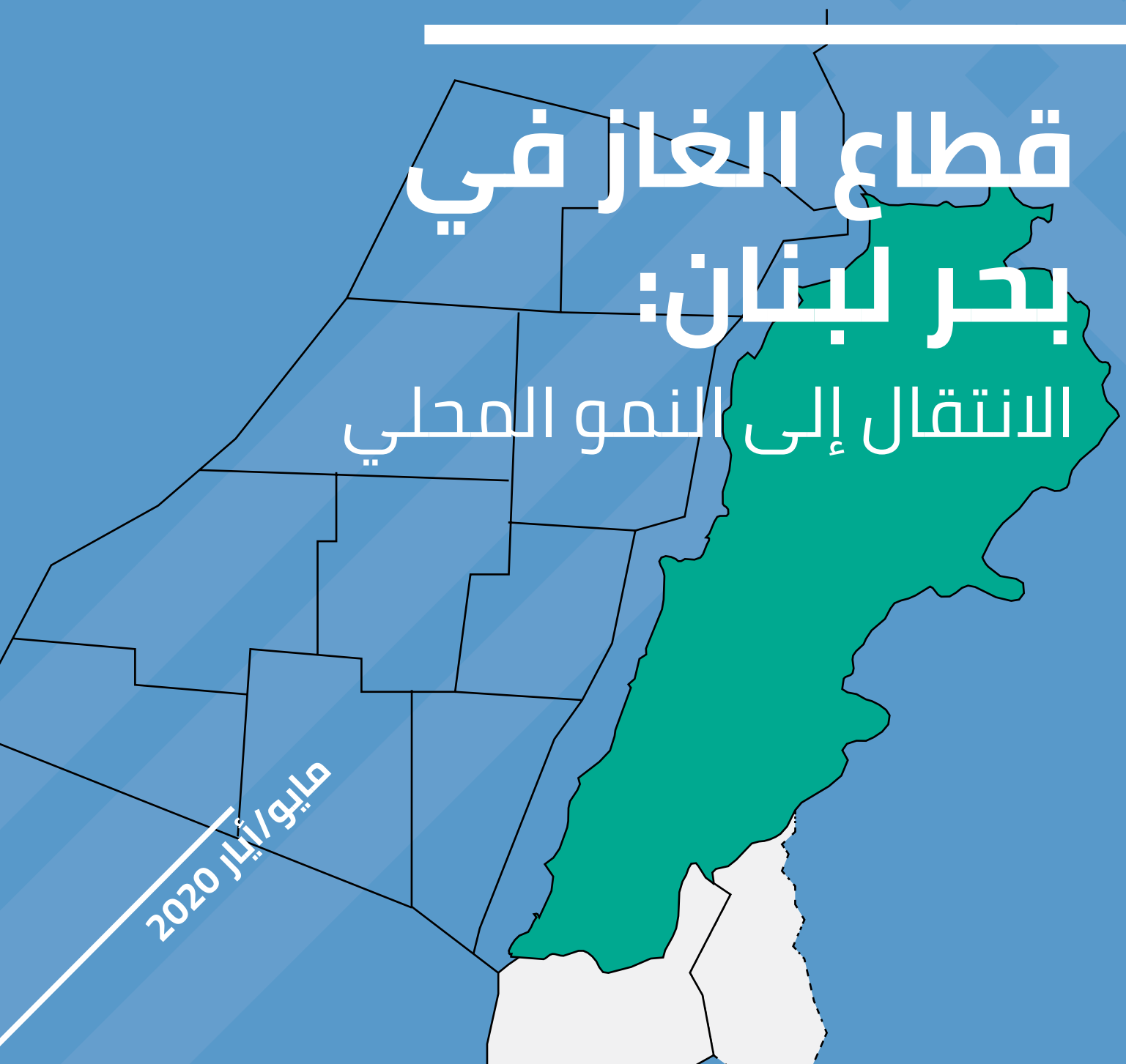
Lebanese Oil & Gas Initiative
المبادرة اللبنانية للنفط والغاز

قطاع الغاز في بحر لبنان:
الانتقال إلى النمو المحلي



مايو/أيار 2020

Lebanese Oil & Gas Initiative
المبادرة اللبنانية للنفط والغاز

قطاع الغاز في بحر لبنان:

الانتقال إلى النمو المحلي

قامـت OpenOil بتطويـر هذا النموذج للمبادرة اللبنانية للنفط والغاز وكلنا إرادة بالتعاون مع مؤسسـة هاينريش بول، مكتب بيروت، وهو نموذج يهدف إلى مسـاعدة المواطنين على تقييم الشـروط الضريبية المدرجة في اتفاقيات الاستكشـاف والإنتـاج لجولتي الترخيص الأولى والثانية.

إن أي اسـتنتاجات وتوصيات يتوصل إليها المواطنون اسـتنادًا إلى هذا النموذج لا تعبّر سـوى عن رأيهم الخـاص ولا تمثـل آراء المبادرة اللبنانية للنفط والغاز أو آراء مؤسسـة هاينريش بول.

وقد أعربت المبادرة اللبنانية للنفط والغاز عن توصياتها الخاصة في موجز للسياسـات طورته اسـتناداً إلى النتائج التي قدمتها Open Oil في السـرد التالي.

تكليف من:

المبادرة اللبنانية للنفط والغاز (LOGI) وكلنا إرادة

بدعم من:

Heinrich Böll Stiftung

HEINRICH BÖLL STIFTUNG
BEIRUT
Middle East

تحضير:

جوني ويست, Open Oil

Copyright © 2020 by Lebanese Oil and Gas Initiative
- LOGI

All rights reserved. No part of this publication may be reproduced, distributed, or transmitted in any form or by any means, including photocopying, recording, or other electronic or mechanical methods, without the prior written permission of the publisher, except in the case of brief quotations embodied in critical reviews and certain other noncommercial uses permitted by copyright law.

For permission requests, write to LOGI on:
info@logi-lebanon.org

4 1. الملخص التنفيذي
5 2. الخلفية
5 2.1 تطوير شرق البحر الأبيض المتوسط
5 2.2 أزمة الكهرباء في لبنان
7 3. جولات العطاءات في لبنان
7 3.1 جولة العطاءات الأولى 2017
7 3.2 جولة العطاءات الثانية – 2020؟
9 4. منهجية النمذجة
11 5. النتائج الرئيسة
11 5.1 سؤال الصفقة العادلة
12 5.2 أوجه الاختلاف بين الرقعة 4 و9
13 5.3 احتمال التطوير
13 5.3.1 فرص نجاح الاستكشاف
13 5.4 خيارات التطوير: الغاز الطبيعي المسال أو خط الأنابيب
14 5.4.1 قيود السوق لعام 2020
15 5.5 أسعار التعادل وأحجام الحقول
16 5.6 تأثير التطوير
16 5.6.1 المالية العامة
17 5.6.2 نمو الاقتصاد الكلي

الملخص التنفيـــذي

كان لبنـان يُعلـق آمـالا كبيرة على تطوير قطـاع الغاز البحري، إلا أن هذه الآمال ضربت عرض الحائط في أبريل/نيسـان 2020 عندما تبين أن أول بئر استكشـافية بحرية قامت بحفرها توتال وشـركاؤها كانت جافة. الدولة لا تزال تأمل في الانضمام إلى نادي منتجي الغاز في شـرق البحر المتوسـط، على الرغم من انهيار أسـعار الغاز وأسـعار النفط الخام في أوائل عام 2020، وعلى الرغم من الدمار الذي لحق بالاقتصاد العالمي جراء الفيروس المعروف باسـم كورونا الجديد (COVID-19)وسـط زيادة المعروض من الغاز الطبيعي المسـال وفي وقت مقرر فيه تنفيذ سلسـلة طويلة من المشـاريع الجديدة في السـنوات القليلة القادمة.

فـي هذا السـياق، قامت OpenOil بإجراء تحليل مالي لإمكانيات القطاع نـزولا عند رغبة المبادرة اللبنانية للنفـط والغاز (LOGI)، وقد أفضى التحليل إلى النتائج الرئيسـة التالية:

- أوضحت الصفقات التي تم التفاوض عليها في الجولة الأولى من العطاءات، والتي تم توقيعها في عام 2017، أن متوسط حصة الحكومة (غير المخصوم) يبلغ 56% في الرقعتين 4 و9، وهي نسبة تتماشى تقريبًا مع النتائج التي أبلغت عنها الحكومة (بتطبيق معدل خصم حقيقي قدره 5%)، وتقع في وسط منحنى مقاييس حصص الحكومات التي تواجه الظروف عينها.

- لا يمكن لمساهمات قطاع الغاز البحري الضريبية أن تشكل نقطة تحول في المالية العامة اللبنانية المتعثرة. فحتى الضرائب المتأتية من حقل كبير لن تتخطى ذروة 3% من الميزانية السنوية، وذلك لبضع سنوات في ثلاثينيات القرن الحادي والعشرين. الغاز ليس بعصا سحرية.

