منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول
(أوابك)

واقع وآفاق الغاز الطبيعي في منطقة شرق المتوسط

تشرين ثاني/ نوفمبر2018

جميع حقوق الطبع محفوظة، ولا يجوز إعادة النشر أو الاقتباس دون إذن خطي مسبق من المنظمة، 2018

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)

ص.ب 20501 الصفاة الكويت 13066
هاتف 24959000 (965) - فاكسميلي 24959755 (965)
الموقع على الإنترنت: www.oapecorg.org
البريد الإلكتروني: oapec@oapecorg.org

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)

واقع وآفاق الغاز الطبيعي في منطقة شرق المتوسط

تشرين ثاني/ نوفمبر2018

مقدمة

لقد حظيت منطقة شرق المتوسط بقدر بالغ من الاهتمام في السنوات الأخيرة، بعد تحقيق عدة اكتشافات متتالية للغاز، مثل اكتشاف " أفروديت" في المنطقة الاقتصادية الخالصة لقبرص، واكتشاف " ظهر" في المنطقة الاقتصادية الخالصة لجمهورية مصر العربية، وغيرهما. فمن الناحية الجيولوجية، تضم منطقة شرق المتوسط حوضي "ليفانت" و"دلتا النيل" الرسوبيين، وهما يمتدان معاً على مساحة 333,000 كم^2 شرق البحر المتوسط. وتشير تقديرات هيئة المسح الجيولوجي الأمريكية إلى أن متوسط حجم مصادر الغاز غير المكتشفة والقابلة للاستخراج فنياً في الحوضين يقدر بحوالي 346 تريليون قدم مكعب. وفي هذا السياق، فإن ما أسفرت عنه أنشطة البحث والاستكشاف من اكتشافات يأتي في سياق متصل يبرهن على أن المنطقة غنية بالغاز، مما قد يغير من سيناريو الطاقة في دول المنطقة، وينبئ بإمكانية تحويل منطقة شرق المتوسط ككل إلى محور إقليمي-وربما عالمي-للطاقة

مما لا شك فيه أن مشاريع النفط والغاز تلعب الدور المحوري في تلبية احتياجات الدول من مصادر الطاقة، ودعم خططها التنموية، وتنفيذ رؤيتها المستقبلية. ولقد شرعت بالفعل بعض دول المنطقة مثل جمهورية مصر العربية في تنفيذ مشاريع تطويرية لاكتشافات الغاز لديها في مسعى نحو تأمين احتياجاتها في السوق المحلي. وفي حال تطوير كافة الاكتشافات الحالية، فمن المتوقع أن يكون هناك فائض عن احتياجات دول المنطقة يمكن تصديره إلى الأسواق المجاورة، وهو الأمر الذي سيعزز من أهمية منطقة شرق المتوسط مستقبلاً على خريطة الطاقة، خاصة إذا ما تحققت اكتشافات جديدة في ضوء أنشطة البحث والاستكشاف الجارية. وفي هذا السياق، يمكن أن تتحول منطقة شرق المتوسط إلى "محور" يمد أسواق كبرى بالغاز خاصة السوق الأوروبي الذي يسعى نحو تنويع مصادر إمداداته في إطار خططه الرامية نحو تعزيز أمنه في مجال الطاقة.

مـن هنـا تـأتي أهميـة هـذه الدراسـة فهـي تعطـي استعراضـاً وتحلـيلاً شـاملاً لأنشـطة البحـث والاستكشـاف عـن الغـاز فـي منطقـة شـرق المتوسـط ومـا أسـفرت عنـه مـن اكتشـافات خـلال العقـدين الماضـيين، بالإضـافة إلـى تقـديرات ثـروات المنطقـة غيـر المكتشـفة مـن الـنفط والغـاز. كمـا تتطـرق إلـى تـداعيات اكتشـافات الغـاز الأخيـرة فـي منطقـة شـرق المتوسـط علـى المسـتويين الإقليمـي والعـالمي، والسـيناريوهات المختلفـة لتحويـل المنطقـة إلـى محـور عـالمي للغـاز فـي المنظـور القريب والبعيد.

إن الأمانـة العامـة إذ تصـدر هـذه الدراسـة المتخصصـة، فـي إطـار سـعيها الـدؤوب نحـو رصـد وتحليـل أبـرز المتغيـرات والتطـورات فـي قطـاع الغـاز الطبيعـي بالمنطقـة، ومـا لـذلك مـن تـداعيات وانعكاسـات علـى المسـتويين الإقليمـي والدولي، لتوفر مادة ثرية للخبراء، والاختصاصين، وصانعي القرار.

والله ولي التوفيق،،،

الأمين العـام

عبـاس علي النقـي

قائمة المحتويات

الموضـــــوع	رقم الصفحة
مـقـدمة	3
قائمة المحتويات	5
قائمة الأشكال	7
قائمة الجداول	10
ملخص	13
الفصل الأول: رحلة البحث عن الغاز في منطقة شرق المتوسط	**15**
1-1: الأحواض الرسوبية في منطقة شرق المتوسط، وثرواتها الهيدروكربونية غير المكتشفة	19
1-1-1: حوضي ليفانت ودلتا النيل الرسوبيين	19
1-1-2: حوض هيرودوت الرسوبي	25
1-2: أنشطة البحث والاستكشاف قبالة سواحل جمهورية مصر العربية	27
1-2-1: لمحة تاريخية	27
1-2-2: جولات العروض التي طرحتها "إيجاس" خلال الفترة 2002-2015، وما أسفرت عنه من اكتشافات	34
1-2-3: عمليات البحث الجارية عن الغاز في المنطقة الاقتصادية الخالصة لمصر بالبحر المتوسط	44
1-3: أنشطة البحث والاستكشاف قبالة سواحل فلسطين المحتلة، وقطاع غزة	48
1-3-1: لمحة تاريخية	48
1-3-2: اكتشاف "تمار" و" ليفياثان"	50
1-3-3: الإعلان عن جولة العروض الأولى للبحث عن الغاز قبالة سواحل فلسطين المحتلة	53
1-4: أنشطة البحث والاستكشافات قبالة سواحل جمهورية قبرص	59
1-4-1: عمليات المسح السيزمي ثنائي وثلاثي الأبعاد	59
1-4-2: انطلاق جولات منح التراخيص للبحث عن الغاز قبالة سواحل قبرص	61
1-5: أنشطة البحث والاستكشاف قبالة سواحل الجمهوريّة اللبنانيّة	70
1-5-1: عمليات المسح السيزمي ثنائي وثلاثي الأبعاد	70
1-5-2: الإعلان عن جولة العروض الأولى للبحث عن الغاز قبالة سواحل لبنان	72
1-6: أنشطة البحث والاستكشاف قبالة سواحل الجمهورية العربية السورية	77
1-6-1: جولة العروض الأولى للبحث عن الغاز قبالة سواحل سوريا، عام 2007	77
1-6-2: جولة العروض الثانية للبحث عن الغاز قبالة سواحل سوريا، عام 2011	80
1-7: ملخص بعمليات البحث والاستكشاف عن الثروات البترولية في منطقة شرق المتوسط	82
الفصل الثاني: تطوير اكتشافات الغاز في دول شرق المتوسط لتلبية احتياجاتها من الطاقة	**89**
2-1: مزيج الطاقة الأولية في دول شرق المتوسط	92
2-1-1: مزيج الطاقة الأولية في دول شرق المتوسط	92
2-1-1: تطور الطلب على الطاقة الأولية في دول شرق المتوسط	93
2-2: مزيج توليد الطاقة الكهربائية في دول شرق المتوسط	96

يتبع: قائمة المحتويات

الموضـــــوع	رقم الصفحة
2-2-1: مزيج توليد الكهرباء في دول شرق المتوسط	96
2-2-2: تطور توليد الكهرباء في دول شرق المتوسط	99
2-3: خطط تطوير اكتشافات الغاز الطبيعي في دول شرق المتوسط	101
2-3-1: الغاز الطبيعي في جمهورية مصر العربية	102
2-3-1-1: طفرة إنتاج الغاز، وتنفيذ مشاريع التصدير	103
2-3-1-2: تراجع إنتاج الغاز واللجوء إلى الاستيراد	108
2-3-1-3: الإسراع بتطوير اكتشافات الغاز لتحقيق الاكتفاء الذاتي	110
2-3-1-4: الآفاق المستقبلية للغاز الطبيعي في مصر	116
2-3-2: الغاز الطبيعي في فلسطين المحتلة	118
2-3-2-1: خطط استيراد الغاز	118
2-3-2-2: تطوير اكتشافات الغاز الكبرى قبالة سواحل فلسطين المحتلة	121
2-3-3: الغاز الطبيعي في جمهورية قبرص	129
2-3-3-1: خطط استيراد الغاز	129
2-3-3-2: تطوير حقل "أفروديت"	131
2-3-4: الغاز الطبيعي في الجمهورية اللبنانية	135
2-3-4-1: خطط استيراد الغاز	135
2-3-4-2: الآفاق المستقبلية للغاز في لبنان	138
الفصل الثالث: تداعيات اكتشافات الغاز في شرق المتوسط على المستويين الإقليمي والعالمي	**143**
3-1: التعاون الإقليمي بين دول شرق المتوسط في مجال الغاز الطبيعي	146
3-1-1: التعاون بين فلسطين المحتلة والأردن في مجال الغاز	146
3-1-2: التعاون بين فلسطين المحتلة وجمهورية مصر العربية في مجال الغاز	148
3-1-3: التعاون بين وجمهورية مصر العربية وجمهورية قبرص في مجال الغاز	152
3-2: أهمية الغاز الطبيعي في منظومة الطاقة الأوروبية	154
3-2-1: مزيج الطاقة الأولية في السوق الأوروبي	154
3-2-2: مصادر إمدادات الغاز الطبيعي في أوروبا	158
3-3: غاز شرق المتوسط كمصدر محتمل لإمدادات الغاز لأوروبا	166
3-3-1: سياسة تنويع مصدر إمدادات الغاز لتحقيق أمن الطاقة لأوروبا	166
3-3-2: سيناريوهات تصدير الغاز من منطقة شرق المتوسط إلى أوروبا	170
3-3-2-1 :الاستيراد مباشرة من فلسطين المحتلة بواسطة ناقلات الغاز الطبيعي المسال	171
3-3-2-2 :إنشاء خط أنابيب يربط فلسطين المحتلة بقبرص ويمر عبر اليونان ومنها إلى أوروبا	171
3-3-2-3: استغلال البنية الأساسية المتاحة لدى مصر لتصدير الغاز إلى أوروبا	175
الخلاصة والاستنتاجات	179
المراجع	185

