va falloir décharger dans un terminal via un tuyau. Si ça tangué et que le tuyau lâche, il y aura du gaz partout, c'est éminemment sensible", poursuit-il. Une infrastructure dont la construction est estimée elle aussi à 600 millions de dollars par le ministère de l'Énergie. Dernier argument hostile à ce choix, et non des moindres, l'es-

Le terminal GNL est un outil de souveraineté qui permet la sécurité d'approvisionnement

sentiel de la production énergétique du pays se retrouverait ainsi concentré dans un seul endroit avec les centrales de JLEC, la centrale thermique de Safi, en plus des installations de l'OCP. "En termes de sécurité ce n'est vraiment pas l'idéal", estime un autre acteur.

Selon nos sources, le secteur privé et le "lobby des industriels" l'auraient remporté car "l'outil industriel étant concentré dans la région de Jorf, le privé estime que le gaz lui reviendra moins cher s'il n'a pas à payer des coûts de transport, qui doivent être assumés par l'ONEE. De toute façon, l'électricité est payée par nous et nos impôts financent les augmentations de capital de l'ONEE". Personne n'ose désigner plus clairement ce "lobby des industriels". "L'ONEE a cédé pour Jorf, car il reconnaît des intérêts privés qui sont venus se greffer sur ce projet, et doit composer avec. Comme il est important pour la production d'électricité, l'ONEE souhaite seulement qu'il avance et se fasse", reconnaît un proche de l'Office.

L'Algérie, ce meilleur ennemi

Pour les experts internationaux du PPIAF, la conclusion de leur rapport est sans appel : "Pour le Maroc, il serait beaucoup moins coûteux d'importer du gaz d'Algérie que d'utiliser du GNL". Aujourd'hui, un consultant marocain abonde dans ce sens : "La plupart des études menées concluent que la meilleure option pour le Maroc est l'importation de gaz d'Algérie". Mais l'option paraît trop incertaine pour l'État. "Il y a une machine qui s'appelle l'Algérie qu'on ne comprend pas très bien. On ne peut pas engager

» notre économie et notre développement et les mettre entre les mains d'un pays avec lequel les relations sont constamment tendues", argumente un entrepreneur du secteur, qui ironise: "D'ailleurs, après le GME, les Algériens ont fait Medgaz (gazoduc qui relie l'Algérie à l'Espagne sans passer par le Maroc, ndlr). C'est un signe de confiance, comme vous pouvez l'imaginer.". Notre source prend également pour exemple l'accord commercial signé entre Sonelgaz (Société algérienne de l'électricité et du gaz) et l'ONEE pour la vente d'électricité, "De l'avis de la patronne de l'ONHYM (Office national des hydrocarbures et des mines), Amina Benkhadra elle-même, ce contrat a pu être signé uniquement parce qu'il y

L'ONEE a cédé pour Jorf, car il reconnaît des intérêts privés qui sont venus se greffer sur ce projet

avait en face Youcef Yousfi, un des rares ministres qui avaient du répondant".

Il est nécessaire que ça gaze

Même si le charbon demeure la source d'énergie la plus compétitive, l'ONEE a, lui, toujours poussé pour le projet de GNL, et évalue ses besoins à 2400 mégawatts provenant de cette source. "Le gaz est un élément dont nous avons besoin dans notre mix énergétique. C'est plus

propre que le charbon, dont les projets attirent de moins en moins de bailleurs de fonds, et si nous voulons devenir un pays green qui fait du renouvelable, nous avons l'obligation de ramener du gaz. Ce dernier est la bête-queue du renouvelable", défend un expert marocain. En effet, le stockage de l'électricité n'étant pas une option réaliste aujourd'hui, de l'électron doit être constamment créé pour répondre aux besoins, il est alors crucial de pouvoir gérer l'intermittence du renouvelable. Quand il n'y a ni vent, ni soleil, le gaz apparaît comme une source complémentaire idoine capable de produire de l'électricité instantanément. "La plupart des prévisions de consommation d'énergie intègrent une forte augmentation des énergies re-

Le Plan gazier marocain s'inscrit dans la transition énergétique voulue par le royaume dans la ligne de la COP22. Ici, Mohammed VI entouré des Chefs d'Etat et de gouvernement lors de cet événement, en novembre 2016 à Marrakech.



nouvelables (en particulier éolien et solaire), une diminution du charbon et une augmentation du gaz naturel, augmentation qui pourrait atteindre 45% d'ici 2040", estime Jean-Pierre Favennec, spécialiste de l'énergie et enseignant à Sciences Po Paris et à l'École nationale supérieure du Pétrole de Paris. Il prophétise : "Le gaz naturel pourrait donc bien être le pont vers le futur". Une tendance mondiale dans laquelle le Maroc veut s'inscrire à juste titre.

