مركز العدل لدراسات السياسات العامة

الغاز الطبيعي في مصر
٢٠٢٦ ــ ٢٠٣٠

دراسة تحليلية

مصر مركزُ استهلاكٍ مرتفع التكلفة لا مركزًا للطاقة: قراءة في تحوُّل الموقع الغازي، ووجهة استثمارات الشركاء، وتوازن الإمدادات حتى عام ٢٠٣٠

يوليو ٢٠٢٦

الملخص التنفيذي

تشير هذه الدراسة إلى أن مصر تواجه تحولًا استراتيجيًا عميقًا في ملف الغاز الطبيعي، لا يقتصر على تراجع الإنتاج المحلي، بل يمتد إلى تغيُّر جوهري في هيكل الطاقة والاقتصاد الوطني. فمع انحسار الإنتاج منخفض التكلفة والاعتماد المتزايد على الواردات عبر خطوط الأنابيب والغاز الطبيعي المسال، يرتفع متوسط تكلفة الإمدادات من نحو **٤ دولارات** إلى ما يقارب **١٠ دولارات لكل مليون وحدة حرارية**، بما ينقل الاقتصاد المصري إلى مرحلة طاقة مرتفعة التكلفة بصورة هيكلية. وينعكس ذلك مباشرة على تكلفة إنتاج الكهرباء، والقدرة التنافسية للصناعة، وأعباء الموازنة العامة، ومستويات الأسعار التي يتحملها المواطن.

وفي الوقت ذاته، وعلى الرغم من سداد المستحقات، تتجه استثمارات الشركاء الدوليين بصورة متزايدة نحو إسرائيل وقبرص باعتبارهما مركزَي إنتاج ونمو، بينما تتراجع مكانة مصر تدريجيًا إلى سوق استهلاك وبنية تحتية للعبور والتسييل. وتحذر الدراسة من أن استمرار هذا المسار قد يفضي إلى تآكل المزايا النسبية للاقتصاد المصري، وزيادة الاعتماد الخارجي في أحد أهم مدخلات الإنتاج، وتحوُّل أمن الطاقة من فرصة تنموية إلى مصدر ضغط اقتصادي ومالي مزمن.

وعليه، فإن الملف لم يعد قضية قطاعية تخص البترول والطاقة وحدهما، بل أصبح تحديًا سياديًا واقتصاديًا يتطلب مراجعة عاجلة وشاملة لتوازن الغاز، وسياسات التعاقد والاستثمار والتسعير، حتى عام ٢٠٣٠.

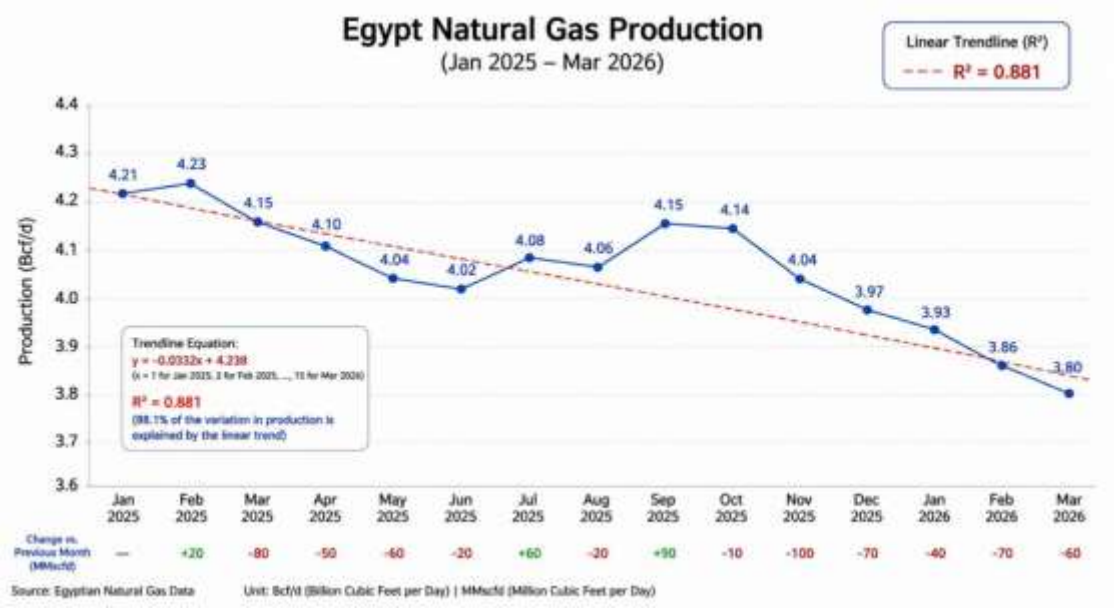
أولًا: من ذروة ٢٠٢٢ إلى وضع المستورد الصافي