قائمة الأشكال

الشكل	رقم الصفحة
الفصل الأول	
الشكل 1-1: الأحواض الرسوبية في منطقة شرق المتوسط (البرية والبحرية)	20
الشكل 1-2: المكامن الهيدروكربونية في حوض ليفانت الرسوبي في شرق البحر المتوسط	21
الشكل 1-3: حوض دلتا النيل الرسوبي في شرق البحر المتوسط	23
الشكل 1-4: المنطقة الغربية من شرق البحر المتوسط والتي تضم حوض هيرودوت الرسوبي	25
الشكل 1-5: حوض هيرودوت الرسوبي في القسم الغربي من شرق البحر المتوسط	26
الشكل 1-6: توزيع احتياطيات مصر المؤكدة من الغاز الطبيعي حسب المنطقة (عام 2013)	27
الشكل 1-7: القطاعات البحرية المطروحة ضمن جولة التراخيص الأولى لعام 1998	28
الشكل 1-8: حقول الغاز المكتشفة في منطقة "شمال الإسكندرية"، ومنطقة "غرب البحر المتوسط مياه عميقة"	33
الشكل 1-8: القطاعات المطروحة والعروض المقبولة في المزايدة العالمية لشركة "إيجاس" لعام 2012	36
الشكل 1-9: القطاعات المطروحة، والعروض المقبولة في المزايدة العالمية لشركة "إيجاس" عام 2013	37
الشكل 1-10: القطاعات المطروحة والعروض المقبولة في المزايدة العالمية لشركة "إيجاس" لعام 2015	38
الشكل 1-11: اكتشافات الغاز في منطقة "شمال دمياط البحرية" التابعة لشركة BP البريطانية قبالة السواحل المصرية	39
الشكل 1-12: موقع "ظهر" في منطقة شروق البحرية بالمنطقة الاقتصادية الخالصة لمصر	41
الشكل 1-13: حقل "ظهر" الذي تم اكتشافه في منطقة شروق قبالة السواحل المصرية	42
الشكل 1-14: مشروع المسح السيزمي الإقليمي ثنائي وثلاثي الأبعاد بالمنطقة المفتوحة في القسم الغربي من البحر المتوسط قبالة السواحل المصرية	46
الشكل 1-15: القطاعات البحرية التي لازالت قيد البحث في شرق المتوسط ضمن المنطقة الاقتصادية الخالصة لمصر بعد مزايدات شركة "إيجاس" لأعوام 2008، 2012، 2013، 2015	47
الشكل 1-16: اكتشاف "غزة مارين" الذي حققته شركة BG البريطانية قبالة سواحل قطاع غزة عام 2000	49
الشكل 1-17: اكتشافات الغاز قبالة سواحل فلسطين المحتلة وقطاع غزة	51
الشكل 1-18: خريطة تقسيم المنطقة الاقتصادية الخالصة لفلسطين المحتلة إلى 69 قطاعاً لفتحها أمام عمليات البحث والاستكشاف	55
الشكل 1-19:: مناطق الامتياز والتطوير قبالة سواحل فلسطين المحتلة	58
الشكل 1-20: نشاط المسح السيزمي ثنائي وثلاثي الأبعاد في المنطقة الاقتصادية الخالصة لقبرص خلال الفترة 2006-2008	60
الشكل 1-21: اكتشاف "أفروديت" في القطاع-12 ضمن المنطقة الاقتصادية الخالصة لقبرص	63

الشكل 1-22: اكتشاف "أونيسيفوراس" في القطاع-10 بالمياه الاقتصادية الخالصة لقبرص	66
الشكل 1-23: عمليات المسح السيزمي ثنائي الأبعاد التي تفذتها ثلاث شركات أوروبية في المنطقة الاقتصادية الخالصة للبنان	71
الشكل 1-24: نشاط المسح السيزمي ثلاثي الأبعاد في المنطقة الاقتصادية الخالصة للبنان	**72**
الشكل 1-25: تقسيم المياه البحرية اللبنانية إلى عشرة مناطق بحرية أمام عمليات البحث	73
الشكل 1-26: القطاعات المطروحة في جولة العروض الأولى (2007) في المنطقة الاقتصادية الخالصة لسوريا	78
الشكل 1- 27: القطاعات المطروحة في جولة العروض الثانية (2011) للبحث عن الغاز قبالة السواحل السورية	80
الشكل 1-28: القطاعات البحرية التي تجرى بها عمليات البحث والاستكشاف في شرق المتوسط، مطلع عام 2018	85
الشكل 1-29: توزيع المساحة الإجمالية (كم2) للقطاعات التي تجرى بها عمليات البحث والاستكشاف في شرق المتوسط، مطلع عام 2018	86
الفصل الثاني	
الشكل 2-1: مزيج الطاقة الأولية في دول شرق المتوسط عام 2017	93
الشكل 2-2: تطور الطلب على الطاقة الأولية في دول منطقة شرق المتوسط خلال الفترة 2006-2016	95
الشكل 2-3: استهلاك الغاز الطبيعي في دول شرق المتوسط، عام 2017	96
الشكل 2-4: مزيج توليد الطاقة الكهربائية في دول شرق المتوسط عام 2017	97
الشكل 2-5: القدرات المركبة لتوليد الكهرباء في دول منطقة شرق المتوسط، عام 2017	98
الشكل 2-6: الطاقة الكهربائية المنتجة في دول شرق المتوسط عامي 2007 و 2017	100
الشكل 2-7: معدل النمو السنوي المركب لتوليد الكهرباء في دول شرق المتوسط خلال الفترة 2007-2017	100
الشكل 2-8: تقسيم التطورات التي شهدها قطاع الغاز الطبيعي في مصر منذ عام 2000	103
الشكل 2-9: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في مصر خلال الفترة من 2000/1999 وحتى 2011/2010	104
الشكل 2-10: تطور صادرات الغاز من مصر عبر خط الغاز العربي	105
الشكل 2-11: تطور صادرات الغاز الطبيعي من مصر إلى فلسطين المحتلة عبر الخط البحري	106
الشكل 2-12: تطور صادرات مصر من الغاز الطبيعي المسال خلال الفترة 2005-2017	108
الشكل 2-13: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في مصر خلال الفترة 2010-2017	109
الشكل 2-14: مرفأي استقبال الغاز الطبيعي المسال في ميناء السخنة بمصر	110
الشكل 2-15: مشروع تطوير غرب دلتا النيل(WND)	112
الشكل 2-16: خطة تطوير حقل "ظهر" العملاق	114
الشكل 2-17: الإنتاج التراكمي المتوقع من حقل "ظهر" العملاق حتى عام 2047	115
الشكل 2-18: تطور واردات مصر من الغاز الطبيعي المسال وتوقعاتها المستقبلية	117
الشكل 2-19: توقعات نمو الطلب على الغاز في مصر، وفق القطاعات المستهلكة خلال الفترة (2018-2040)	118
الشكل 2-20: تطورات واردات فلسطين المحتلة من الغاز من مصر (غاز شرق المتوسط)، وواردات الغاز الطبيعي المسال	120
الشكل 2-21: المرفأ العائم Excellence الواقع على بعد 10 كم قبالة سواحل فلسطين المحتلة	120
الشكل 2-22: مشروع تطوير حقل "تمار" قبالة سواحل فلسطين المحتلة	124

الشكل 2-23: تطور إنتاج الغاز الطبيعي من حقل "تمار" قبالة سواحل فلسطين المحتلة	125
الشكل 2-24: تطور استهلاك الغاز في فلسطين المحتلة	126
الشكل 2-25: مشروع تطوير حقل" ليفياثان" قبالة سواحل فلسطين المحتلة	128
الشكل 2-26: منصة الإنتاج في مشروع تطوير حقل "ليفياثان" قبالة سواحل فلسطين المحتلة	128
الشكل 2-27: مشروع تطوير حقل" أفروديت" قبالة سواحل قبرص باستخدام منصة إنتاج وتخزين عائمة	133
الشكل 2-28: توقعات الطلب على الغاز الطبيعي في قبرص حتى عام 2039	134
الشكل 2-29: إجمالي صادرات الغاز المصري إلى لبنان عبر خط الغاز العربي	136
الشكل 2-30: مشروع خط الغاز الساحلي، والمرفأ العائم في لبنان	137
الشكل 2-31: الفجوة بين الإمداد والطلب على الكهرباء في لبنان	138
الشكل 2-32: مشاريع خطوط أنابيب نقل الغاز بين محطات الكهرباء الساحلية في لبنان	139
الشكل 2-33: تصور مبدئي لخطة تطوير الغاز المحتمل اكتشافه قبالة سواحل لبنان	141
الشكل 2-34: خيارات تصدير الغاز الطبيعي المحتمل إنتاجه مستقبلا في لبنان	142
الفصل الثالث	
الشكل 3-1: توزيع مبيعات الغاز من حقل "تمار" عام 2017	147
الشكل 3-2: خيارات تصدير الغاز من حقول " تمار" و " ليفياثان" إلى الأسواق الإقليمية	149
الشكل 3-3: مزيج الطاقة الأولية في أوروبا عام 2017	155
الشكل 3-4: تطور الطلب على الغاز الطبيعي في أوروبا	156
الشكل 3-5: تطور توليد الكهرباء في أوروبا باستخدام الفحم والغاز الطبيعية خلال الفترة 2014-2016	157
الشكل 3-6: الاستهلاك القطاعي من الغاز الطبيعي في الاتحاد الأوروبي عام 2016	158
الشكل 3-7: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في أوروبا خلال الفترة 2007-2017	159
الشكل 3-8: توزيع إنتاج الغاز الطبيعي في أوروبا عامي 2012 و2017	160
الشكل 3-9: خطوط تصدير الغاز الطبيعي من روسيا إلى أوروبا	161
الشكل 3-10: خطوط تصدير الغاز الطبيعي من المنطقة العربية إلى أوروبا	162
الشكل 3-11: مرافئ استقبال الغاز الطبيعي المسال في أوروبا	163
الشكل 3-12: طاقة التغويز الحالية والمستقبلية لمرافئ استقبال الغاز الطبيعي المسال في أوروبا	164
الشكل 3-13: مصدر إمدادات الغاز الطبيعي في أوروبا عام 2017	165
الشكل 3-14: مشاريع ربط شبكات نقل الغاز في منطقة البلطيق	168
الشكل 3-15: توقعات إنتاج واستهلاك وواردات الغاز الطبيعي في أوروبا حتى عام 2035	169
الشكل 3-16: كميات الغاز المتاحة للتصدير من منطقة شرق المتوسط حتى عام 2040	170
الشكل 3-17: المسار المقترح لخط أنابيب شرق المتوسط حسب دراسة الجدوى الممولة من الاتحاد الأوروبي	172
الشكل 3-18: مسار خط أنابيب غاز شرق المتوسط المقترح تنفيذه لنقل الغاز من حقول شرق المتوسط إلى اليونان ومنها إلى إيطاليا	173
الشكل 3-19: أعماق المياه على طول مسار خط أنابيب غاز شرق المتوسط المقترح تنفيذه لنقل الغاز من حقول شرق المتوسط إلى اليونان ومنها إلى إيطاليا	174
الشكل 3-20: السيناريوهات الممكنة لاستغلال مجمعات الإسالة في مصر لتصدير الغاز إلى أوروبا	175