- أيضًا، من غير المرجح أن يوفر القطاع أساسا لمزيد من الديون السيادية. قد تمثل قيمة حصة الحكومة الحالية الصافية من حقل كبير (10 تريليون قدم مكعب) ما يوازي عامًا واحدًا من خدمة الديون الجارية البالغة 80 مليار دولار. من هذا المنطلق، يجب التمعن بدراسة مسألة الدين الإضافي الضروري لتمويل مشاركة الدولة المباشرة.

- مع ابتعاد احتمال إنشاء خط أنابيب تصدير إلى أوروبا، حتى في حال اكتشاف ثروة هائلة، وفي ظل عرقلة الاعتبارات الجغرافية السياسية للمشاريع الإقليمية، من المرجح أن يكون الغاز الطبيعي المسال و/أو السوق المحلية العامل الأساس في حال تطوير أي اكتشاف.

- من غير المرجح أن يلتزم المستثمرون الدوليون بتطوير حقل معيّن ما لم يعتقدوا أن بإمكانهم تأمين متوسط سعر لا يقل عن 5 دولارات لكل مليون وحدة حرارية بريطانية (بالقيم الحقيقية) - أكثر من ضعف سعر الغاز الطبيعي المسال اليوم في الأسواق الإقليمية التقليدية الثلاثة.

- لكن نظرًا لوضع قطاع الطاقة الحرج في لبنان، قد يخلف مشروع الغاز الوطني أثرًا كبيرًا على الاقتصاد، لا سيما وأن القطاع مدعوم حاليًا وباهظ التكلفة لأنه يعتمد على واردات الوقود لتوليد الكهرباء. ولكن من المرجح أن يحتاج المستثمرون إلى الكثير من التطمينات لتطوير مشروع مترسخ في السوق المحلية، وسيكون هناك سقف طبيعي على الطلب قد يتراوح بين 10 و15 تريليون قدم مكعب.

- من المرجح أن تكون عروض الجولة الثانية أقل قيمة من العروض التي تم تقديمها في الجولة الأولى، ما قد يضع الحكومة أمام خيارات صعبة.

1 https://www.reuters.com/article/us-lebanon-economy-oil/lebanon-to-restart-oil-gas-licensing-round-after-three-year-delay-idUSKBN14Q049

2 https://www.executive-magazine.com/economics-policy/the-saga-of-lebanons-first-licensing-round

3 https://logi-lebanon.org/KeyIssue/lebanon-oil-gas-decrees

4 https://www.reuters.com/article/us-lebanon-economy-electricity/fixing-lebanons-ruinous-electricity-crisis-idUSKCN1RA24Z

5 https://monthlymagazine.com/article-desc_4752

6 https://www.thenational.ae/world/mena/lebanon-minister-hopeful-about-plan-for-247--electricity-by-next-year-1.848562

الخلفية

تطوير شرق البحر الأبيض المتوسط

تعود جهود لبنان لاستكشاف إمكاناته البحرية إلى وقت مبكر من عام 1993, عندما أجريت أول مسوحات زلزالية ثنائية الأبعاد. إلا أن لبنان يكافح من أجل وضع التشريعات المطلوبة من جهة وترسيم حدوده البحرية مع الدول المجاورة من جهة ثانية, وهي خطوة لا تقل أهمية عن التشريعات.

تقع منطقة لبنان البحرية على حوض الشام, الذي يمتد على المياه الإقليمية لقبرص وإسرائيل ولبنان وسوريا. في جولة العطاءات الأولى في عام 2017, كانت ثلاثة من الرقع الخمسة التي أخضعها لبنان للعطاءات تقع في مناطق متنازع عليها مع إسرائيل. ولم يتوصل لبنان إلى اتفاق مع قبرص سوى في عام 2007, في حين لا تزال الحدود مع إسرائيل موقع نزاع.

وقد استغرق البلاد عقدًا من الزمن لوضع الهيكل الحكومي والإطار القانوني لاستدراج العروض الخاصة بالرقع الخارجية. وأقدم على خطوة مهمة مصدقًا على قانون الموارد البترولية في المياه البحرية في لبنان (OPRL) في عام 2010 لتحديد جوانب هامة كمعايير التأهيل, فضلا عن عمليتي تقديم العروض والتقييم.

إلا أنه لم يتم تأسيس هيئة إدارة قطاع البترول - المسؤولة عن الترخيص - إلا في ديسمبر / كانون الأول 2012. وسرعان ما تمت دعوة الشركات للمشاركة في جولة التأهيل المسبق في عام 2013, ولكن السياق السياسي [1] - وبقاء البلاد بلا رئيس لأكثر من عامين – أخر العملية لمدة أربع سنوات تقريبًا .[2]

وأخيرًا, بحلول يناير / كانون الثاني 2017, تم تمرير المرسومين اللذين كانت بحاجة إليهما الصناعة: الأول يتعلق بتقسيم المواقع النفطية الاستكشافية (رقع النفط) والثاني يتعلّق بدفاتر الشروط ودورة التراخيص واتفاقية الاستكشاف والإنتاج (EPA), ومن دون المرسومين لا يمكن لأي شركة نفط تقديم عروض للحصول على حقوق للتنقيب عن النفط والغاز في المياه اللبنانية[3] . بعدئذ تم إطلاق عملية العطاءات فلزّم لبنان أول رقعتين له في أواخر عام 2017.

أزمة الكهرباء في لبنان

إن أزمة الكهرباء في لبنان ناتجة عن مزيج من البنى التحتية القديمة, وأسعار عالقة على قيم من التسعينيات وزيادة مستمرة في الطلب. تبلغ الطاقة الإنتاجية لمحطات الطاقة الرئيسة أكثر بقليل من 2000 ميغاوات, بينما تصل ذروة الطلب إلى 3400 ميغاوات[4] . تشير مصادر[5] البيانات[6] المختلفة إلى عجز لا يقل عن 1500 - 1800 ميغاوات.[7][8]

شركة كهرباء لبنان المملوكة للدولة هي مصدر الكهرباء الوحيد, وتم تجميد أسعار استهلاك الكهرباء منذ عام 1994[9], فيما تبقى محاولات إصلاح الأسعار رهينة الطبيعة السياسية الحساسة للموضوع, علمًا أن بعض المناطق لا تُزوّد سوى بـ 14 ساعة فقط من التيار الكهربائي في اليوم, فكانت أزمة الطاقة من المحفزات التي أدت إلى الاحتجاجات التي عمت شوارع البلاد في أواخر عام 2019.

في هذا السياق, من المهم الإشارة إلى أنه إن تم تطوير صناعة النفط والغاز في لبنان سيتمكن البلد من التخفيف من أزمة الكهرباء وتغيير اعتماد البلد الكبير على واردات الهيدروكربونات. في عام 2017, مثّل النفط 18% من إجمالي الواردات فكلف البلد 3.77 مليار دولار[10], أي حوالى 7% من إجمالي الناتج المحلي اللبناني .[11]

7
https://en.annahar.com/article/850746-analysis-electricity-in-lebanon-understanding-the-real-problem

8
https://www.energyandwater.gov.lb/mediafiles/articles/doc-100515-2019_05_21_04_27_25.pdf

9
http://www.mdpi.com/1996-1073/9/8/583/pdf

10
https://oec.world/en/profile/country/lbn/

11
عملية حسابية تستند إلى أرقام
https://countryeconomy.com/gdp/lebanon
لعام 2017

بحسب الصندوق النقد الدولي[12] , يشكل قطاع الكهرباء في لبنان استنزافًا كبيرًا لميزانية البلاد, إذ تصل التكلفة المتراكمة لدعم شركة كهرباء لبنان إلى 40% من الدين العام اللبناني, أو أكثر من 30 مليار دولار.

بعكس المنطقة, إن اعتماد لبنان على الغاز في التغذية ضئيل, إذ إن مصدر الكهرباء الرئيس هو منتجات الوقود السائل وبعض الطاقة المائية, في حين كان الغاز الطبيعي في عام 2017 مصدر 100% من الكهرباء المولدة في البحرين وقطر, وأكثر من 95% في الإمارات العربية المتحدة وعمان. في إيران والأردن, بلغت حصة الغاز الطبيعي في توليد الكهرباء أكثر من 80% في عام 2017, وفقًا لبيانات نشرتها وكالة الطاقة الدولية[13] عام[14] 2018.

12

https://www.imf.org/~/media/Files/Publications/CR/2017/cr1719.ashx

13

https://webstore.iea.org/download/?direct/2710fileName=World_Energy_Balances_2019_Overview.pdf

14

بيانات وكالة IEA data الطاقة الدولية

15

المادة 24

جولات العطاءات في لبنان

جولة العطاءات الأولى 2017

وصل قطاع النفط والغاز الناشئ في بحر لبنان إلى علامة فارقة في فبراير / شباط 2018 عندما للمرة الأولى في التاريخ - وسط صراعات لجذب الاستثمار وتأخيرات عديدة - لزّمت الدولة رقعتين من رقع الحقول المكتشفة (4 و9) إلى ائتلاف مكون من ثلاثة لاعبين رئيسيين في الصناعة: توتال وإيني ونوفاتك.