بلغ إنتاج الغاز الطبيعي في مصر ذروته خلال عام ٢٠٢٢ عند نحو **٦,٩ مليار قدم مكعب يوميًا**، مدفوعًا بحقل ظُهر الذي وصل إنتاجه في الذروة إلى ٢,٧ مليار قدم مكعب يوميًا، وهو ما أتاح تصدير فائض من الغاز الطبيعي المسال بلغ نحو ٧,٧ مليون طن في العام ذاته. وقد رسّخ ذلك تصورًا بأن الدولة بلغت مرحلة الاكتفاء الذاتي وانتقلت إلى موقع المُصدِّر.

غير أن هذا المسار انعكس سريعًا. فقد تراجع إنتاج حقل ظُهر بنحو ٣٠٪ بين عامَي ٢٠٢١ و٢٠٢٤ دون أن تظهر اكتشافات كبرى تعوّض هذا التراجع، بينما تضاعف الطلب المحلي خلال الفترة نفسها. ونتيجة لذلك هبط الإنتاج الوطني من نحو ٦ مليارات قدم مكعب يوميًا في ٢٠٢٢ إلى ما دون ٤ مليارات في ٢٠٢٥، **وتحولت مصر إلى مستورد صافٍ للغاز منذ عام ٢٠٢٢، وانقلب ميزان الغاز من فائض إلى عجز تام في ٢٠٢٥.**

ويمثل صيفا عامَي ٢٠٢٦ و٢٠٢٧ اختبارًا حاسمًا لهذه المعادلة، إذ يُتوقع أن يرتفع الطلب في الذروة إلى نحو **٧,٩ مليار قدم مكعب يوميًا** في مقابل طاقة قصوى تبلغ **٧,٥ مليار قدم مكعب** من المصادر الثلاثة الأساسية (الإنتاج المحلي، وخطوط الأنابيب، ووحدات التغويز). ومن المرجّح أن يقتصر دور أي إنتاج جديد على تعويض التناقص الطبيعي، بما يُبقي الإنتاج المحلي في حدود ٤ مليارات قدم

مكعب يوميًا بحد أقصى، مع ارتفاع متوسط تكلفة المليون وحدة حرارية إلى قرابة ١٠ دولارات في شهور الذروة.



شكل ١: إنتاج الغاز الطبيعي ٢٠٢٥ – ٢٠٢٦

ثانيًا: وجهة رأس المال – تمركز الشركاء حول الجوار

لا يقتصر التحدي على تراجع الإنتاج، بل يمتد إلى وجهة رأس المال ذاته. فالشركاء الكبار يعيدون توجيه استثماراتهم نحو إسرائيل وقبرص، ويتعاملون مع مصر بوصفها سوق استهلاك يُباع لها الغاز، لا وجهة إنتاج. وتدعم هذه القراءة شواهد موثّقة عدة.