قائمة الجداول

الجدول	رقم الصفحة
الفصل الأول	
الجدول 1-1: متوسط تقديرات المصادر الهيدركربونية غير المكتشفة والقابلة للاستخراج فنياً في حوض ليفانت الرسوبي في شرق البحر المتوسط	22
الجدول 1-2: متوسط تقديرات المصادر الهيدركربونية غير المكتشفة والقابلة للاستخراج فنياً في حوض دلتا النيل الرسوبي في شرق البحر المتوسط	24
الجدول 1-3: متوسط حجم المصادر الهيدركربونية غير المكتشفة والقابلة للاستخراج فنياً	24
الجدول 1-4: ملامح الاتفاقية الموقعة مع شركة Shell في منطقة المياه العميقة بشمال شرق المتوسط (NEMED)، عام 1999	30
الجدول 1-5: الأبار الاستكشافية والتقييمية التي نفذتها Shell في منطقة المياه العميقة بشمال شرق المتوسط "NEMED"	31
الجدول 1-6: ملخص جولات العروض التي أعلنتها شركة "إيجاس" للبحث عن النفط والغاز في البحر المتوسط ودلتا النيل منذ عام 2002	34
الجدول 1-7: أبرز اكتشافات الغاز الطبيعي ضمن حدود المنطقة الاقتصادية الخالصة لمصر	43
الجدول 1-8: القطاعات البحرية التي تجرى بها أنشطة البحث ضمن المياه الاقتصادية الخالصة لمصر بعد المزايدات العالمية لشركة "إيجاس" لأعوام 2008، 2012، 2013، 2015	45
الجدول 1-9: السمات الرئيسية لاكتشاف "تمار" و"ليفياثان" قبالة سواحل فلسطين المحتلة	51
الجدول 1-10: اكتشافات الغاز قبالة سواحل فلسطين المحتلة وقطاع غزة	53
الجدول 1-11: القطاعات المطروحة في جولة العروض الأولى في المنطقة الاقتصادية الخالصة لفلسطين المحتلة	55
الجدول 1-12: القطاعات الجاري بها عمليات البحث عن النفط والغاز قبالة سواحل فلسطين المحتلة، مطلع عام 2018	58
الجدول 1-13: تقسيم المنطقة البحرية الواقعة جنوب قبرص إلى 13 قطاعاً	61
الجدول 1-14: القطاعات الجاري بها عمليات البحث والتطوير في المنطقة الاقتصادية الخالصة لقبرص، مطلع عام 2018	68
الجدول 1-15: القطاعات المطروحة في جولة العروض الأولى (2017) في المنطقة الاقتصادية الخالصة للبنان	74
الجدول 1-16: القطاعات الجاري بها عمليات البحث عن النفط والغاز في المنطقة الاقتصادية الخالصة للبنان، مطلع عام 2018	76
الجدول 1-17: أبرز اكتشافات الغاز التجارية في منطقة شرق المتوسط 2018	84
الجدول 1-18: ملخص بالقطاعات البحرية النشطة والمفتوحة في منطقة شرق المتوسط، عام 2018	87
الفصل الثاني	
الجدول 2-1: مجمعي إسالة الغاز الطبيعي في مصر	107

الجدول 2-2: اتفاقيات بيع الغاز من حقل "تمار" إلى المستهلكين في السوق المحلي بفلسطين المحتلة	122
الجدول 2-3: اتفاقيات بيع الغاز من حقل "ليفياثان" إلى المستهلكين بالسوق المحلي بفلسطين المحتلة	129
الفصل الثالث	
الجدول 3-1: اتفاقيات تصدير الغاز من حقلي " تمار" و" ليفياثان" إلى الأردن	148
الجدول 3-2: اتفاقيات تصدير الغاز من حقلي " تمار" و" ليفياثان" إلى مصر	152
الخلاصة والاستنتاجات	
الجدول-1: أبرز اكتشافات الغاز التجارية في منطقة شرق المتوسط	180
الجدول-2: اتفاقيات تصدير غاز شرق المتوسط إلى الأسواق الإقليمية	183

ملخص

تهدف الدراسة إلى استعراض اكتشافات الغاز الطبيعي في منطقة شرق المتوسط خلال العقدين الماضيين، والتي تأتي في سياق متصل يبرهن على أن منطقة شرق المتوسط بمثابة مقاطعة غنية بالغاز. كما تتطرق الدراسة إلى إمكانية تحويل منطقة شرق المتوسط إلى محور للطاقة يساهم في تلبية الطلب على الغاز على المستويين الإقليمي والدولي.

تقع الدراسة في ثلاثة فصول، يتناول **الفصل الأول** الأحواض الرسوبية في منطقة شرق المتوسط، ومتوسط تقديرات ثرواتها الهيدروكربونية غير المكتشفة. كما يستعرض الفصل أنشطة البحث والاستكشاف في منطقة شرق المتوسط، والشركات العالمية القائمة بها، وما أسفرت عنه من اكتشافات.

بينما يتناول **الفصل الثاني** خطط تطوير الحقول المكتشفة حديثا في منطقة شرق المتوسط، وبرامجها الزمنية المعلنة، وكيف تساهم في تلبية الطلب على الغاز في دول المنطقة.

أما **الفصل الثالث**، فيتناول تداعيات اكتشافات الغاز في منطقة شرق المتوسط على المستويين الإقليمي والعالمي، وهل يمكن تحويلها مستقبلاً إلى محور للغاز يساهم في تلبية احتياجات أوروبا المستقبلية منه، ودعم تنويع إمداداتها والسيناريوهات المحتملة لذلك.

الفصل الأول

رحلة البحث عن الغاز في منطقة شرق المتوسط

1-1: الأحواض الرسوبية في منطقة شرق المتوسط، وثرواتها الهيدروكربونية غير المكتشفة

2-1: أنشطة البحث والاستكشاف قبالة سواحل جمهورية مصر العربية

3-1: أنشطة البحث والاستكشاف قبالة سواحل فلسطين المحتلة، وقطاع غزة

4-1: أنشطة البحث والاستكشافات قبالة سواحل قبرص

5-1: أنشطة البحث والاستكشاف قبالة سواحل الجمهوريّة اللبنانيّة

6-1: أنشطة البحث والاستكشاف قبالة سواحل الجمهورية العربية السورية

7-1: ملخص بعمليات البحث والاستكشاف عن الثروات البترولية في منطقة شرق المتوسط

الفصل الأول

رحلة البحث عن الغاز في منطقة شرق المتوسط

تطل عدد من البلدان العربية وغير العربية على منطقة شرق البحر الأبيض المتوسط، حيث يحدها من ناحية الجنوب والجنوب الشرقي كل من مصر وقطاع غزة، ومن الشرق كل من فلسطين المحتلة ولبنان وسوريا، ومن الشمال كل من تركيا وجزيرة قبرص، وصولاً إلى اليونان في أقصى الشمال الغربي.

وقد بدأت أولى محاولات البحث عن الثروات البترولية في منطقة شرق البحر المتوسط بإعداد دراسات جيوفيزيقية وجيولوجية منذ أكثر من أربعة عقود. حيث بدأت أولى عمليات البحث قبالة سواحل فلسطين المحتلة في نهاية ستينيات القرن الماضي. كما جرت أولى عمليات المسح السيزمي في المياه القبرصية خلال فترة السبعينيات، والتي أجرتها آنذاك شركات كندية. وقد أسفرت نتائج الدراسات الجيولوجية، ونتائج عمليات المسح السيزمى الأولية، عن احتمالية وجود مكامن بترولية غير مكتشفة في شرق المتوسط.

ولقد كان اكتشاف "غزة مارين" والذي اكتشفته شركة BG البريطانية قبالة سواحل قطاع غزة عام 1999، من أولى الشواهد التي برهنت على وجود ثروات بترولية غير مكتشفة في منطقة شرق المتوسط.

وأعقب ذلك تحقيق عدة اكتشافات قبالة سواحل فلسطين المحتلة خلال الفترة 1999-2003، إلا أنها كانت متواضعة حيث لم تتجاوز احتياطياتها من الغاز 1-1.5 تريليون قدم مكعب.

بيد أن المشهد شهد منعطفاً جديداً مع تحقيق اكتشافات كبرى للغاز مثل "تمار" Tamar عام 2009، واكتشاف "ليفياثان" Leviathan عام 2010 قبالة سواحل فلسطين المحتلة، ثم اكتشاف "أفروديت" Aphrodite قبالة سواحل قبرص عام 2011، وتقع هذه الاكتشافات على مقربة من بعضها البعض في حوض ليفانت الرسوبي الذي يمتد على طول الساحل الشرقي للبحر الأبيض المتوسط.

ولقد شجعت هذه الاكتشافات المتتالية دول المنطقة ومنها جمهورية مصر العربية على طرح مزايدات عالمية جديدة لمنح تراخيص لشركات النفط والغاز العالمية لتكثيف أنشطة البحث عن الغاز في منطقة شرق المتوسط ضمن حدود مياهها الاقتصادية. ويعد اكتشاف " ظهر" الذي تم الإعلان عنه في آب/أغسطس 2015 بواسطة شركة Eni الإيطالية، ويقع في قطاع شروق البحري بالمنطقة الاقتصادية الخالصة[1](EEZ) لمصر، أولى ثمار هذه الأنشطة المتزايدة، وقد جاء ليدشن مرحلة جديدة في رحلة البحث عن الغاز في منطقة شرق المتوسط. فالاكتشاف الجديد يضم مخزون جيولوجي محتمل من الغاز يقدر بنحو 30 تريليون قدم مكعب. وهو ما يجعل منه الاكتشاف الأكبر في منطقة المتوسط ككل، بل وأحد أكبر الاكتشافات على مستوى العالم خلال السنوات العشر الأخيرة.