في جولة العطاءات الأولى، أخضع لبنان خمس رقع للعطاءات (1، 4، 8، 9 و10) امتدت ثلاثة منها إلى مناطق متنازع عليها مع إسرائيل، ونفذ جولتين للتأهيل المسبق، واحدة في عام 2013 وأخرى عام 2017. قدم أكثر من 60 شركة طلبات في جولة التأهيل المسبق، فتأهل 54 منها، إلا أن الائتلاف الفائز كان الوحيد الذي قدم عرضًا رسميًا، ما شكل خيبة أمل للحكومة.

وكان هناك بند يتعلق بالاستقرار في اتفاقيات الاستكشاف والإنتاج الأولى الموقعة في البلاد (EPA)، أما الالتزامات المتعلقة بالسوق فكانت نسبيًا قابلة للنقاش. وأتى النظام الضريبي على النحو التالي:

الشروط الضريبية الرئيسة القابلة للنقاش وغير القابلة للنقاش في جولة التراخيص الأولى 2017

الإتاوات	غير قابلة للنقاش. تساوي 4% من الغاز المنتج ونسبة متفاوتة (بين 5% و 12%) من النفط المنتج.
تقسيم الأرباح	قابل للنقاش ضمن حدود عامل - ر [15] يبدأ الحد الأدنى من حصة الدولة عند 30% ثم يرتفع إلى 55% كحد أقصى (في الرقعة 4) و 40% في الرقعة 9 عندما يصل عامل - ر (إجمالي الدخل في المشروع على جميع المدفوعات الصادرة) إلى 2.5.
ضريبة دخل الشركات	20% [16]
حدود استرداد التكاليف	قابلة للنقاش، السقف هو 60% في الرقعة 4 و65% في الرقعة 9 [17]

تجدر الإشارة إلى أن الاتفاقيات تنص على عدد غير محدود من الخسائر المدورة[18] وتتضمن بند استقرار، وتنص على أن يتم استقطاع ضريبة 10%[19] على الفوائد.

جولة العطاءات الثانية – 2020؟

تم تمديد جولة العطاءات الثانية، التي كان من المقرر أن تنتهي في يناير/كانون الثاني 2020، حتى أبريل/نيسان 2020، ثم تم تأجيلها لأجل غير مسمى في أعقاب تفشي جائحة فيروس كورونا. هناك ثلاثة في الجنوب (الرقع 5 و8 و10) واثنتان في الشمال بالقرب من الحدود مع سوريا (الرقع 1 و2)، وتقع الرقعة 8 بشكل رئيس في المياه المتنازع عليها مع إسرائيل[20].

16 كقانون 2017/57: أحكام ضريبية تتعلق بالأنشطة البترولية
http://www.databank.com.lb/docs/Briefing%20of%20Lebanese%20Petroleum%20Activities'%20Tax%20Law%20No.%2057.pdf

17 TP .14.6

18 https://www.lpa.gov.lb/Library/Assets/Gallery/asdasdas/Brochures/Lebanon%20second%20offshore%20licensing%20round%20leaflet.pdf

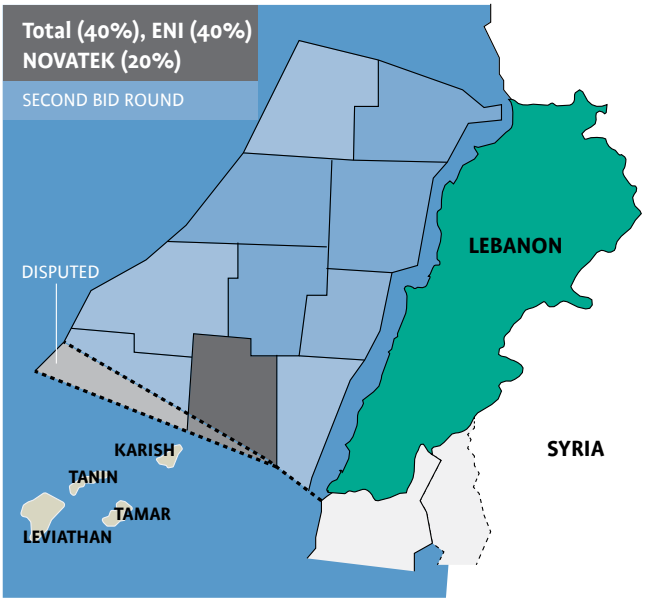
19 https://uk.practicallaw.-thomsonreuters.com/1=transitionType?4231-630=Default&contextDatasc.Default)&firstPage)true&bhcp=1=

20 https://www.mees.oil-/1/3/com/2019gas/lebanon-nears-gas-exploration-3c3e--kickoff/253e406082fe-9fc40ce77fd0-11e9

وبخلاف جولة العطاءات الأولى، ستتم جولة التأهيل المسبق للشركات تزامنًا مع جولة العطاءات الثانية. وفي حين استغرقت جولة تقييم العطاءات الأولى حوالى 10 أشهر (فبراير- أكتوبر 2017)[21] , هناك خطة يجب أن ينتهي بموجبها تقييم الجولة الثانية في غضون خمسة أشهر من الموعد النهائي للتقديم.

ومن المتوقع أن يتم تقييم طلبات التأهيل ونشر النتائج في الأسابيع الأولى من مايو / أيار 2020, على أن يوافق مجلس الوزراء على الترخيص بحلول منتصف يوليو / تموز 2020.

بالنسبة لمعايير التأهيل المسبق للجولة الثانية, أصبح مطلوبًا من المشغلين أن يكونوا قد أجروا عمليات تطوير نفطية على أعماق مائية تتجاوز 300 مترًا, وليس 500 مترًا كما كان مطلوبًا في السابق.



كما يبدو أنه تمت إزالة[22] الثغرة التي تم إدراجها في مرسوم التأهيل الأولي - والتي سمحت للشركات التي ليس لديها خبرة سابقة في القطاع بالتأهل من خلال شراكة مع شركات تستوفي المعايير.

أما اتفاقية الاستكشاف والإنتاج (EPA) النموذجية المنشورة كمرجع للعطاءات في الجولة الثانية, فقد تم تعديلها تعديلا طفيفًا مقارنة بالجولة الأولى. وتم تعديل المواد 5 و6 و7 و8 و9 و20 و21 و25 و27 و30 و36 و44 والمرفق دال (الإجراءات المحاسبية والمالية).

وقد طالت التغيرات الهامة مشاركة الدولة. ففي جولة العطاءات الأولى، ادعت الحكومة بكل وضوح أن أي مشاركة للدولة غير متوقعة, لكن في جولة العطاءات الثانية تم حذف هذا التصريح, وإن غابت أي إشارة واضحة إلى نوع هذه المشاركة هذه المرة. أما قانون الموارد البترولية في المياه البحرية فقد ترك الباب مفتوحًا لإضافة مشاركة الدولة في اتفاقية الاستكشاف والإنتاج[23] .

21

واختتمت بحفل في فبراير / شباط 2018 لزّم الرقعتين 4 و9 لائتلاف توتال-إيني-نوفاتيك

22

https://www.mesp.com/2019/05/04/me/lebanon-launches-its-second-offshore-oil-gas-licensing-round

23

https://www.lpa.gov.lb/Library/Assets/Gallery/asdasdas/Laws/OPRL%20-%20English.pdf Article 6. State Participation.

منهجية النمذجة

إن النموذج المرافق لهذا التقرير هو نموذج ثابت للتدفقات النقدية المخصومة يتبع منهجية FAST[24] وقد وُضعت حيثما أمكن علامة على كافة مصادر المدخلات والافتراضات التي تم استشفافها من مصادر أولية، ورُبطت بالملف المصدر على Excel مع اقتباسات.

نشر لبنان اتفاقيتي الإنتاج اللتين وقعهما مع الائتلاف بقيادة توتال في عام 2018، ما أتاح النص بكامله للتفسير المالي، علمًا أن البيانات المتعلقة باقتصاديات المشروع، مثل النفقات الرأسمالية والتشغيلية، هي بيانات تخمينية، وذلك من ناحيتين. أولاً، إن البيانات المتعلقة بالشاطئ اللبناني شبه معدومة، إذ تم حفر بئر واحدة فقط ولم يتم تطوير أي اكتشافات تجارية. وهذا يعني، من منظور النمذجة، أنه يجب تحليل البيانات العامة للشركات للحصول على مؤشرات عامة، على أن يتم إجراء التوقعات باستخدام نُهُج الصناعة العامة وتوقعاتها. ثانيًا، لن يبدأ الإنتاج سوى بعد عدة سنوات مستقبلية في سوق دائمًا ما تحكمها التقلبات، وذلك بمعزل عن الاضطرابات الاستثنائية التي شهدها مطلع عام 2020. لذلك حتى ولو كانت البيانات والتقديرات على مستوى المشروع متاحة لعامة الجمهور، فمن شبه المؤكد أنها ستكون تغيرت بشكل كبير، بطريقة أو بأخرى، بحلول الوقت الذي يتم فيه تطوير الحقل وبدء الإنتاج. ولذلك ينبغي اعتبار نتائج النموذج إرشادية وغير تنبؤية.