Qui va payer la facture salée ?

Seulement, l'enveloppe globale du projet donne indéniablement le tournis. Les 45 milliards de dirhams nécessaires pour la construction du terminal gazier ne seront évidemment pas in-

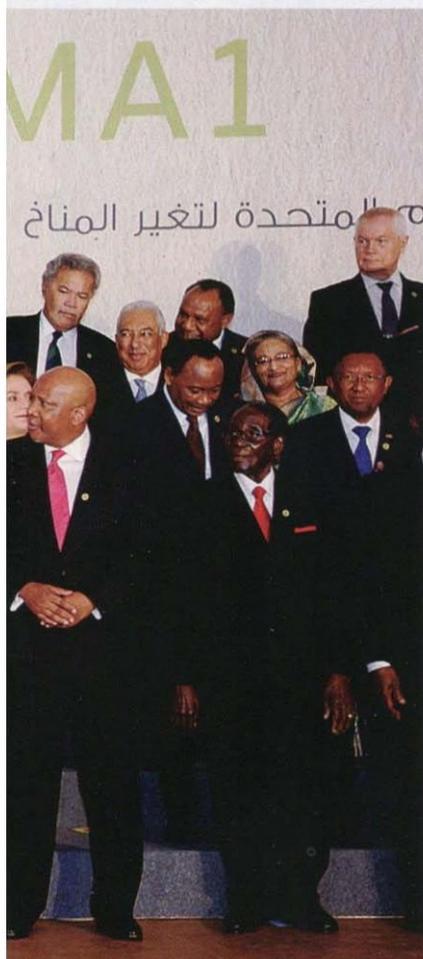
Avant même le lancement du Plan national gazier, les experts du PPIAF étaient formels : il serait moins coûteux pour le Maroc d'importer du gaz d'Algérie.



© AFP

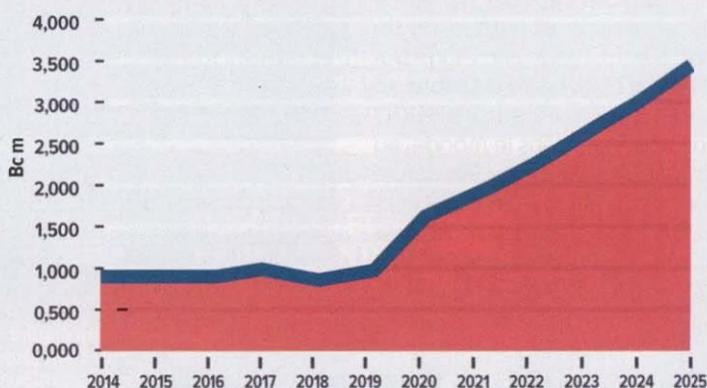
vestis par l'Etat, mais par un consortium privé, espère ce dernier. D'ailleurs, l'appel à manifestation d'intérêts, lancé il y a deux ans par le Maroc pour le volet industriel, avait attiré 93 entreprises dont 7 marocaines, parmi elles : Jacobs, filiale de l'OCP, Afriquia Gaz, Nareva ou encore Fipar, filiale de la CDG, rapportent nos confrères de Médias24. Ces derniers, optimistes, écrivaient : "Un engouement sans précédent est suscité, probablement en raison de l'intérêt du projet, de sa crédibilité, ainsi que de la bonne communication qui l'a entouré". Un engouement aussi car même si l'investissement sera assuré par le privé, les garanties, elles, seront apportées par l'Etat. "C'est très lourd pour le public. Aucun consortium ne signera sans de solides garanties étatiques. Cette électricité, les Marocains

en ont besoin et ils la paieront. A un prix qui permettra aux investisseurs privés d'équilibrer leurs infrastructures et leurs coûts", explique notre expert en énergie. La nature de ces contrats où quasiment la totalité de la demande émane de l'Etat est aussi très contraignante pour ce dernier. "Il assume seul tous les risques de change, d'inflation, politiques... L'investisseur privé ne perd rien. Ce sont des contrats sur une très longue durée pouvant aller jusqu'à 25 ans, c'est du take or pay. Peu importe ce qui arrive, l'Etat doit payer", explicite un juriste coutumier de ces contrats. Des contraintes lourdes et un budget colossal »