وبالتالي، فإن الاكتشافات الغازية المتتالية التي تحققت منذ عام 1999 تأتي ضمن سياق متصل يبرهن على أن منطقة شرق المتوسط غنية بالثروات البترولية وبخاصة الغاز الطبيعي، الأمر الذي من المتوقع أن يغير سيناريو الطاقة في دول المنطقة، وينبئ بإمكانية تحويلها إلى محور إقليمي-وربما عالمي-للطاقة.

---

[1] المنطقة الاقتصادية الخالصة (Exclusive Economic Zone, EEZ):
عرفتها اتفاقية الأمم المتحدة لقانون البحار لعام 1982 بأنها منطقة واقعة وراء البحر الإقليمي وملاصقة له، يحكمها النظام القانوني المميز المقر في هذا الجزء وبموجبه تخضع حقوق الدول الساحلية وولايتها وحقوق الدول الاخرى وحريتها للأحكام ذات الصلة من هذه الاتفاقية. والمنطقة الاقتصادية الخالصة لا تمتد إلى أكثر من 200 ميلاً بحرياً من خطوط الأساس التي يقاس منها عرض البحر الإقليمي.
وقد حددت نفس الاتفاقية حقوق الدولة الساحلية في المنطقة الاقتصادية الخالصة ومنها حقوق سيادية لغرض استكشاف واستغلال الموارد الطبيعية، الحية منها وغير الحية، للمياه التي تعلو قاع البحر ولقاع البحر وباطن أرضه وحفظ هذه الموارد وإدارتها، وكذلك فيما يتعلق بالأنشطة الأخرى للاستكشاف والاستغلال الاقتصاديين للمنطقة، كإنتاج الطاقة من المياه والتيارات والرياح.

1-1: الأحواض الرسوبية في منطقة شرق البحر المتوسط، وثرواتها الهيدروكربونية غير المكتشفة

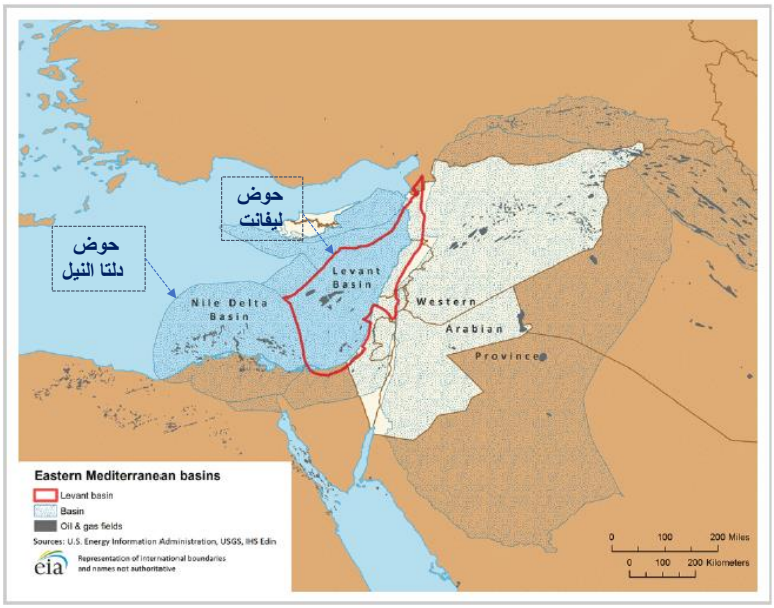
1-1-1: حوضي ليفانت ودلتا النيل الرسوبيين

تضم منطقة شرق البحر المتوسط (البرية والبحرية) ثمانية أحواض رسوبية من بينها **حوض دلتا النيل** (Nile Delta Basin) الذي يمتد القسم الأكبر منه أسفل المياه المصرية ويضم أهم حقول الغاز المنتجة والتي تساهم بأكثر من 70% من إنتاج مصر من الغاز، أما القسم الصغير المتبقي فيقع ضمن المياه القبرصية. كما تضم منطقة شرق المتوسط، **حوض الشرق أو ليفانت** (Levant Basin) والذي يمتد على طول الساحل الشرقي للبحر الأبيض المتوسط من شمال مصر مروراً قبالة سواحل قطاع غزة وفلسطين المحتلة، ولبنان، وسوريا، وقبرص حتى يصل إلى تركيا. كما يضم الجزء البري من المنطقة عدة أحواض رسوبية تمتد في كل من الأردن، وسوريا، ولبنان، والعراق، والسعودية وصولاً إلى تركيا كما يبين الشكل 1-1.

ونظراً لأهمية منطقة شرق المتوسط البحرية التي تضم حوضي ليفانت ودلتا النيل، واحتمالية احتواءها على ثروات نفطية وغازية كبيرة غير مكتشفة، أصدرت هيئة المسح الجيولوجي الأمريكية (USGS) تقريرين منفصلين في عام 2010، ضمن برنامجها الموجَه نحو تقييم الأحواض الرسوبية ذات الأولوية حول العالم، وذلك لتقدير مصادر النفط والغاز، وسوائل الغاز الطبيعي غير المكتشفة في حوضي ليفانت ودلتا النيل، واللذان يمتدان معاً على مساحة قدرها 333,000 كم^2 في شرق البحر الأبيض المتوسط[2].

[2] يمتد حوض ليفانت الرسوبي على مساحة 83,000 كم^2، بينما يمتد حوض دلتا النيل الرسوبي على مساحة 250,000 كم^2

الشكل 1-1: الأحواض الرسوبية في منطقة شرق المتوسط (البرية والبحرية)



المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية، EIA

واستناداً إلى تقرير هيئة المسح الجيولوجي الأمريكية[3]، يضم حوض ليفانت ثلاثة مناطق (من الناحية الجيولوجية) هي مكامن العصر الجليدي (Plio-Pliestocene Resevoirs) والتي تضم ثمانية حقول للغاز، ومكامن ليفانت الهامشية أو الواقعة على الحافة من الحوض (Levant Margin Resevoirs) التي تضم أربعة حقول نفطية وغازية، ومكامن ليفانت أسفل طبقة الملح (Levant Sub Salt Reservoirs) وهي تضم اكتشافين للغاز (تمار، داتيل) كما هو موضح بالشكل 1-2، والحوض يمتد على مساحة 83,000 كم^2 من مياه البحر المتوسط.

[3] USGS; "Assessment of Undiscovered oil and Gas Resources of the Levant Basin Province East Mediterranean"; Fact Sheet 2010-3014, March 2010.

وعلى هذا الأساس، واستناداً إلى البيانات الجيولوجية المتاحة، وبيانات آبار النفط والغاز التي تم حفرها في الحوض، قدرت هيئة المسح الجيولوجي الأمريكية متوسط حجم المصادر الهيدركربونية غير المكتشفة والقابلة للاستخراج فنياً في الحوض بحوالي 1.7 مليار برميل من النفط، ونحو 122 تريليون قدم مكعب من الغاز، بالإضافة إلى 3 مليار برميل من سوائل الغاز الطبيعي موزعة على المناطق الثلاثة كما يبين الجدول 1-1.

الشكل 1-2: المكامن الهيدروكربونية في حوض ليفانت الرسوبي في شرق البحر المتوسط

المصدر: هيئة المسح الجيولوجي الأمريكية ، USGS

الجدول 1-1: متوسط تقديرات المصادر الهيدركربونية غير المكتشفة والقابلة للاستخراج فنياً في حوض ليفانت الرسوبي في شرق البحر المتوسط

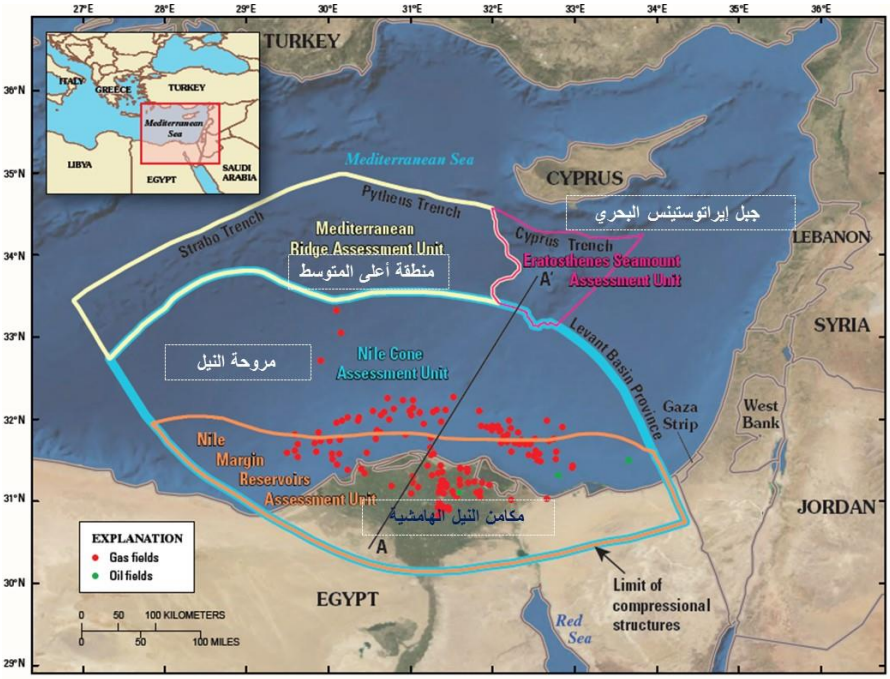
المكمن	النفط	الغاز	سوائل الغاز الطبيعي
	مليون برميل	تريليون قدم^3	مليون برميل
مكامن ليفانت الهامشية "Levant Margin Reservoirs"	857	6.2	182
مكامن ليفانت أسفل طبقة الملح "Levant Sub Salt Reservoirs"	548	81.4	2,533
مكامن العصر الجليدي "Plio-Pliestocene Reservoirs"	284	34.7	360
متوسط تقديرات المصادر الهيدركربونية غير المكتشفة	**1,689**	**122.4**	**3,075**

المصدر: هيئة المسح الجيولوجي الأمريكية ، USGS

أما حوض دلتا النيل فيمتد على مساحة شاسعة تبلغ نحو 250,000 كم^2، أي ما يعادل ثلاثة أضعاف مساحة حوض ليفانت الرسوبي. ويمكن تقسيم حوض دلتا النيل إلى أربعة مناطق (من الناحية الجيولوجية) كما تبين الخريطة 1-3، تشمل كل من مكامن النيل الهامشية أو الواقعة على حافة الحوض (Nile Margin Resevoirs)، والمكامن الواقعة في وسط الحوض "مروحة النيل" (Nile Cone Resevoirs) ، ومنطقتي المياه العميقة بالبحر المتوسط (أعلى المتوسط) (Mediterranean Ridge)، وجبل إيراتوستينس البحري (Eratosthenes Seamount)، ويقع كل منهما في شمال منطقة مروحة النيل[4].