ولكن من شأن تحليل الحساسية (SA) في النموذج أن يساعدنا على تحديد أن استنتاجات هذا التقرير العريضة هي إلى حد ما قادرة على الصمود في وجه المعايير المتغيرة.

يتبع هذا النموذج منهجية المصدر المفتوح، وتم نشره بموجب رخصة المشاع الإبداعي[25]، بحيث يمكن تحديث المدخلات بحرية عندما تستجد أي معلومات لدى الجمهور.

الافتراضات الاقتصادية للسيناريو الأساس في النموذج

الاستكشاف	60 مليون دولار تكلفة مفترضة لبئر واحدة لتغطية متطلبات الاستكشاف، استنادًا إلى حسابات اقتصاديات الاستكشاف؛ استكشاف ميدان متطور 200 مليون دولار قبل قرار الاستثمار النهائي
تكاليف التطوير	التطوير المرتكز على خط الأنابيب 4 مليار دولار؛ الغاز الطبيعي المسال العائم: 1440 دولارًا لكل طن غاز طبيعي مسال سنويا
التكاليف التشغيلية	تطوير خط الأنابيب: 0.50 دولار لكل مليون قدم مكعبة قياسية في اليوم؛ تطوير الغاز الطبيعي المسال 40 دولارًا لكل طن غاز طبيعي مسال
المعايير التشغيلية	الاستكشاف ثلاث سنوات؛ تطوير خط الأنابيب التقليدي خمس سنوات؛ تطوير الغاز الطبيعي المسال أربع سنوات.
السعر	6 دولارات لكل مليون وحدة حرارية بريطانية كسيناريو أساس، ثابت من حيث أرقام 2020 الحقيقية - معيار بإمكان المستخدم تعديله

24 https://www.fast-standard.org/about-fso

25 https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.en

الافتراضات الاقتصادية للسيناريو الأساس في النموذج	
التمويل	2% معدل تضخم لتحويل الحقيقي إلى إسمي؛ 10% معدل الخصم الإسمي لحساب حصة الحكومة. تمويل المشروع غير منمذج
الوقف الدائم للتشغيل	15% من الإنفاق الرأسمالي متراكم من الإيرادات بمجرد إنتاج 50% من الاحتياطيات الأولية.

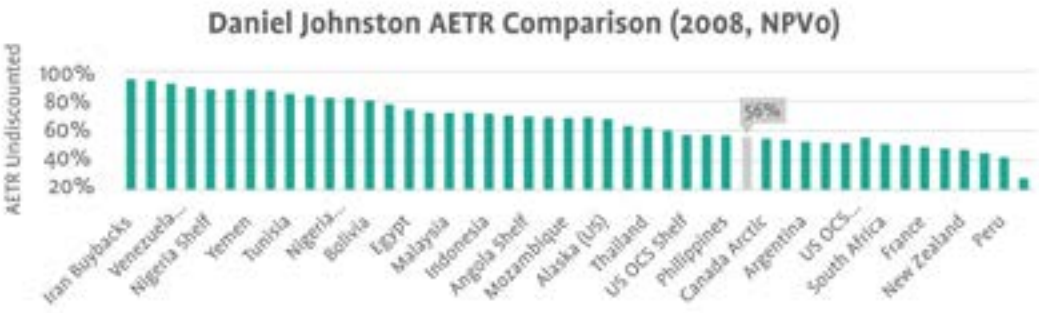
من المحتمل أن تستمر الضبابية الكبيرة حول التكاليف المحتملة, وذلك لعدة أسباب, إذ من الصعب توقع الأثر الصافي لفيروس Covid19 والكساد الاقتصادي العالمي المحتمل اعتبارًا من منتصف عام 2020. بالإضافة إلى ذلك, تختلف تكاليف المشاريع البحرية العميقة كالتي سيتم تطويرها في الرقعة 4 أو 9 بشكل كبير اعتمادًا على الجيولوجيا والمتطلبات الهندسية, ما يُعقّد عملية التنبؤ بالتكاليف الرأسمالية في بلد بدون أي اكتشاف نفطي أو بيانات قابلة للمقارنة. أما تحليل الحساسية داخل النموذج فيسمح بتحليل النتائج نسبة إلى التقلبات في مكونات اقتصاديات المشروع الرئيسة كافة, بما في ذلك الاستكشاف والتكاليف الرأسمالية والتكاليف التشغيلية والإنتاج الإجمالي والسعر.

النتائج الرئيسة

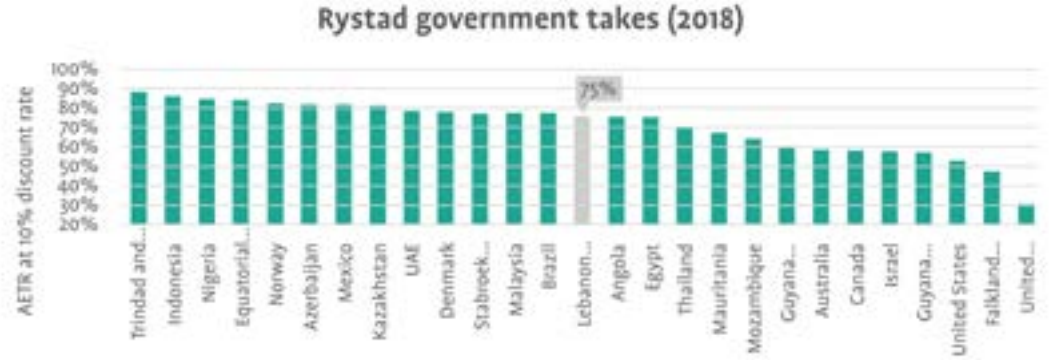
سؤال الصفقة العادلة

من أهم الأسئلة في إدارة الموارد الطبيعية ما يسمى بسؤال «الصفقة العادلة» - هل ضمنت الحكومة اتفاق يضمن التوزيع العادل للأرباح المحتملة في مشروع بين الدولة والمستثمرين التجاريين الذين يقدمون عطاءات للحصول على حقوق التنقيب والإنتاج؟ إنه مجال معقد يتضمن عوامل عدة تتفاعل فيما بينها، وبعضها إما غير كمي، مثل وضع تطور القطاع في البلد والمخاطر السياسية طويلة الأجل، أو غير معروفة في وقت التفاوض، مثل الطبيعة المحددة للموارد وقواعد التكلفة في كل مشروع. إلا أن المصلحة العامة تتطلب مقارنة شروط أي اتفاقية موقعة بالشروط المعروفة للاتفاقيات الأخرى الموقعة في بلدان أخرى.

يتخذ ذلك عادة شكل تحليل «حصة الحكومة»، أو، كما نسميه في هذا البحث، متوسط المعدل الفعلي للضريبة (AETR - النسبة المئوية للأرباح التي تحصل عليها الحكومة نسبة إلى سيناريو الافتراضات الأساس المتعلق بالسعر والتكاليف والعوامل التشغيلية.[26]



وجد النموذج أنه في عقدي تقاسم الإنتاج (PSA) اللذين وقعهما لبنان عام 2017، تم تأمين متوسط غير مخصوم للمعدل الفعلي للضريبة نسبته 56%، ما يضعه في الوسط من حيث مقاييس متوسط المعدلات الفعلية للضريبة مقارنة بدول أخرى، كما يمكن ملاحظته في الرسم البياني أعلاه.[27] وبالنظر إلى أن لبنان لم يكن قد قام بأي اكتشاف نفطي آنذاك، وبما أن الاهتمام الرئيس باحتمالية التنقيب هو بالغاز الطبيعي بدلاً من النفط الخام، يمكن اعتبار ما سبق على أنه نتيجة معقولة[28].



26

AETR هو المصطلح الفني المستخدم من قبل صندوق النقد الدولي في تحليله المالي لصناعات الموارد وفي أي مكان آخر، وهو ما يتوافق بشكل عام مع ما يعرف بـ «حصة الحكومة».

27

إن مقياس حصة الحكومة هو جد تقريبي، ولا يجب الإفراط باعتباره حتميًا.

28

بحسب المنهجية، تشكل الرقعتان 4 و9 حزمة تجارية واحدة نظرًا إلى أن الائتلاف نفسه حصل على عقود تقاسم الإنتاج في الحقلين في جولة العطاءات عينها، وذلك في ظل غياب لأي معلومات على مستوى الائتلاف حول الاحتمالات الجيولوجية. تم تجميع حوالى 32 سجلًا حكوميًا مستقلا لكل من الرقعتين 4 و9 بسيناريوهات مختلفة لحجم الحقل والسعر، ثم تم استبعاد السيناريوهات التي أسفرت عن معدل عائد دون المستوى التجاري للمستثمر. وبحسب الحصة الأعلى من أرباح النفط في شروط التراخيص

يصل متوسط AETR غير المخصوم إلى 61% في الرقعة 4، و51% في الرقعة 9.