© AFP

Consommation annuelle de gaz naturel pour la production d'électricité



Source : Ministère de l'Énergie

Coût de production de l'électricité

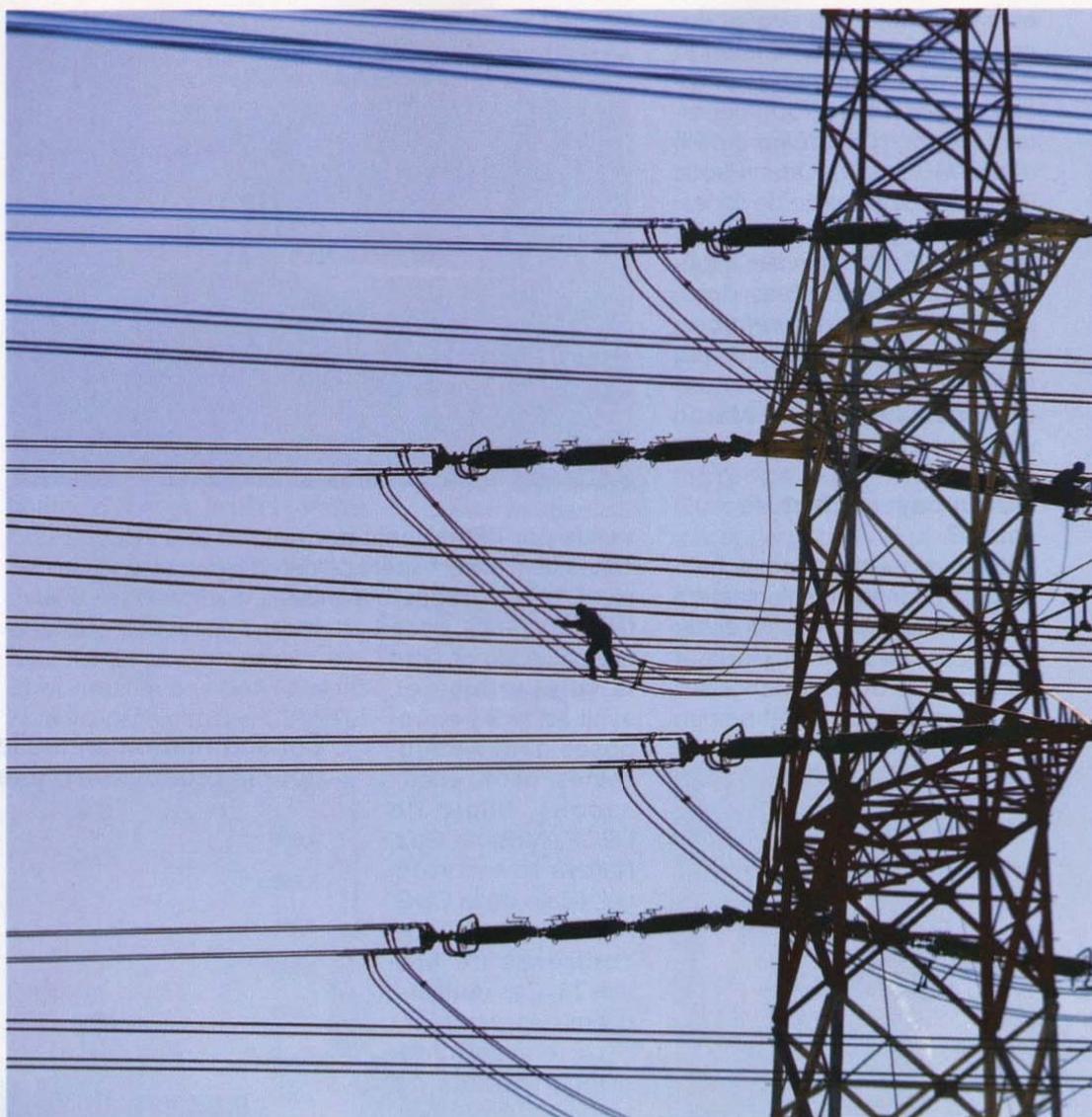
SOURCE DE PRODUCTION	COÛT DU KWH (EN CENTIMES)
Hydro	37
Importation d'Espagne	67
Charbon	69
Vent	70
Gaz	90
Pétrole (non subventionné)	157

Source : ONEE

» qui poussent plusieurs voix à inviter le Maroc à reconsidérer la dimension de ce projet.