ففي يونيو ٢٠٢٥ أغلقت شركة نفط أذربيجان الحكومية (سوكار) صفقة شراء حصة فعلية بنسبة ١٠٪ في حقل تمار الإسرائيلي بنحو **١,٢٥ مليار دولار**، في أول استثمار إنتاجي لها في المتوسط، وكانت وجهتها إسرائيل لا مصر. كما يضم التحالف الفائز برخصة المنطقة I-6 قرب حقل لِفياثان كلًا من سوكار ونيوميد وبي بي؛ أي أن الشركة نفسها التي اشترت في تمار تستكشف الآن قبالة الساحل الإسرائيلي بشراكة نيوميد، صاحبة صفقة لِفياثان مع الجانب المصري.

وعلى صعيد متصل، كشفت وكالة رويترز في ١٥ مايو ٢٠٢٦، وأكدت نشرة MEES في ٢٢ مايو، أن شركة بي بي تستطلع مشترين لبيعٍ سريع لأصولها الغازية في مصر ضمن انكماش استراتيجي، بعد أن فقد الإنفاق الدائم لمجرد تثبيت الإنتاج جاذبيته لديها.

ويقتضي التوازن التحليلي الإشارة إلى تحفُّظ جوهري لا ينبغي إغفاله: فبي بي ما زالت تضخ بعض الاستثمار، ومنه قرار تطوير حقل هرمتان بنحو ٥٠٠ مليون دولار، وتطوير دينيس غرب. غير أن هذا الاستثمار نفسه يمرّ عبر شركة «أركيوس» المملوكة بنسبة ٤٩٪ لشركة XRG الإماراتية (ذراع

أدنوك)، مع نيّة معلنة لضم بقية محفظة بي بي المصرية إلى هذا الكيان تمهيدًا لاحتمال خروج كامل. **أي أن رأس المال لا يبقى مصريًا، بل يُسلَّم لأذرع الجوار في طريقه إلى الخروج.**

ويطرح ملفًا بلوك ٨ وبلوك ١١ في المتوسط سؤال الثقة، لا سؤال الجيولوجيا. فما يلفت الانتباه في الحالتين أن المشكلة ليست ضعف الاحتمالات الجيولوجية: إذ يقع بلوك ٨ في منطقة مقابلة مباشرة لحقل أفروديت، وقريبة من امتدادات النظام البترولي ذاته الذي أنتج اكتشافات ضخمة في شرق المتوسط، ومع ذلك تعاقب عليه أكثر من مشغِّل دون برنامج حفر جاد يتناسب مع موقعه الجيولوجي. والأمر نفسه تقريبًا في بلوك ١١، حيث انسحبت شركات رغم وجود مؤشرات تجارية إيجابية، وفي منطقة تشهد نشاطًا مكثفًا على الجانب القبرصي.

شكل ٢: حقول قبرص

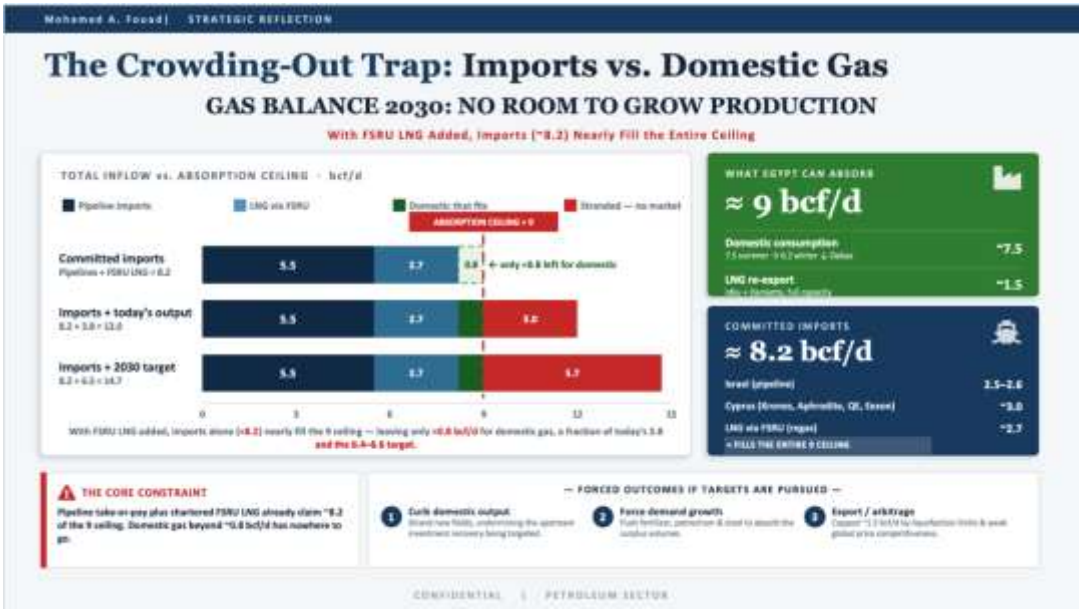
ثالثًا: توازن الغاز حتى ٢٠٢٨ – القراءة الحسابية