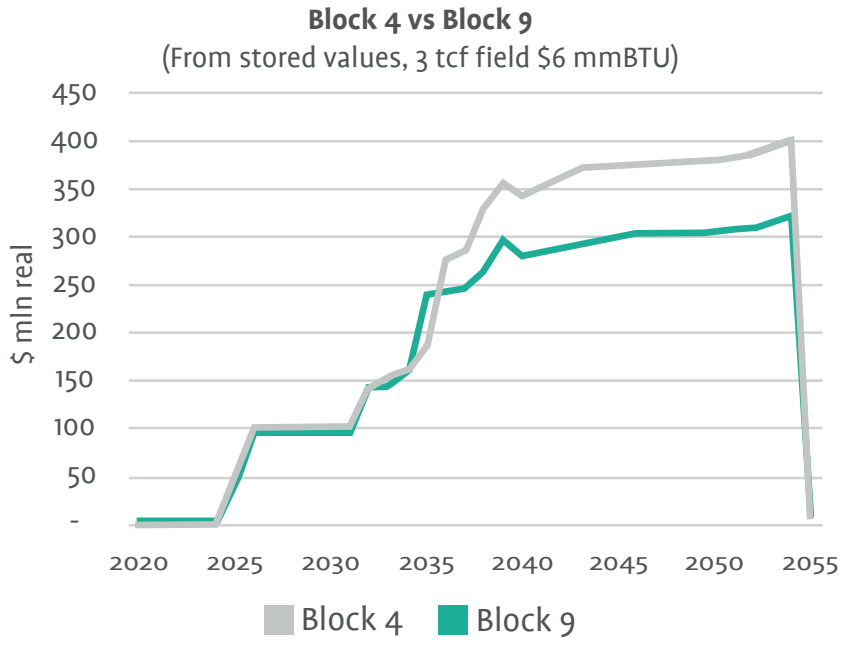
باستخدام معدل خصم 10%, تضمن عقود تقاسم الإنتاج (PSA) حصة نسبتها 75% للحكومة. وهي نسبة تقع في وسط نسب المشاريع المماثلة, كما يتبين من هذه المقارنة لحصص الحكومات استنادًا إلى أرقام من ريستاد, أيضًا باستخدام معدل خصم 10%[29] .

وتتوافق النتائج بشكل عام مع التقديرات التي أعلنتها الحكومة بعد فترة وجيزة من العقود الموقعة والتي وصلت إلى 65% إلى 73% في الرقعة 4, و55% إلى 63% في الرقعة 9. وذلك لأن نموذج هيئة إدارة قطاع البترول استخدم معدل خصم 5% بالقيمة الحقيقية للدولار[30] , والتي ينتج عنها بطبيعة الحال نطاق يقع بين معدل عدم الخصم (NPV0) ومعدل الخصم الإسمي بنسبة 10% (NPV10)[31].

وبالنظر أيضًا إلى درجة معيارية من الشفافية في إدارة جولة العطاءات, إن نتائج النموذج المتعلقة بمتوسط المعدل الفعلي للضريبة لا تعطي أي داع لافتراض أن الصفقات التي تفاوضت عليها الحكومة غير ملائمة من الناحية المالية [32].

أوجه الاختلاف بين الرقعة 4 و9

اختلفت الشروط الموقعة للرقعة 4 عن تلك الموقعة للرقعة 9 بطريقتين: كان الحد الأقصى لاسترداد التكاليف المتفق عليه أقل (60% مقابل 65%) في حين أظهرت آلية تقسيم الأرباح حصة حكومية قصوى أكبر (55% مقارنة بـ 40%). تؤدي هذه الاختلافات إلى عائد أعلى من الرقعة 4 مقارنة بالرقعة 9, وذلك انطلاقًا من الافتراضات الاقتصادية عينها.



يوضح النموذج كيف تؤدي هذه العوامل إلى حصة أكبر في بداية المشروع (حيث تزيد المخصصات القليلة لاسترداد التكاليف من كمية الأرباح المتأتية من النفط), وفي مرحلة ناضجة منه (حيث تحقق الحكومة حصة ربح 55%, مقارنة بـ 40%)[33] .

الاختلافات كبيرة, ولكنها طبيعية نظرًا لخصوصية كل رقعة, وإن كنا نتحدث عن جولة العطاءات عينها. يعود اختلاف عروض المستثمرين عادة إلى اختلاف تحليلهم لإمكانيات التنقيب على مستوى الرقعة. وفي هذه الحالة, من العوامل التي قد تكون أدت إلى هذا الاختلاف هي أن الرقعة 9 تقع على طول الطرف الجنوبي للحدود اللبنانية المتنازع عليها مع إسرائيل, فيما يقع جزء من الرقعة في المياه المتنازع عليها. وبغض النظر عن وجهات النظر المتعلقة بهذا النزاع الحدودي, من الطبيعي أن يمنح

29
في الحسابات المخصومة, عادة ما تحصل الحكومات على حصص أعلى من الحسابات غير المخصومة لسبب تقني هو أن ليس لديها نفقات في مراحل المشروع الأولى لخفض قياسها لعمر المشروع.

30
قد تختلف أرقام حصص الحكومة في المشروع عينه بنسبة تصل إلى 20% اعتمادًا على ربحية المشروع, أو تضمين التضخم أو استبعاده (بالدولار الفعلي أو الاسمي), أو معدل الخصم, أو النطاق الزمني (عمر المشروع أو قرار الاستثمار النهائي المقدم, على سبيل المثال)

31
ينتج عن تطبيق معدل الخصم الحقيقي الذي اعتمدته هيئة إدارة قطاع البترول, وهو 5% في النموذج, متوسط 61% إلى 67% في الرقعة 4 و 52% إلى 57% في الرقعة 9. على الرغم من أن هذا يمثل فرقًا بنسبة 4% إلى 5% في كل حالة مقارنة بالنطاقات التي أعلنت عنها الحكومة, إلا أنه لا يمكن اعتبار أن هذا الفرق كاف للتوصل إلى استنتاج أساسي مفاده أن الصفقة تقدم أرقامًا معقولة بالنظر إلى نتائج NPV0 وNPV10. أضف إلى ذلك عدم توفر نموذج هيئة إدارة قطاع البترول للتحقق من الاتساق في سائر المدخلات والافتراضات.

المستثمر درجة أعلى من المخاطر السياسية لترخيص يتداخل مع نزاع بين دولتين لا تزالان رسميًا في حالة حرب. وهو عامل عادة ما يقود المستثمر إلى اعتماد معدل خصم أعلى في النموذج الخاص به ويحثه على السعي للحصول على إعفاءات في النظام الضريبي لمواجهة المخاطر الأعلى المتصورة.

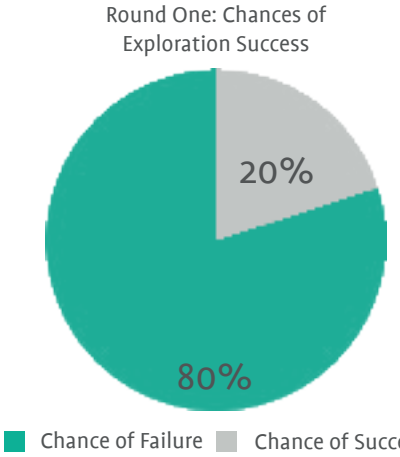
احتمال التطوير

خلفت الحفرة الجافة التي أعلنت عنها توتال مع شركاؤها في الرقعة 4 في أبريل/نيسان 2020 أثرًا على التوقعات المتعلقة بتطوير قطاع البترول في لبنان. وفي حين تنص عقود تقاسم الإنتاج المتعلقة بالرقعة 9 على حفر بئر هناك، تم تأجيل الجدول الزمني لذلك حتى أواخر عام 2020 أو ربما عام 2021. وعندما نأخذ بعين الاعتبار فترات الإنتاج الطبيعية في المشاريع البحرية، نستنتج أن أقرب اكتشاف لأول قطرة نفط لن يتم قبل عام 2025، وذلك في أفضل الأحوال، ولن تتدفق الإيرادات الكبيرة إلا بعد عام 2030.

فرص نجاح الاستكشاف

على الصعيد العالمي، لا تُعطى عادةً بئر محفورة في بلد لم يتم فيه أي اكتشاف نفطي مثل لبنان (أي حيث لا يوجد إنتاج حالي) «فرصة نجاح [34] » تفوق نسبة 20%.

قد يكون هناك بعض الأسباب التي تدعو المستثمرين لاعتبار أن فرصة النجاح في الرقعة 9 تفوق المتوسط العالمي. فقد أفادت هيئة إدارة قطاع البترول أن مبيعات البيانات الجيولوجية قد وصلت إلى ما مجموعه 43 مليون دولار، ما يشير إلى اهتمام كبير في هذه البيانات. وهناك أيضًا بعض الدلائل على أن فرصة النجاح في عرض البحر المصري قد تكون أعلى. ولكن في غياب معلومات محددة، من الحكمة افتراض نسبة 20% العالمية.