[4] USGS;" assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Nile Delta Basin Province, East Mediterranean"; Fact Sheet 2010-3027, May 2010.

الشكل 1-3: حوض دلتا النيل الرسوبي في شرق البحر المتوسط



المصدر: هيئة المسح الجيولوجي الأمريكية ، USGS

وعلى هذا الأساس، واستناداً إلى البيانات الجيولوجية المتاحة، وبيانات آبار النفط والغاز التي تم حفرها في الحوض، قدرت هيئة المسح الجيولوجي الأمريكية متوسط حجم المصادر الهيدركربونية غير المكتشفة والقابلة للاستخراج فنياً في منطقي النيل الهامشية ومروحة النيل معاً بحوالي 1.76 مليار برميل من النفط، ونحو 223.2 تريليون قدم مكعب من الغاز، بالإضافة إلى 5.97 مليار برميل من سوائل الغاز الطبيعي، بينما لم يتم تقييم منطقتي جبل إيراتوستينس البحري، وأعلى المتوسط كما يبين الجدول 1-2.

الجدول 1-2: متوسط تقديرات المصادر الهيدركربونية غير المكتشفة والقابلة للاستخراج فنياً في حوض دلتا النيل الرسوبي في شرق البحر المتوسط

المنطقة	النفط	الغاز	سوائل الغاز الطبيعي
	مليون برميل	تريليون قدم^3	مليون برميل
مكـامن النيـل الهامشية "Nile Margin Reservoirs"	1,288	4	112
مروحة النيل "Nile Cone"	475	219	5,862
جبل إيراتوستينس البحري "Eratosthenes Seamount"	لم يتم التقييم		
أعلى المتوسط "Mediterranean Ridge"	لم يتم التقييم		
متوسط تقديرات المصادر الهيدركربونية غير المكتشفة	**1,763**	**223.2**	**5,974**

المصدر: هيئة المسح الجيولوجي الأمريكية ، USGS

وبالتالي، يكون إجمالي متوسط المصادر الهيدركربونية غير المكتشفة والقابلة للاستخراج فنياً في حوضي ليفانت ودلتا النيل في شرق المتوسط حوالي 346 تريليون قدم مكعب من الغاز الطبيعي، ونحو 3.5 مليار برميل من النفط، بالإضافة إلى 9 مليار برميل من سوائل الغاز الطبيعي كما يوضح الجدول 1-3.

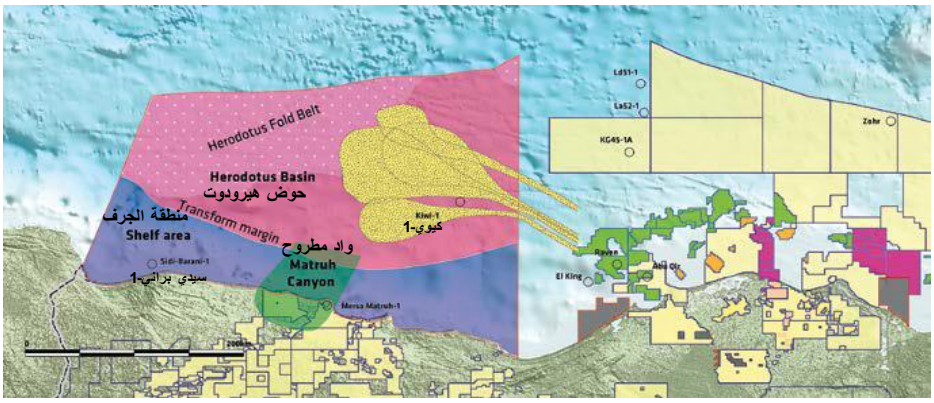
الجدول 1-3: متوسط حجم المصادر الهيدركربونية غير المكتشفة والقابلة للاستخراج فنياً في حوضي ليفانت ودلتا النيل شرق المتوسط

الحوض	النفط	الغاز	سوائل الغاز الطبيعي
	مليون برميل	تريليون قدم^3	مليون برميل
حوض ليفانت "Levant Basin Province"	1,689	122.4	3,075
حوض دلتا النيل "Nile Delta Basin Province"	1,763	223.2	5,974
متوسط تقديرات المصادر الهيدركربونية غير المكتشفة	**3,452**	**345.6**	**9,049**

1-1-2: حوض هيرودوت الرسوبي

تعد المنطقة المفتوحة في القسم الغربي من شرق المتوسط من المناطق التي يعتقد أنها تحتوي أيضاً على مكامن بترولية غير مكتشفة إلى جانب حوضي ليفانت ودلتا النيل الرسوبيين. وهي منطقة بكر لم تشهد أية اكتشافات سابقة، حيث لم يتم حفر سوى بئرين استكشافيين في نطاق المياه الاقتصادية المصرية هما كيوي-1 (2010)، وسيدي براني (1976)، وجاءت النتائج آبار جافة (Dry Holes). وتضم المنطقة ثلاثة أنظمة جيولوجية (Geological Domains) هي: واد مطروح (Matruh Canyon)، ومنطقة الجرف (Shelf Zone)، وحوض هيرودوت (Herodotus Basin). يبين الشكل 1-4، المنطقة الغربية من شرق البحر المتوسط، وموقع البئرين الاستكشافيين قبالة السواحل المصرية.

الشكل 1-4: المنطقة الغربية من شرق البحر المتوسط والتي تضم حوض هيرودوت الرسوبي



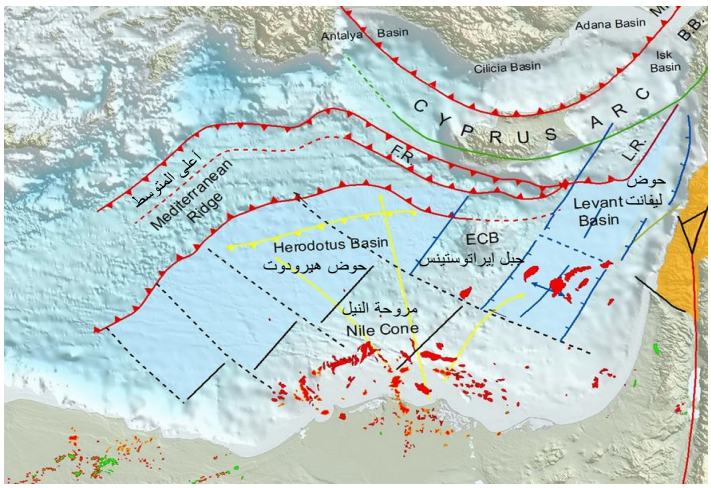
المصدر: PGS[5]

ويعد حوض هيرودوت الرسوبي الذي يمتد على مساحة 113,000 كم^2 أسفل المياه الاقتصادية الخالصة لكل من مصر، وقبرص، واليونان، الأكبر والأهم بين هذه الأنظمة الثلاثة، بسبب ما يحتويه من تراكيب جيولوجية قد تشكل مكامن محتملة للنفط

[5] Øystein Lie, PGS;" Egypt's West Mediterranean Sea: A New Opportunity"; London, October 2010.

والغاز. ويحد حوض هيرودوت من الشرق "حوض ليفانت" (جبل إيراتوستينس البحري)، ومن الجنوب الشرقي "حوض دلتا النيل"، بينما يحده من الجنوب منطقة "الجرف"، ومن الشمال "منطقة قمة/أعلى المتوسط" كما هو مبين بالشكل 1-5؛ وهو يقع في مياه يتراوح عمقها بين 1,000 و 3,000 متر. وقد توصلت إحدى الدراسات الحديثة التي اعتمدت على تحليل الحوض من الناحية الجيولوجية، وبيانات المسح السيزمي المتاحة، والتراكيب الجيولوجية المجاورة، والمقارنة مع أحواض مشابهة، إلى أن الحوض يحتوي على مالا يقل عن 122 تريليون قدم مكعب من الغاز[6]، إلا أن ذلك يظل مرهوناً بإجراء عمليات بحث واستكشاف من جانب الشركات المتخصصة، وما ستسفر عنه نتائج الحفر الاستكشافي. وإذا صدقت صحة هذه التقديرات، سيرتفع متوسط تقديرات مصادر الغاز غير المكتشفة في منطقة شرق المتوسط بقسميها الشرقي والغربي إلى 468 تريليون قدم مكعب.

الشكل 1-5: حوض هيرودوت الرسوبي في القسم الغربي من شرق البحر المتوسط



المصدر: Universita Degli Studi Di Trieste

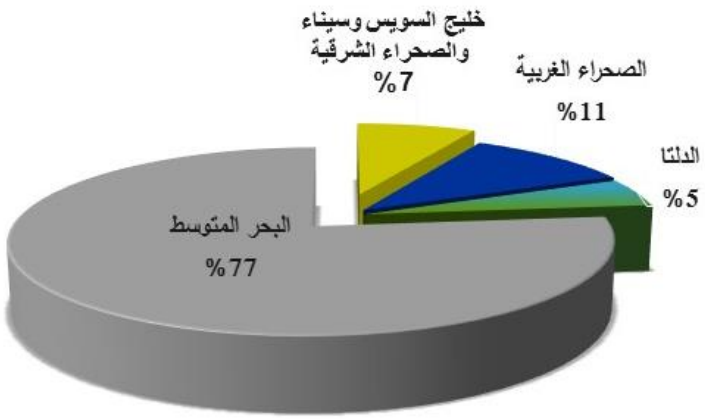
[6] Elia, C., Konstantopoulos, P., Maravelis, A., & Zelilidis, A. (2016). The tectono-stratigraphic evolution of Eastern Mediterranean with emphasis on Herodotus Basin prospectivity for the development of hydrocarbon fields. Bulletin of the Geological Society of Greece, 47(4), 1970-1979.