تُلزم عقود الاستيراد المبرمة مع إسرائيل وقبرص (take-or-pay) الجانب المصري بالسداد سواء احتاج الغاز أم لا. وفي المقابل، فإن **الطاقة الاستيعابية الإجمالية لمصر** محدودة بمحورين: الاستهلاك المحلي، ويبلغ نحو ٧,٥ مليار قدم مكعب يوميًا صيفًا، وينخفض إلى نحو ٦,٢ مليار شتاءً، وهو مرشح لمزيد من الانخفاض مع دخول محطة الضبعة النووية؛ والطاقة القصوى للإسالة وإعادة التصدير، وتبلغ نحو ١,٥ مليار قدم مكعب يوميًا باستغلال محطتَي إدكو ودمياط عند طاقتهما الكاملة، **ليكون السقف الإجمالي نحو ٩ مليارات قدم مكعب يوميًا.**

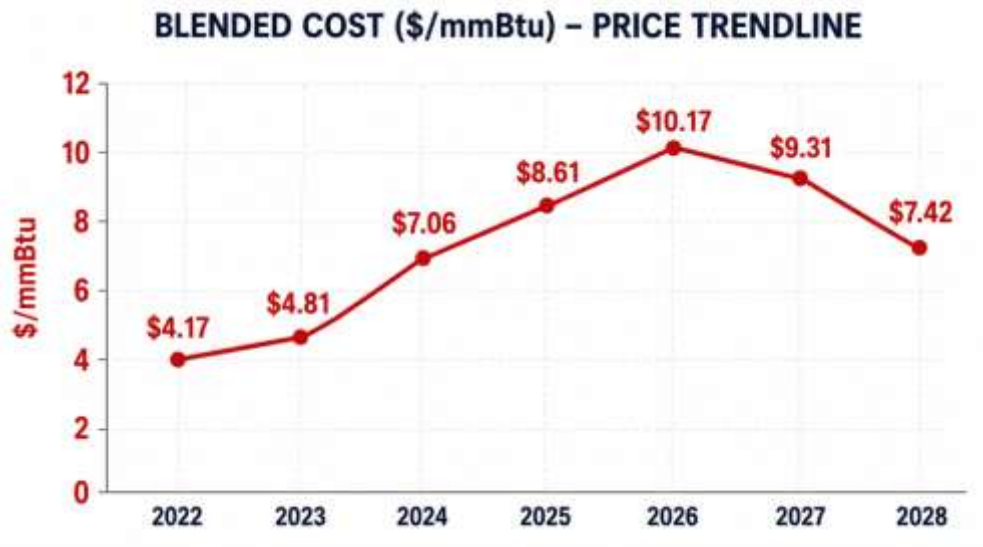
وفي مقابل ذلك تتصاعد عقود الاستيراد الملزمة: إذ ستصل واردات إسرائيل إلى نحو ٢,٥ – ٢,٦ مليار قدم مكعب يوميًا، فيما تستهدف قبرص توريد نحو ٣ مليارات قدم مكعب يوميًا عبر تعاقدات كرونوس وأفروديت ومذكرة قطر للطاقة وإكسون، **بمجموع يقارب ٥,٥ مليار قدم مكعب يوميًا.**