علاوة على ذلك، فإن البئر الجافة ستحث الشركات على الحد من توقعاتها إزاء فرصة النجاح، ما يعني أن مقدمي العطاءات المحتملين في الجولة الثانية سيخفضون عطاءاتهم. ومن الواقعي توقع أن تكون العطاءات في الجولة الثانية مماثلة لتلك التي تم تقديمها للرقعة 9، أو ربما أقل من حيث الأرقام، بدلاً من الأرقام الأعلى المقدمة للرقعة 4. حينئذ، قد تواجه الحكومة قرارًا صعبًا بشأن قبول أرقام العطاءات أو لا، إذ ان الصفقات الناتجة لن تضمن سوى حصص حكومية أصغر مقارنة بمعظم العقود التاريخية الموقعة في مجموعات البلدان النظيرة.

خيارات التطوير: الغاز الطبيعي المسال أو خط الأنابيب

إذا تم العثور على غاز في المياه البحرية، يمكن تطويره إما عن طريق خط أنابيب يمتد إلى الشاطئ أو عن طريق إنشاء محطة غاز طبيعي مسال عائمة (FLNG). أما بروفايلات الإنتاج المتعلقة بكل نوع من أنواع التطوير فتؤدي إلى بروفيلات متعددة تتعلق بإيرادات الحكومة، كما يمكن رؤيته في الرسم البياني. مع تطوير الغاز الطبيعي المسال، يكون الإنتاج محدودًا بقدرة محطة المعالجة القصوى، ما يخلق بروفايلًا إنتاجيًا مسطحًا، علمًا أن هذا السقف غير موجود في حالة خط الأنابيب، ما يعني أن الشركة ستسعى لإنتاج وبيع أكبر قدر ممكن من الغاز في وقت مبكر من المشروع لرفع معدل العائد التجاري [35].

32
على الرغم من غياب معلومات عامة حول إمكانيات التنقيب على مستوى الرقع، يجب أن تظل هذه الإمكانيات المحرك الأساس لهذه النتائج.

33
تجدر الإشارة هنا إلى أن هناك عاملًا واحدًا تحقق فيه الرقعة 9 حصة أكبر بما أن السقف الأعلى لاسترداد التكاليف يسمح بإكمال استرداد النفقات من مرحلة تطوير رأس المال في وقت أبكر في الرقعة 9 مع زيادة مقابلة في عامل - ر، وهو عامل تُحتسب حصة الربح عليه.

34
تجدر الإشارة إلى أن هذا لا يتوقف على الوجود المادي للهيدروكربونات بل على تواجدها بكمية كافية وعلى إمكانية الوصول إليها بما يكفي من الناحية الجيولوجية لتمكين المشروع التجاري من المضي قدمًا.

35
يقيس عادة المستثمرون ربحية الاستثمار استنادًا إلى صافي القيمة الحالية وباستخدام معدل خصم. يمكن أن تؤدي الكمية عينها من مبيعات الغاز وإنتاجه على مدار عمر المشروع إلى نتائج مختلفة جدًا من حيث مقاييس صافي القيمة الحالية، اعتمادًا على مقدار الإنتاج وزمنه، وذلك استنادًا إلى مبدأ «الوقت من المال».

تعتمد إيرادات الحكومة على بروفايل الإنتاج الذي حدده المستثمرون، لذا من الطبيعي أن تنشئ مسارات التطوير المختلفة هذه بروفايلات مختلفة لإيرادات الدولة. يوضح الرسم ما سيحدث في الرقعة 9 في حقل ثلاثة تريليونات قدم مكعب، إذا تم تطويره استنادًا إلى كل من الطريقتين. في حال الغاز الطبيعي المسال، يعني بروفايل الإنتاج المسطح أن الأمر يستغرق المستثمر وقتًا أطول لاسترداد التكاليف الأولية لبناء الحقل، ما يدفع تدفقات الإيرادات الحكومية كافة، بخلاف الإتاوات، إلى الانخفاض حتى فترة طويلة من عمر المشروع. أما في حال التطوير «التقليدي»، فيتم دفع الإنتاج إلى مستوى مستقر فور سماح الخزانات بذلك، بهدف استرداد التكاليف وتحقيق الأرباح.

لقد تطور سوق الغاز الطبيعي المسال بسرعة في العقد الماضي، شأنه شأن الغاز الطبيعي المسال العائم. وعلى الرغم من أن بروفايل الإنتاج المختلف يقدم معدلات عائد أدنى في الحقول الأكبر في ظل أسعار غاز مرتفعة، إلا أن تكاليف التطوير إلى انخفاض في وقت يتم فيه اختصار الزمن المطلوب للإنتاج عالميًا[36] ، ما يؤدي إلى حقول مجدية أصغر حجمًا. يرتبط حل الغاز الطبيعي المسال أيضًا بالخطط المقترحة لبناء محطات إعادة تحويل الغاز الطبيعي المسال في محطات الطاقة في لبنان بهدف زيادة إمدادات الغاز إلى شبكة الكهرباء للمساعدة في معالجة النقص المزمن في الطاقة.

قيود السوق لعام 2020

تتناول المناقشة أعلاه الجوانب التقنية إما لمسار التطوير أو للغاز الطبيعي المسال أو لخط الأنابيب التقليدي. إلا أنه يتعين على الائتلاف بقيادة توتال النظر في هذه الخيارات مع أخذ ظروف السوق الحقيقية بعين الاعتبار. اعتبارًا من منتصف عام 2020، باتت هذه الظروف تمتاز بعدة عناصر:

- تقارب أسواق الغاز: للمرة الأولى، يبدو أن مختلف أسواق الغاز الإقليمية في آسيا وأوروبا والولايات المتحدة الأمريكية تتقارب نحو سوق فورية، أقله بالنسبة للغاز الطبيعي المسال.

- انهيار الأسعار: إلا أن هذا يحدث في وقت انهارت فيه الأسعار. انخفضت الأسعار التي كانت قد سجلت زيادة حادة في آسيا إلى مستويات قريبة من الولايات المتحدة، وحتى هناك انهارت الأسعار إلى ما دون دولارين لكل مليون وحدة حرارية بريطانية. لوضع هذا السعر في سياقه في منطقة شرق البحر الأبيض المتوسط، تعرض مصر الغاز بسعر 5 دولارات لكل مليون وحدة حرارية بريطانية من دون أن تجد مشترين[37] . وبالتالي هناك فجوة كبيرة بين الأسعار الفورية الحالية والمستويات اللازمة للإبقاء على مشاريع الغاز على المدى الطويل.

- زيادة العرض الهيكلية: على الرغم من أن جائحة Covid19 زادت الفجوة بين العرض والطلب، إلا أن زيادة المعروض من الغاز الطبيعي المسال هي زيادة هيكلية، إذ قد تراكم المعروض على مدى السنوات القليلة الماضية، علمًا أن هناك العديد من مشاريع الغاز الطبيعي المسال التي يتم العمل عليها في جميع أنحاء العالم، ما يجعل من المحتمل أن يتجاوز العرض نمو الطلب على مستوى العالم في خلال عشرينيات القرن الحادي والعشرين.

- خط الأنابيب إلى أوروبا غير مرجح: بات من المستبعد اليوم وجود خط أنابيب تصدير إلى أوروبا، علمًا أن ذلك قد يحقق معدلات عائدات عالية، وذلك لسببين (حتى لو كان هناك اكتشاف كبير بما فيه الكفاية لتبرير التطوير التجاري): أولاً، تطورت سياسات المنطقة بطريقة تجعل العملية أكثر تحدياً جغرافياً وسياسياً. في أوائل عام 2020، أعلنت تركيا أنه يجب استشارتها بشأن أي خط أنابيب يمتد إلى أوروبا، وأعلنت إسرائيل واليونان وقبرص مشروع خط أنابيب منافس. ثانيًا، هناك أدلة متزايدة على أن الاتحاد الأوروبي قد غيّر نهجه تجاه إمدادات الغاز المحتملة من الشرق الأوسط، وذلك نظرًا للتخمة العالمية، ولتوسّع سياسات التحول في مجال الطاقة للحد من الاعتماد على جميع أنواع الوقود الأحفوري على المدى الطويل، بما في ذلك الغاز.