1-2: أنشطة البحث والاستكشاف قبالة سواحل جمهورية مصر العربية

1-2-1: لمحة تاريخية

تعد مصر أولى دول شرق المتوسط في إجراء عمليات للبحث عن الغاز في منطقة البحر المتوسط، وذلك عبر طرح عدة جولات عروض عالمية منذ نهاية تسعينيات القرن الماضي. حيث نجحت مصر بالتعاون مع شركات البترول العالمية مثل BP البريطانية و ENI الإيطالية وغيرهم في تحقيق اكتشافات عدة ساهمت في تحقيق قفزة كبيرة لقطاع الغاز الطبيعي. وبفضل هذه الاكتشافات المتوالية، أصبحت منطقة البحر المتوسط تشكل النصيب الأكبر من احتياطيات مصر من الغاز بنسبة 77%، بينما تتوزع الاحتياطيات المتبقية على الصحراء الغربية (11%)، وخليج السويس، وسيناء، والصحراء الشرقية (7%)، والدلتا (5%) كما يبين الشكل 1-6.

الشكل 1-6: توزيع احتياطيات مصر المؤكدة من الغاز الطبيعي حسب المنطقة (عام 2013)

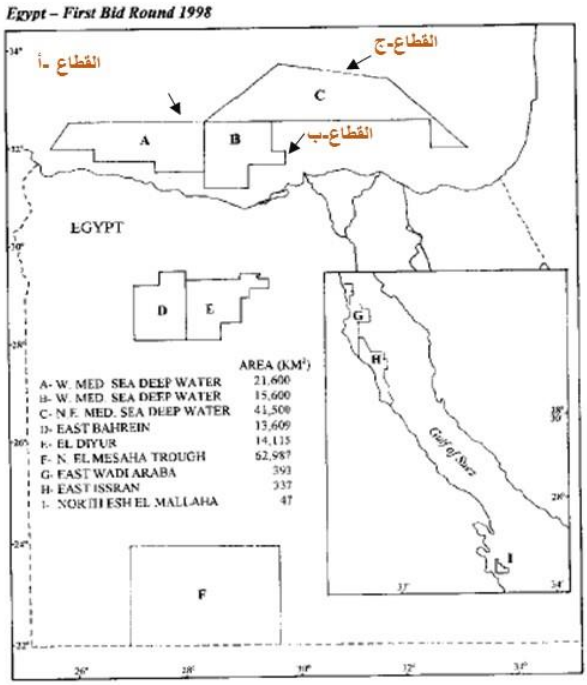


المصدر: الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية "إيجاس"[7]

[7] أوابك، ورقة جمهورية مصر العربية المقدمة إلى الاجتماع الثالث عشر للخبراء حول بحث إمكانيات التعاون في مجال استثمار الغاز الطبيعي في الدول الأعضاء، القاهرة، 29 أيلول /سبتمبر-1 تشرين الأول/أكتوبر 2013.

وتعود البداية الفعلية لنشاط مصر في فتح مياه البحر المتوسط أمام شركات البترول العالمية في منطقة المياه العميقة إلى عام 1998، عندما طرحت الهيئة المصرية العامة للبترول جولة التراخيص الأولى لعام 1998 في شهر كانون الثاني/يناير[8]، والتي تضمنت ثمانية قطاعات بمساحة إجمالية 170,188 كم^2؛ من بينها ثلاثة قطاعات بحرية في منطقة البحر المتوسط هي القطاع-أ في منطقة المياه العميقة بغرب المتوسط (WMED) بمساحة 21,600 كم^2، والقطاع-ب في منطقة المياه العميقة بغرب المتوسط (WMED) بمساحة 15,600 كم^2، والقطاع-ج في منطقة المياه العميقة بشمال شرق المتوسط (NEMED) بمساحة 41,500 كم^2 كما هو مبين بالشكل 1-7.

الشكل 1-7: القطاعات البحرية المطروحة ضمن جولة التراخيص الأولى لعام 1998



المصدر: Middle East Energy Survey (MEES)

[8] MEES;" EGPC Announces First E&P Bid Round For 1998"; Vol. 41, No.2, January 12, 1998.

وقد أسفرت هذه الجولة عن قبول العرض المقدم من شركة Shell على القطاع-ج في شمال شرق المتوسط، والعرض المقدم من ائتلاف شركتي BP وElf على القطاع-ب في غرب المتوسط[9]، وتمت المصادقة على الاتفاقيتين في عام 1999[(10)].

وقد قامت شركة Shell خلال الفترة 1999-2000، بعمل مسح سيزمي ثنائي الأبعاد لكامل المنطقة التي تقع في عمق مياه يتراوح بين 800 متر و 3,000 متر، وتبعه مسح ثلاثي الأبعاد، وأشارت نتائج تفسير المسح السيزمي إلى وجود ما لا يقل عن 15 تريليون قدم مكعب من الغاز، ونحو 1 مليار برميل من السوائل[11]. وعلى إثر ذلك، قامت شركة Shell بحفر بئرين استكشافيين (شروق-1، ليل-1) في المنطقة نهاية عام 2000/مطلع 2001، ولكن دون التوصل إلى نتائج إيجابية[12].

ثم قامت شركة Shell مع شركائها[13] في نهاية عام 2001 ببدء جولة ثانية من المسح السيزمي ثلاثي الأبعاد في منتصف ووسط القطاع[14]. وبعد معالجة بيانات المسح السيزمي وتحليلها، بدأت الشركة في استكمال عمليات البحث عن الغاز حسب بنود الاتفاقية الموقعة مع الهيئة المصرية العامة للبترول المبينة بالجدول 1-4، بحفر عدة آبار استكشافية[15]؛ أكدت على أن منطقة المياه العميقة جداً بالبحر المتوسط مقاطعة

---

[9] MEEs;" EGPC Approves Concession Offers From Amoco/Elf And Shell"; Vol.41, No.33, August 17, 1998.

[10] MEES;" Egypt Signs E&P Agreements With Shell and ENI For Two Blocks In Offshore Mediterranean"; Vol.42, No.13, March 19, 199.

[11] MEEs;" Shell Optimistic About Prospects of NEMED Mediterranean Deep Offshore Block"; Vol.44, No.7, February 21, 2001;

[12] MEES;" Egypt Proven Natural Gas Reserves Reach 55 Trillion Cu Ft"; Vol.44, No.42, October 15, 2001.

[13] أبرمت شل اتفاقيتين خلال عام 2001 لبيع جزء من حصتها إلى كل من شركة ExxonMobil الأمريكية، وPetronas Carigali لتصبح الشراكة كالتالي: Shell (63%)، و ExxonMobil(25%)، و Petronas Carigali (12%)

[14] MEES;"Shell Shooting New Round Of 3D Seismic on Egypt's Offshore NEMED Block"; Vol.44, No.50, December 10, 2001.

[15] MEES;" Shell Announces NEMED Deep-Water Discovery"; Vol.46, No.48, December 1, 2003.

غنية بالغاز (Rich Gas Province)[16]. وقد قدرت الشركة مخزون الغاز المكتشف بحوالي 0.8-1 تريليون قدم مكعب.

الجدول 1-4: ملامح الاتفاقية الموقعة مع شركة Shell في منطقة المياه العميقة بشمال شرق المتوسط (NEMED)، عام 1999

البند	المدة	عدد الآبار الاستكشافية	الاستثمارات، مليون دولار
فترة البحث الأولى	5 سنوات	5	140
الفترة الإضافية الأولى	4 سنوات	1+3	50
الفترة الإضافية الثانية	سنتين	2	40

المصدر: Middle East Energy Survey (MEES)

وفي ضوء ذلك، قررت Shell استكمال عمليات الحفر الاستكشافي والتقييمي للمنطقة في عام 2005 بغية تحقيق اكتشافات لا تقل عن 3 تريليون قدم مكعب، بهدف إنشاء وحدة إسالة خاصة بها في إحدى محطات الإسالة في دمياط أو أدكو لتصدير الغاز المكتشف[17]، إلا أن عدم توافر حفارات للمياه العميقة (Ultra-deep Water Ships) في ذلك التوقيت أدى إلى توقف عمليات البحث لفترة استمرت ثلاثة أعوام. بيد أنها عاودت تنفيذ المرحلة الثالثة في مطلع عام 2007[18]، والتي شملت حفر ثلاثة آبار استكشافية بالإضافة إلى بئر آخر إضافي، وفي أعماق تصل إلى 2,800 متر، ليصل العدد الإجمالي للآبار الاستكشافية والتقييمية في منطقة "NEMED" إلى تسعة آبار كما هو مبين بالجدول 1-5.

[16] MEES," Shell Announces Two Deepwater Discoveries in NEMED Block"; Vol.47, No.8, February 24, 2004.
[17] MEES;" Shell Seeks Sufficient Gas Reserves in NEMED Block to Launch LNG Train"; Vol.48, No.52, December 26, 2005.
[18] MEES," Shell Egypt Kicks Off Ultra-Deep-Water Drilling Program In NEMED Block"; Vol.50, No.7, February 12, 2007.

وبالرغم من هذه الأنشطة الاستكشافية التي بذلتها شركة Shell، إلا أنها قررت الانسحاب من المنطقة في آذار/مارس 2011، وهو ما دفع الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية "إيجاس" إلى إعادة طرحها بعد تقسيمها إلى قطاعات أصغر في المساحة في جولات عروض لاحقة.

الجدول 1-5: الآبار الاستكشافية والتقييمية التي نفذتها Shell في منطقة المياه العميقة بشمال شرق المتوسط "NEMED"

المرحلة الأولى		المرحلة الثانية		المرحلة الثالثة	
(2001-2000)		(2004-2003)		2007	
الآبار	النتيجة	الآبار	النتيجة	الآبار	النتيجة
Shorouk-1	جاف	Kg-45	اكتشاف	La-52-2	**اكتشاف**
		Kg-49	جاف	Ld-51-1	**اكتشاف**
Leil-1	جاف	La-52-1	اكتشاف	Lb-57-1	**جاف**
				Kg-70-1	**تم إغلاقه وهجره**
2 بئر		**3 آبار**		**4 آبار**	

المصادر: بيانات تم تجميعها استنادا إلى:

- Middle East Energy Survey (MEES)
- الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية " إيجاس"

أما في القطاع-ب في منطقة المياه العميقة بغرب المتوسط (WMED) فقد نجحت شركة BP المشغلة للقطاع والمالكة لحصة 80%، وشركة RWE الألمانية والمالكة لحصة 20%، في تحقيق عدة اكتشافات، بعد حفر عدة آبار استكشافية بداية من عام 2003. ففي تشرين الأول/أكتوبر 2003، أعلنت BP عن أول اكتشاف للغاز

بالمنطقة، بعد حفر البئر الاستكشافي الأول "روبي-2" (Ruby-2) في مياه ذات عمق 764 متر، على بعد 60 كم قبالة سواحل الإسكندرية[19].