Le superflu coûte cher

Des institutions internationales ont proposé au royaume une aide de près d'un million d'euros pour une "technical consultancy", une mission de conseil technique pour ce projet gazier. "Ces institutions ont émis des réserves sur sa configuration, car elles financent des projets similaires", nous révèle une source proche d'une de ces institutions. Il s'agirait alors d'envisager une structure moins contraignante, capable de remplir les mêmes fonctions. Le FSRU (Floating storage and regasification units) revient dans toutes les recommandations des experts comme solution alternative. Le principe de cette infrastructure développée en 2001 repose sur un bateau spécial capable de transporter, stocker et regazéifier du GNL à bord. Selon une étude publiée par l'université d'Oxford en juillet 2017, il existe 23 FSRU opérationnels dans le monde, au Brésil, en Egypte, en Jordanie, aux Etats-Unis, en Chine... et, surtout, "l'investissement nécessaire pour un nouveau FSRU est 50 à 60% moins élevé que pour



Comparaison du Capex Terminal Onshore vs FSRU (en millions de dollars)

	Onshore	FSRU
Jetée et pipeline	80	80
Débarquement	100	-
Cuves 1 x 180 000 m ³	180	Dans le FSRU
Navire FSRU	-	250
Centrale	100	Dans le FSRU
Installations	60	Dans le FSRU
Interface Onshore	-	30
Capex	520	360
Frais divers 30% Onshore 10% FSRU	156	36
Frais du propriétaire	74	54
Total Capex	750	450

L'ONEE est le seul acheteur aujourd'hui dans ce projet gazier.

un terminal onshore, et peut être prêt en moitié moins de temps", note James Henderson, directeur du programme gaz naturel au centre de recherche Oxford Institute for Energy Studies (OIES).

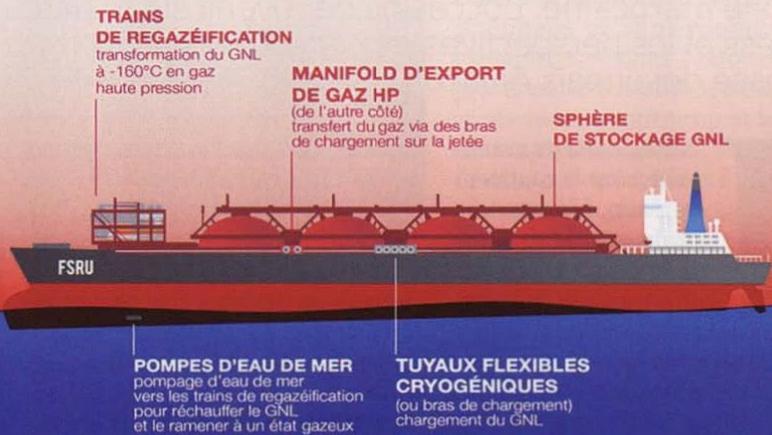
Quant à la capacité de ce type d'infrastructure, le plus grand FSRU au monde réalise aujourd'hui du 7,75 bcm par an. Le leader mondial dans la construction de ce type de structure, Excelerate energy, estime quant à lui qu'un FSRU nécessiterait seulement 8% de l'investissement

Source : "The Outlook for FSRUs" publié par The Oxford Institute for Energy Studies, 2017

LE PRINCIPE DES FSRU



Les méthaniers transportant du gaz naturel liquéfié viennent s'amarrer à un FSRU (Floating Storage Regasification Unit). Le transfert du gaz du méthanier vers le FSRU se fait au travers de bras de chargement ou de flexibles cryogéniques. Le GNL est temporairement stocké dans le FSRU avant d'y être remis sous forme gazeuse. Il est ensuite dirigé vers des installations à terre via un gazoduc haute pression.



QUELQUES AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DU FSRU

CAPEX et mise initiale inférieurs à une structure onshore, meilleurs cashflow et retour sur investissement

Délai de lancement plus rapide, ce qui permet d'améliorer la compétitivité et sécuriser le contrat d'approvisionnement

Réduit la contestation des habitants qui habiteraient autour des installations onshore

La construction d'un port est moins intrusive dans les collectivités locales qu'une centrale onshore

Un vaisseau FSRU peut être utilisé comme tanker GNL si la demande pour les FSRU baisse

Capacité de stockage et de regazéification est limitée à la taille maximale du navire

Il est plus difficile d'augmenter la capacité d'une unité FSRU sans remplacer ou rajouter un navire

En moyenne moins de stock tampon qu'une unité onshore

Les unités FSRU offshore sont plus sensibles aux intempéries maritimes

initial prévu par le ministère de l'Énergie marocain. Un argument commercial forcément intéressé, mais ces chiffres ne laissent pas indifférent le secteur au Maroc. "Pour moi, c'est la meilleure solution pour le royaume, d'autant que le potentiel en gaz de Tendrara et la découverte de gaz en Mauritanie et au Sénégal doivent nous amener à reconfigurer ce projet", estime un opérateur du secteur. Et de conclure: "Il nous faut une configuration raisonnable." Etre modeste pour aller loin. ■