36 على سبيل المثال تخفيض تكلفة محطة الغاز الطبيعي المسال 2014-2018، معهد أكسفورد لدراسات الطاقة https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content//10/uploads/2018LNG-Plant-Cost-Reduction-2014–18-NG137.pdf

37 «الآثار الاقتصادية لانخفاض أسعار النفط والغاز على موارد غاز شرق المتوسط» ، عرض قدمه تشارلز إليناس في ندوة عبر الإنترنت في 11 مايو/أيار 2020

▪ الاعتبارات الجغرافية السياسية تغشي آفاق المشاريع الإقليمية: من الناحية النظرية, قد تشكل تركيا سوق تصدير محتملة نظرًا لوجود الساحل التركي على بعد 400 كيلومتر فقط شمال الرقعة 9. إلا أن مسار خط الأنابيب سيكون عسيرًا: لا يمكن أن يمر من المياه القبرصية إلى المياه التركية, وسيتوجب عليه أن يمر عبر المياه السورية. بصرف النظر عن أن الحدود البحرية بين لبنان وسوريا غير متفق عليها, فإن الحرب الأهلية المستمرة في سوريا تعقّد عملية بناء البنية التحتية الرئيسة اللازمة. كما يجب أن يؤخذ في الاعتبار التغير السريع لبيئة العمليات في شرق البحر المتوسط. في العقد الماضي, بينما كان لبنان يستعد لجولة العطاءات, توافرت 60 تريليون قدم مكعب من احتياطيات مؤكدة من حقول منتجة في مصر اليوم (ظهر) وإسرائيل (ليفياثان وتمار).

▪ قد يكون إنشاء خط أنابيب محلي صعبًا: إن تكلفة مد خط أنابيب محلي إلى لبنان أرخص ولكن قد يصعب الاتفاق على هذا الخط مع المستثمرين الدوليين, حيث أن شركة كهرباء لبنان المملوكة للدولة ستكون عندئذ العميل الرئيس, وربما حتى العميل الوحيد, وهي مفلسة حاليا, شأنها شأن الدولة اللبنانية. وعلى الرغم من وجود نقاش سياسي حول الإصلاح المحتمل لقطاع الطاقة, إلا أنه من المرجح أن يؤدي دين لبنان العام المرتفع, والذي تكبدت شركة كهرباء لبنان جزءًا كبيرًا منه وبشكل مباشر, إلى نوع من الحذر لدى المستثمرين بشأن الالتزام بمشروع كبير تعتمد عائداته على صحة لبنان المالية العامة.

38

على الرغم من أن حقل غاز ظهر المصري الذي تم اكتشافه عام 2014 يشكل مثالًا لحقل غاز عملاق تم تطويره في المنطقة, إلا أنه يجب إعادة النظر في الاختلاف في الظروف والسياق: إن السوق المحلية في مصر ووجود 100 مليون نسمة يكفيان لتغطية 65 مليار متر مكعب من الغاز سنويًا.

▪ المنافسة من مصادر الطاقة المتجددة: إن المنشآت الشمسية إلى تزايد في منطقة الشرق الأوسط, وكما الحال في أي مكان آخر, تصبح أكثر تنافسية مع الوقود الأحفوري.

المقصود من هذه الاعتبارات, إذن, هو أنه, بطريقة أو بأخرى, هناك سقف طبيعي للأسواق الفعلية التي يمكن إيجادها لأي غاز يتم اكتشافه, وإن بكميات كبيرة[38] . وستكون هذه النقطة مهمة في النقاش المتعلق بالنطاق المحتمل لمساهمة قطاع معيّن في لبنان في المالية العامة.

أسعار التعادل وأحجام الحقول

في أي حقل من الحقول, يفوق سعر التعادل بأشواط الأسعار الفورية للغاز الطبيعي المسال في النصف الأول من عام 2020. من أجل تطوير 3 تريليون قدم مكعب, هناك حاجة إلى 5.07 دولارًا على الأقل لكل مليون وحدة حرارية بريطانية للوصول إلى معدل عائدات يصل إلى 10%, على أن يلي ذلك ارتفاعًا إسميًا في الأسعار في السنوات القادمة. وبسبب الطبيعة المسطحة لبروفايل إنتاج الغاز الطبيعي المسال, لا ينخفض سعر التعادل هذا كثيرًا حتى في الحقول الأكبر حجمًا, لأن الاستثمار الرأسمالي الأكبر الموازي لتطوير الحقل يقابله إنتاج لا يزال محدودًا بأقصى إنتاجية لمرفق الغاز الطبيعي المسال, وإن كان على مستوى أعلى. لذا, لا ينخفض سعر التعادل سوى بضعة سنتات فقط, بحيث يصل إلى 4.93 دولار لكل مليون وحدة حرارية بريطانية لحقل 5 تريليون قدم مكعب و4.82 دولار فقط لحقل عملاق يغطي 10 تريليون قدم مكعب.

على الرغم من أن حقل غاز ظهر المصري الذي تم اكتشافه عام 2014 يشكل مثالًا لحقل غاز عملاق تم تطويره في المنطقة, إلا أنه يجب إعادة النظر في الاختلاف في الظروف والسياق: إن السوق المحلية في مصر ووجود 100 مليون نسمة يكفيان لتغطية 65 مليار متر مكعب من الغاز سنويًا. أما السرعة التي تم تطوير حقل ظهر فيها فهي تعود لكون مصر بلدًا يتمتع منذ أكثر من 50 عامًا بصناعة نفط واسعة النطاق واكتملت نظرًا لوجود شركات خدمات محلية. هذه الشروط لا تنطبق على لبنان.

من الناحية النظرية, قد ينتج عن تطوير حقل كبير بما يكفي لاستخدام خط أنابيب اقتصاديات أكثر ربحية بشكل جذري. ولكن كما نوقش أعلاه, فإن مزيجًا من الاعتبارات الجغرافية السياسية وظروف السوق العالمية القصيرة والطويلة الأجل يُبعّد احتمالية أن يتم تطوير خط أنابيب للتصدير من حقل أكبر.

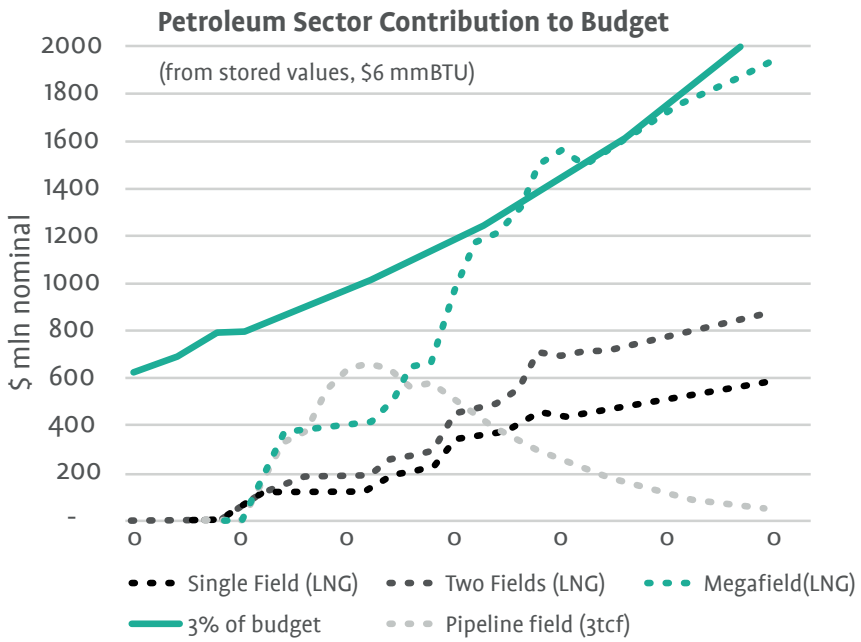
يترك ما سبق احتمال مد خط أنابيب بهدف تلبية الاستهلاك المحلي للغاز بشكل أساسي. ونظرًا لوجود مساحة لبناء مستوى مستقر من الإنتاج في وقت مبكر من المشروع, فمن المحتمل أن تكون هناك ربحية أكبر, مع سعر تعادل قدره 3.72 دولارًا تقريبًا في حقل 3 تريليون قدم مكعب تم تطويره باستخدام خط أنابيب, وذلك بافتراض معدل خصم اسمي 10%. ولكن تجدر الإشارة إلى أن هذا السعر سيعتمد على عدم تجاوز التكلفة أو الوقت المحددين, إذ قد يؤدي ذلك إلى انخفاض معدل العائدات بشكل كبير, وهو سعر يتجاهل حقيقة أنه من المرجح أن يزيد المستثمرون معدل الخصم نظرًا للمخاطر الأكبر المتصورة

للبيع في السوق المحلية اللبنانية بشكل رئيس. بمجرد أخذ هذه العوامل بعين الاعتبار, من الواقعي افتراض أنه بالنسبة لهذا النوع من المشاريع, سيبحث المستثمرون قبل التفكير في الالتزام بقرار استثماري نهائي عن سعر 5 دولارات لكل مليون وحدة حرارية بريطانية في سياق معطيات عام 2020.

تأثير التطوير

وبما أن لبنان يحاول تطوير قطاع البترول, فمن المنطقي النظر إلى المساهمة المحتملة للقطاع ككل في المالية العامة ونمو الاقتصاد الكلي. يظهر الرسم البياني أدناه أربعة سيناريوهات مختلفة للقطاع البحري في لبنان ككل (ممثلة بالخطوط المتقطعة) ويتتبعها نسبة إلى الإنفاق الحكومي الحالي والمتوقع (الخط الصلب).