والحساب بعد ذلك مباشر: ٩ ناقص ٥,٥ يعطي ٣,٥ مليار قدم مكعب يوميًا فقط هي الحيّز المتبقّي لأي إنتاج محلي، وهو أقل مما تنتجه مصر اليوم فعليًا (نحو ٣,٨ مليار). وهو ما يطرح تساؤلًا مشروعًا حول مآل خطط وزارة البترول لرفع الإنتاج إلى ٦,٤ – ٦,٦ مليار قدم مكعب يوميًا في المدى المتوسط. **ويضاف إلى ذلك بنية تحتية للتغويز تستوعب ٢,٧ مليار قدم مكعب يوميًا، ليبلغ الإجمالي المتاح قرابة ١١ – ١٥ مليار قدم مكعب يوميًا.**

وبناءً عليه، فإن كل مليار قدم مكعب إضافية من الإنتاج المحلي، في ظل البنية التعاقدية الراهنة، لا تجد سوقًا داخلية تستوعبها. **فالمشكلة لم تعد في الحفر وحده؛ المشكلة في عقود تُنافس الإنتاج المحلي بدلًا من أن تكمّله، وتُنهي مسبقًا أي مجال لخطط التوسع قبل أن تبدأ.** كما أن كل مليون وحدة حرارية مستوردة ترفع متوسط تكلفة الغاز.



شكل ٣: سيناريوهات توازن المتاح والطاقة المستوعبة



شكل ٤: متوسط التكلفة التقديرية للمليون وحدة حرارية (الذروة)

رابعًا: مركز استهلاك لا مركز طاقة – قراءة في المكانة الفعلية

تخلص القراءة السابقة إلى نتيجة ينبغي تسميتها بدقة: مصر اليوم ليست «مركز طاقة»، وإنما مركز استهلاك للطاقة بأسعار مرتفعة، يؤجّر بنيته التحتية مقابل هوامش تصدير ضعيفة للغاية.

فمن ناحية، تُستورَد كميات من الغاز الطبيعي المسال بمليارات الدولارات لتشغيل محطات الكهرباء، حتى قفزت الفاتورة إلى نحو **٢ مليار دولار في شهر واحد** إبّان أزمة فبراير – مارس ٢٠٢٦. ومن ناحية أخرى، تُتاح قطارات الإسالة المصرية للشركاء لتسييل غاز الجوار وإعادة تصديره بعائد زهيد للجانب المصري. وهي معادلة لا تعكس مكانة إقليمية بقدر ما تعكس مقايضة خاسرة.

أما الاستجابة الرسمية حتى الآن فلا تتناسب مع حجم الخطر: خطوات محدودة في ملف الحقول المتوقفة (stranded fields) بعد سداد المتأخرات، لكن دون زخم حقيقي أو إطار مُلزِم. **والتعامل مع الملف بوصفه ملفًا فنيًا روتينيًا، لا تهديدًا سياديًا لأمن الطاقة، هو الخطأ الذي يتعين تصحيحه دون تأخير.** ويوجز الشكل التالي عيّنة من أبرز الحقول التي لم تُطوَّر دون أي زخم تنفيذي.

The developed gas fields

Field Name	OGIP, TCF	Initial Reserve, TCF
Zohr	13.33	10.00
Noros	2.00	1.50
South Baltim	1.00	0.75
Atol	1.50	1.13
North Alexandria	5.00	3.75
North Amerya, Idku	0.30	0.23
El Katamia	0.10	0.08
North Abu Qir	0.50	0.38
Alam El-Shaweeh	0.50	0.38
North El Hamad	0.25	0.19
Total	24	18