وفي تموز/يوليو 2004، أعلنت BP تحقيق اكتشاف آخر للغاز، بعد حفر البئر الاستكشافي "بولارس-1"(Polaris-1)، في مياه ذات عمق 1,162 متر، على بعد 75 كم شمال غرب الإسكندرية الإسكندرية[20]. كما نجحت BP في تحقيق اكتشاف جديد للغاز باسم Hodoa في تشرين الثاني/نوفمبر 2010، بعد حفر البئر الاستكشافي WMDW-7 في مياه ذات عمق 1,077 متر، على بعد 80 كم شمال غرب وهو أول بئر يتم حفر في طبقة من عصر "الأوليجوسين" Oligocene [21]. وقد وصل إجمالي عمق البئر الاستكشافي إلى 6,350 متر تحت قاع البحر، وهو يبرهن أيضاً على أن منطقة غرب دلتا النيل مقاطعة غنية بالغاز.

وفي سياق آخر، حصلت BP البريطانية على ترخيص البحث في منطقة شمال الإسكندرية التي تمتد المنطقة الواقعة في شرق وجنوب منطقة المياه العميقة في غرب المتوسط (WMED) كما هو مبين بالشكل 1-8. وقد قامت BP البريطانية بالتعاون مع شريكتها RWE DEA الألمانية بتنفيذ برنامج مكثف للحفر الاستكشافي والتقييمي في منطقة "شمال الإسكندرية" أسفرت عن تحقيق عدة اكتشافات غازية.

وكان اكتشاف تورس Taurus باكورة هذه الاكتشافات والذي تم تحقيقه نهاية عام 2000. كما شهد عام 2001 تحقيق اكتشافين آخرين هما "فيوم" Fayoum [22]، وليبرا Libra[23]، ثم اكتشاف "رافين" Raven عام 2004.

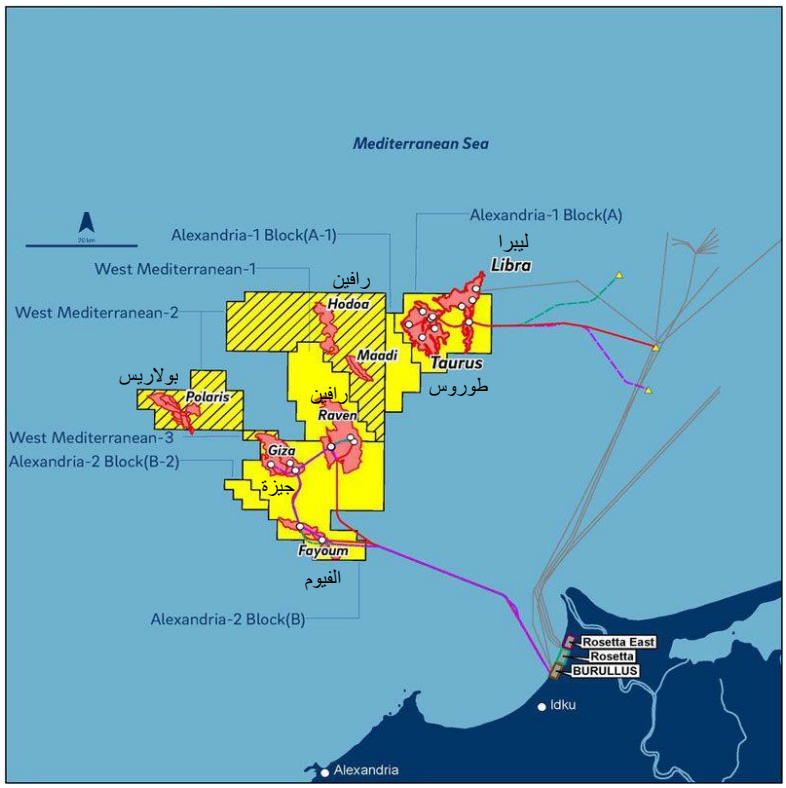
---

[19] MEES;" BP/RWE Dea Announce Ruby-2 Gas Discovery Offshore Alexandria"; Vol.46, No.45, November 10, 2003.
[20] MEES;" BP Makes New Gas Discovery In the Deep Mediterranean Concession"; Vol.47, Issue.31, August 2, 2004.
[21] BP Press Release;" BP makes a significant deep gas discovery in Egypt's West Nile Delta"; November 23, 2010.

[22] MEES;" BP Announces Natural Gas Discovery In Egyptian Offshore"; Vol.44, No.24, June 11, 2001.
[23] MEES;" BP Announces Gas Find In Offshore North Alexandria Concession"; Vol.44, No. 30, July 23, 2001.

وكان اكتشاف "جيزة" Giza آخر هذه الاكتشافات، وتم الإعلان عنه مطلع عام 2007. وقد قُدرت إجمالي احتياطيات الغاز في منطقة شمال الإسكندرية بنحو 5 تريليون قدم مكعب.

الشكل 1-8: حقول الغاز المكتشفة في منطقة "شمال الإسكندرية"، ومنطقة "غرب البحر المتوسط-مياه عميقة"



المصدر: شركة DEA

2-2-1: جولات العروض التي طرحتها "إيجاس" خلال الفترة 2002-2015، وما أسفرت عنه من اكتشافات

شهدت الفترة 2002-2008، الإعلان عن أربعة جولات عروض في أعوام 2002، 2004، 2006، 2008 كما هو مبين بالجدول 1-6، والتي شملت قطاعات على اليابسة بدلتا النيل، وقطاعات أخرى بالبحر المتوسط (شرق المتوسط، وغرب دلتا النيل). وبالرغم من منح عدد من القطاعات البحرية المطروحة للشركات الفائزة خلال هذه الجولات، إلا أن بعضها انسحب مع انتهاء فترة البحث، وبالأخص في القطاعات الواقعة في منطقة غرب دلتا النيل (الجزء الغربي من مياه شرق المتوسط بالنسبة لمصر).

الجدول 1-6: ملخص جولات العروض التي أعلنتها شركة "إيجاس" للبحث عن النفط والغاز في البحر المتوسط ودلتا النيل منذ عام 2002

جولة العروض	عدد القطاعات البحرية والبرية المطروحة	القطاعات المطروحة بالبحر المتوسط	
		المنطقة الشرقية من البحر المتوسط	المنطقة الغربية من البحر المتوسط
2002	38	**10**	
2004	9	6	1
2006	12	4	5
2008	7	5	2
2012	15	11	2
2013	8	5	-
2015	12	12	-

المصدر: بيانات تم تجميعها استناداً إلى الإعلانات الرسمية لجولات عروض الهيئة المصرية العامة للبترول، والشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية خلال الفترة محل البحث [24،25،26،27،28،29،30]

[24] MEES;" Egypt Launches 2002 Upstream Licensing Round"; Vol.45, No.20, May 20, 2002.
[25] MEES;" EGAS Launches Licensing Round For Nine Blocks In Offshore Mediterranean, North Sinai"; Vol.47, No.36, September 6, 2004.
[26] MEES;" EGAS And Ganoub El Wadi Invite Bids For 20 Blocks"; Vol.49, No.9, February 27, 2006.

بعد انسحاب شركة Shell من منطقة المياه العميقة بشمال شرق المتوسط (NEMED)، وفي ضوء الاكتشافات المتتالية في منطقة شرق المتوسط في كل من فلسطين المحتلة وقبرص، قررت الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية "إيجاس" إعادة فتح منطقة المياه العميقة ومعها مناطق أخرى أمام عمليات الاستكشاف، وذلك عبر طرح عدة جولات لمنح تراخيص البحث للشركات الراغبة وذلك في أعوام 2012، و2013 و2015. وقد انطلقت أولى الجولات في شهر حزيران/يونيو 2012، والتي شملت عدة قطاعات بحرية يقع معظمها في المناطق الحدودية البحرية الشرقية والشمالية في أعماق مياه تصل إلى 3000 متر بإجمالي عدد 13، بالإضافة إلى قطاعين أرضيين بدلتا النيل (جنوب دسوق وجنوب إدكو) وتم إغلاق الجولة في شهر شباط/فبراير 2013.

وقد أسفرت الجولة عن قبول 8 عروض، وتم توقيع عقود البحث والاستكشاف مع الشركات الفائزة (باستثناء شركة Veda Pura بعد انسحابها من قطاع شمال برج العرب البحرية)، بإجمالي خمسة قطاعات بحرية، بالإضافة إلى قطاعين أرضيين كما هو مبين بالشكل 1-8. وكانت شركة Eni الإيطالية هي أولى الشركات الفائزة التي وقعت العقد مع في 30 كانون الثاني/يناير 2014 باستثمارات حدها الأدنى 150 مليون دولار دولار، وذلك لحفر بئرين في منطقة شروق البحرية (قطاع رقم 9 بجولة التراخيص)، تبعها باقي الشركات الفائزة خلال شهري فبراير ومارس من نفس العام.