المالية العامة



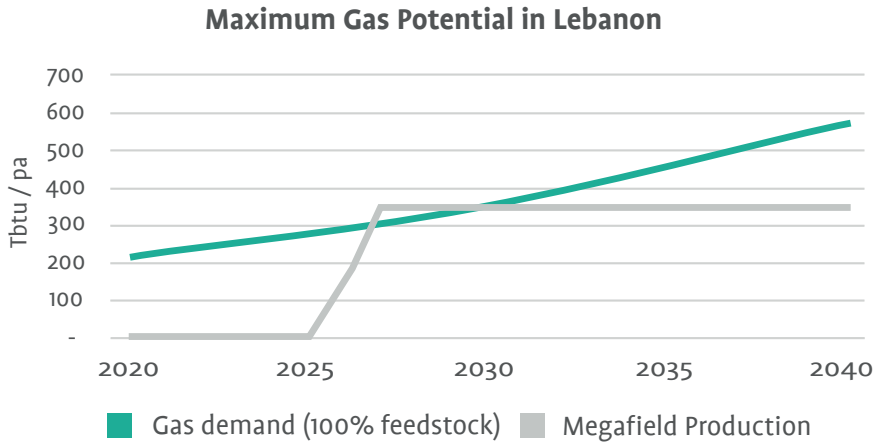
تستند ثلاثة من السيناريوهات على افتراض تطوير الغاز الطبيعي المسال, وذلك انطلاقًا من التحليل أعلاه الذي يشير إلى أن إنشاء خط أنابيب للبنان ليس واقعيًا حاليًا. يفترض (Single Field) اكتشاف 3 تريليون قدم مكعب في الرقعة 9 عندما يتم حفرها. ويضيف (Two Fields) حقلاً أصغر خضع للعطاءات في الجولة الثانية المؤجلة, وتم تطويره بعد ذلك ببضع سنوات. أما (Megafield) فيفترض مشروعًا يتم فيه إنتاج 10 تريليون قدم مكعب على مدار عمر المشروع عبر الغاز الطبيعي المسال, على أن يستخدم ذلك بشكل أساسي للاستعاضة بالغاز في شبكة كهرباء لبنان وتصدير أي إنتاج إضافي هامشي. وأخيرًا, يتم تصور حل خط الأنابيب المحلي حيث يتم تطوير حقل 3 تريليون قدم مكعب بواسطة خط أنابيب. تعتمد السيناريوهات كافة على متوسط سعر ثابت يبلغ 6 دولارات أمريكية لكل مليون وحدة حرارية بريطانية وفقًا لسياق عام 2020, وهو ما سيشكل بوضوح تحسنًا جذريًا عن الظروف الحالية.

الواضح هو أن أيًا من هذه السيناريوهات لا يقترب من كونه تحوليًا بالنسبة للمالية العامة اللبنانية المتعثرة. إذا زاد الإنفاق العام بنسبة 4% سنويًا عن مستواه الحالي, فإن السيناريو الوحيد الذي يصل إلى 3% من الميزانية الحكومية هو سيناريو 10 تريليون قدم مكعب – وفقط في أواخر الثلاثينيات. ويُتوقع أن يحسن قطاع النفط بأكمله المالية العامة في لبنان بنسبة تقل عن أي سياسة فعالة لتعبئة الإيرادات المحلية.

وتجدر الإشارة أيضًا إلى أن الإيرادات المحتملة للدولة لا تشكل سوى جزءًا صغيرًا من الدين العام الحالي للبنان من حيث القيمة الصافية الحالية (NPV). حتى حقل 10 تريليون قدم مكعب, يتم تطويره بأسعار تبلغ 6 دولارات أمريكية لكل مليون وحدة حرارية بريطانية يولد صافي قيمة حالية يبلغ حوالى 3.7 مليار دولار استنادًا إلى معدل خصم اسمي 10%. وهو ما يشكل أقل من 5% من الدين العام للبنان البالغ قيمته 80 مليار دولار, وقد يمثل خدمة لعام واحد فقط لهذا الدين.

بعبارة أخرى, سيكون من الصعب تبرير أي زيادة في الدين العام على أساس عائدات الغاز المتوقعة, بغض النظر عن السيناريو الطويل الأجل المتوخى.

نمو الاقتصاد الكلي



لكن في حال التوصل إلى اكتشاف مهم, سيكون تأثير تطوير قطاع غاز على الاقتصاد الكلي في لبنان مهمًا بدوره. يوضح الرسم البياني تفاعلًا مترابطًا للغاية بين الغاز وقطاع الطاقة[39] . إذا كان من الممكن توليد حوالي 2 جيغاواط / ساعة من الطاقة من الغاز بشكل كلي, وزاد الإنتاج لتغطية النقص المقدر حاليًا بـ 1.5 جيغاواط / ساعة, يمكن للسوق المحلية اللبنانية استيعاب حقل 10 تريليون قدم مكعب يتم تطويره بواسطة الغاز الطبيعي المسال. ولا شك أن التكاليف الأرخص لتوليد الطاقة باستخدام الغاز بدلاً من منتجات الوقود المستوردة ستوفر هامشًا في الميزانية لإصلاح أسعار الكهرباء المدعومة التي لطالما شكلت عبئًا على الدولة, بالإضافة إلى زيادة إنتاجية قطاعات الاقتصاد كافة.

على الرغم من أن اقتصاديات خط الأنابيب قد تبدو أقوى تجاريًا من الناحية النظرية, وأكثر تشجيعًا للمستثمرين الدوليين, إلا أن أي حقل يفوق 5 تريليون قدم مكعب بكثير لن يجد سوقًا في لبنان لمستويات الإنتاج المستقر النموذجية[40] .

أما القيود المتزايدة على إيجاد سوق لأي غاز مكتشف فقد تعقد أي قرارات تتعلق بالعطاءات التي يتم تقديمها في الجولة الثانية المقبلة.

قد تؤدي الأسعار المنخفضة وفائض العرض على المدى الطويل إلى دفع المستثمرين المحتملين إلى تقديم عروض أقل من أي من العروض التي تم تقديمها في جولة العطاءات الأولى - مع انخفاض حصة أرباح الحكومة, وارتفاع سقف استرداد التكاليف, وستؤدي الأرقام المنخفضة إلى انخفاض في حصة الحكومة. من ناحية أخرى, قد تكون هذه الأرقام ضرورية للمستثمرين الدوليين لضمان عائد تجاري في سوق هابطة.

من السمات المميزة لأي مشروع يستهدف الاستهلاك المحلي هو أنه يتيح للحكومة التحوط من أسعار الغاز المنخفضة لأنها تدعم حاليًا الكهرباء أيضًا. ويمكن التعويض عن الخسائر التي تتكبدها الخزانة

39
استنادًا إلى بيانات البنك الدولي التي تُظهر استخدام 2800 كيلوواط / ساعة للفرد في الكهرباء في لبنان في عام 2016, مع توقع زيادة الطلب بنسبة 50% («النقص») بسبب أزمة الكهرباء, بافتراض نمو الطلب بنسبة 5% سنويًا وتحويل نظري بنسبة 100% لقطاع الطاقة لاستخدام الغاز أو الغاز الطبيعي المسال كمادة تغذية.

40
استنادًا إلى نسبة 10% من الاحتياطيات القابلة للاسترداد من سنة الإنتاج الثانية إلى الخامسة.

جراء أسعار الغاز المنخفضة ونظام ضريبي تساهلي من خلال زيادة في المساحة الضريبية للحد من دعم الوقود الأحفوري.

أما مسألة قدرة تطوير مصادر الغاز للسوق اللبنانية على تحسين المالية العامة فهي تستحق المزيد من الدراسة. هناك شكوك كبيرة حول توقيت الإصلاح المحتمل لقطاع الطاقة وحجمه: إلى أي مدى يمكن تحرير أسعار الكهرباء؟ بأي سرعة؟ على سبيل المثال, أي كفاءات تشغيلية أخرى تُعتبر واقعية, وما هي شروط الاستثمار الرأسمالي لتمكين الانتقال إلى الغاز كمادة تغذية رئيسة ليس فقط في إنتاج الشبكة الحالية ولكن للتوسع لتغطية جزء كبير من النقص الذي يغطيه الآن سوق المولدات الخاص. وقد تبين أن هذه المسائل تتخطى نطاق الدراسة الحالية.

Lebanese Oil & Gas Initiative

المبادرة اللبنانية للنفط والغاز

Building a global network of experts to help Lebanon benefit from its potential oil and gas wealth.

LEARN MORE ABOUT LOGI

www.logi-lebanon.org

FOLLOW US

LOGILebanon

LOGI_Lebanon

Lebanese Oil and Gas Initiative

تكليف من:

المبادرة اللبنانية للنفط والغاز (LOGI) وكلنا إرادة

بدعم من:

Heinrich Böll Stiftung

تحضير:

Open Oil