The undeveloped gas fields

Field Name	OGIP, TCF	Initial Gas Reserve, TCF	Remarks
Zohr	16.67	12.50	Next Phases for development
Salamat	1.64	1.23	Since 2013 No development from Bp
Satis	1.00	0.75	We are waiting new shareholders
Hartmat	0.50	0.38	We are waiting the declopment in 2026
Nour	0.30	0.23	Still no development from Eni
N/E El-Hamerya	2.00	1.50	Still no development from Shell
El-Noros extension	2.00	1.50	No development from Eni
North Sinai	1.57	1.18	Lower Reservoir, high CGR
Rahamat	1.30	0.98	No development from Bp
Nargis	3.50	2.63	No development from Chevron
Abu Qir Extension	0.09	0.07	Possible the extension is higher
Denise West-1	2.00	1.50	New Disovery in April,2026
West El Burullus	0.34	0.26	The plan to put on production in 2026
Agiba new discovery	0.33	0.25	New Disovery in May,2026
Total	33	25	

The undeveloped gas fields without any figures yet from the government.

Field	OGIP, TCF	Initial Gas Reserve, TCF	Remarks
North Marakia	N.A	N.A	No information from the Government
North Celopatra	N.A	N.A	No information from the Government
Fayoum-5-WDDM	N.A	N.A	No information from the Government
King Mariout	N.A	N.A	No information from the Government
Nidco-2	N.A	N.A	No information from the Government
North Leil Concession	N.A	N.A	Shell discovered gas since 2012.

شكل ٥: الحقول المتوقفة

خامسًا: التوصيات

(١) مراجعة سيادية عاجلة لتوازن الغاز حتى ٢٠٣٠: الخطط القائمة تُنتج تدفقًا إجماليًا بنحو ١١ – ١٥ مليار قدم مكعب يوميًا (إنتاج محلي وواردات)، في مقابل طاقة استيعابية قصوى لا تتجاوز ٨,٥ – ٩ مليارات، أي فجوة هيكلية بنحو ٢ – ٦ مليارات قدم مكعب يوميًا لا يوجد لها مصرف طبيعي داخل المنظومة. والمسارات الإجبارية الثلاثة لردم هذه الفجوة – تقليص الإنتاج المحلي، أو دفع الطلب الصناعي قسرًا، أو زيادة الإسالة المقيّدة بالبنية التحتية – كلها مُكلفة أو غير قابلة للتحقق في الأفق المطلوب. ومن ثمّ يستلزم هذا التوازن مراجعة تعاقدية شاملة، لا تحسينًا تشغيليًا.

(٢) خطة مُلزِمة للحقول المتوقفة تقوم على مبدأ «طوّر أو اترك»، وإعادة طرح القطع الخاملة.

(٣) مراجعة عاجلة لرسوم التسييل والعبور بما يرفع عائد مصر من بنيتها التحتية بدلًا من الهوامش الزهيدة القائمة.

(٤) آلية رقابة على تخارج الشركاء تضمن أولوية مصر في إعادة تخصيص الأصول قبل انتقالها إلى أذرع الجوار.

خاتمة

لا يعاني ملف الغاز الطبيعي في مصر من نقص في الإمكانات الجيولوجية، ولا من غياب البنية التحتية للإسالة والعبور، وإنما من اختلال في بنية العقود، وفي وجهة الاستثمار، وفي التوازن بين ما يُتاح من إمدادات وما يمكن للسوق المحلية والبنية التصديرية استيعابه فعليًا. ومن ثمّ، فإن معالجة هذا الملف لا تتحقق بزيادة أنشطة الاستكشاف وحدها، ولا بسداد المتأخرات وحده، وإنما بمراجعة

سيادية شاملة تعيد ضبط التعاقدات، وتفتح حيزًا حقيقيًا للإنتاج المحلي، وتحوّل البنية التحتية من أصل يُؤجَّر بهامش ضعيف إلى مصدر عائد سيادي معتبر.

والنافذة الزمنية المتاحة لهذه المراجعة تضيق عامًا بعد آخر، والتأجيل في ذاته قرار.