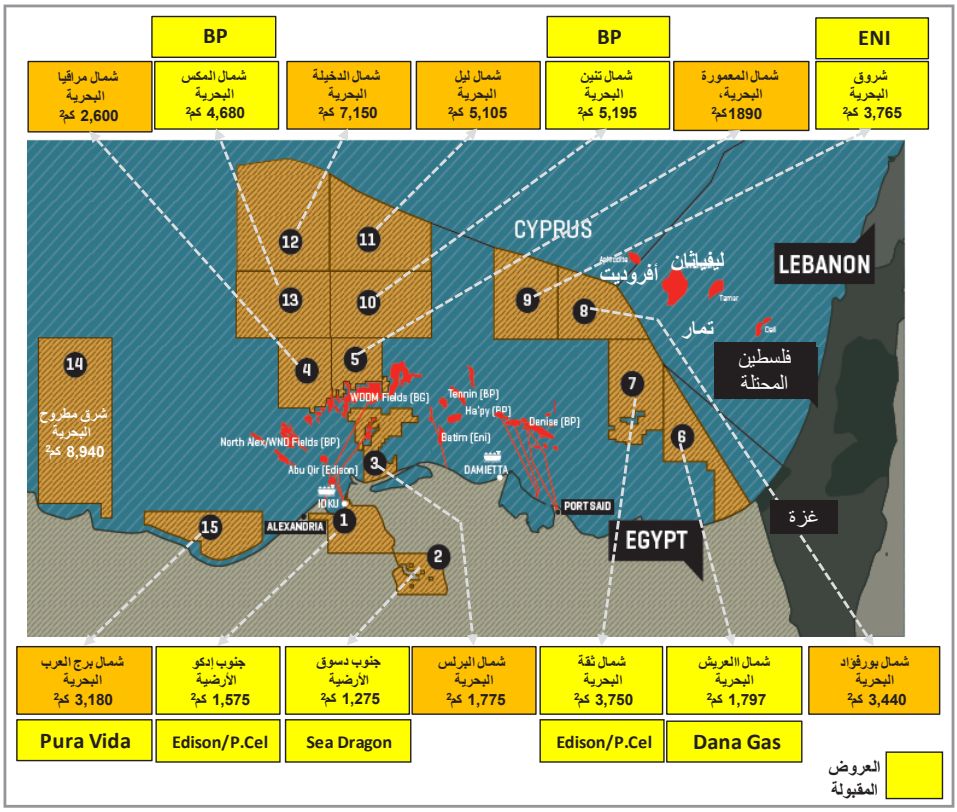
---

[27] MEES;" EGAS Launches New Bid Round As Ministry Finalizes Gas Price Amendments"; Vol.51, No.39, September 29, 2008.

[28] موقع الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية

http://www.egas.com.eg/home.aspx

الشكل 1-8: القطاعات المطروحة والعروض المقبولة في المزايدة العالمية لشركة "إيجاس" لعام 2012

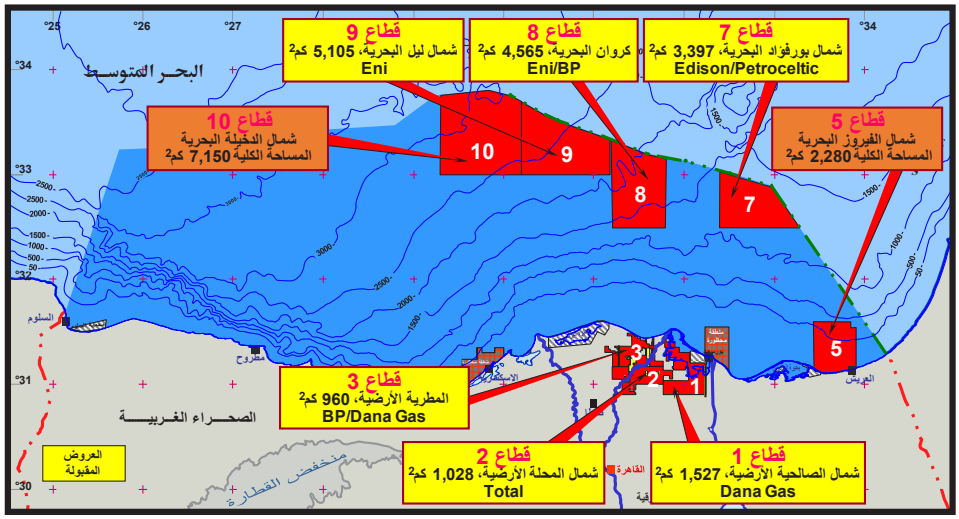


المصدر: معدل عن MEES

ثم قامت "إيجاس" مجدداً، بطرح جولة عروض جديدة للبحث عن الغاز في البحر المتوسط ودلتا النيل في شهر كانون الأول/ديسمبر 2013، ، وقد أسفرت الجولة عن قبول ستة عروض بإجمالي ثلاثة قطاعات بحرية، وثلاثة قطاعات أرضية.

يبين الشكل 1-9، القطاعات المطروحة في المزايدة العالمية لشركة "إيجاس" لعام 2013، والعروض المقبولة من الشركات المتنافسة.

الشكل 1-9: القطاعات المطروحة، والعروض المقبولة في المزايدة العالمية لشركة "إيجاس" عام 2013



المصدر: موقع الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية "إيجاس"

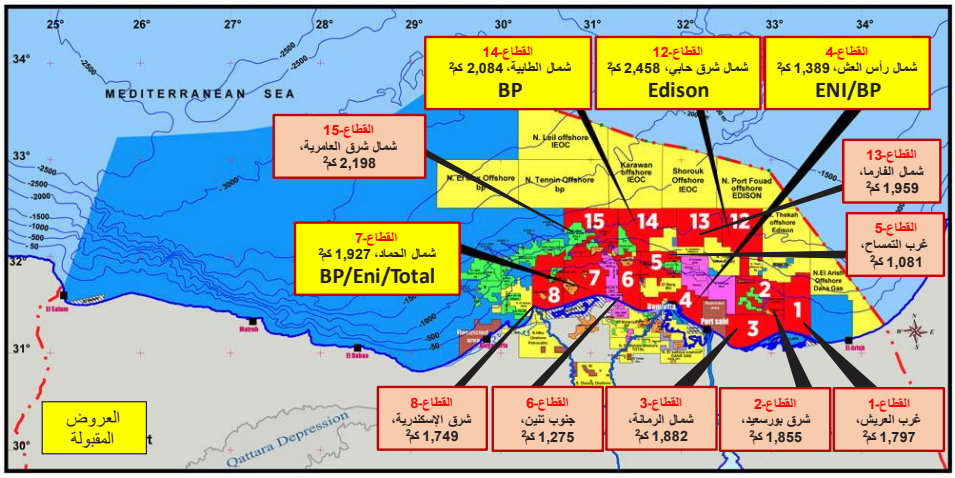
وفي ضوء الإقبال الملحوظ من الشركات العالمية على مزايدات شركة إيجاس، قامت الشركة بطرح جولة عروض ثالثة للبحث عن الغاز في البحر المتوسط في شهر شباط/فبراير 2015. وشملت هذه الجولة ثمانية قطاعات*.

وقد أسفرت النتائج التي أُعلنت في شهر تشرين الأول/أكتوبر 2015، عن قبول أربعة عروض كما هو مبين بالشكل 1-10. ويقدر إجمالي الاستثمارات للتراخيص الأربعة بنحو 306 مليون دولار، وستتضمن حفر ثمانية آبار استكشافية، بالإضافة إلى إجراء مسح سيزمي ثلاثي الأبعاد[31].

*بدأت الجولة بثمانية قطاعات ثم أضيف إليها أربعة قطاعات أخرى في شهر أيار/مايو من نفس العام، ليصل عدد القطاعات البحرية المطروحة إلى 12 قطاع

[31] MEES;" Egypt Awards Four Offshore Gas Blocks Following August 30 tcf Discovery"; Vol.58, No.41, October 9, 2015.

الشكل 1-10: القطاعات المطروحة والعروض المقبولة في المزايدة العالمية لشركة "إيجاس" لعام 2015



المصادر: -موقع وزارة البترول والثروة المعدنية المصرية

-موقع الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية "إيجاس"

توالي اكتشافات الغاز قبالة السواحل المصرية

تعد منطقة "**شمال دمياط البحرية**" من القطاعات البحرية التي استمرت بها عمليات البحث وأسفرت عن تحقيق اكتشافات واعدة للغاز، وهي تقع أعلى حقل التمساح كما هو مبين بالشكل 1-11، وتمتد على مساحة 1,604 كم^2، وقد فاز بها ائتلاف من Petronas/Shell/BP في جولة عروض إيجاس لعام 2008، ، وتم التعاقد مع الائتلاف في شباط/فبراير عام 2010[32].

وبحسب الاتفاق المبرم، سيقوم الائتلاف بعمل مسح سيزمي لمساحة 1,100 كم مربع بالمنطقة، مع التزام بحفر أربعة آبار باستثمارات إجمالية 353 مليون دولار خلال فترة بحث تمتد لمدة ست سنوات.

[32] Egypt Oil & Gas Newspaper; " EGAS Awards three Mediterranean blocks in the Mediterranean"; Issue.39, March 2010.

الشكل 1-11: اكتشافات الغاز في منطقة "شمال دمياط البحرية" التابعة لشركة BP البريطانية قبالة السواحل المصرية

المصدر: شركة BP

وفي أيلول/سبتمبر 2013، تم الانتهاء من حفر أول بئر استكشافي "سلامات-1" في مياه عمقها 650 متر، وبعمق إجمالي بلغ قرابة 7,000 متر، وهو أعمق بئر تم حفره في حوض دلتا النيل بشرق المتوسط[33]. وأسفر حفر البئر عن تحقيق أول اكتشاف للغاز **"سلامات"** يضم مخزون من الغاز يقدر بأكثر من 1 تريليون قدم مكعب[34].

ثم توالت الاكتشافات في هذا القطاع الواعد، حيث أعلنت BP في آذار/مارس 2015، عن تحقيق اكتشاف **"أتول"** بعد حفر البئر الاستكشافي" أتول-1" بعمق

[33] BP; BP discovers gas in Salamat well in Egypt"; Press Release, September 9, 2013. https://www.bp.com/en/global/corporate/media/press-releases/bp-discovers-gas-in-salamat-well-in-egypt.html

[34] MEES;" Egypt Touts Block Awards But IOC Debts Mount"; Vol.56, No.46, November 8, 2013.

إجمالي 6,400 متر[35]، لترفع تقديراتها عن مخزون الغاز بالمنطقة إلى أكثر من 5 تريليون قدم مكعب ثم أعقبه اكتشاف **"قطامية"** في آذار/مارس 2017، بعد حفر البئر الاستكشافي "قطامية ضحل-1" في مياه عمقها 108 متر[36].

أما في منطقة "شروق البحرية" التي فازت بها شركة Eni في المزايدة العالمية لشركة إيجاس عام 2015، فقد بدأت Eni عمليات الحفر في شهر حزيران/يونيو 2015، حيث تحرك جهاز الحفر العملاق Saipem 10000 التابع لشركة Saipem الإيطالية، لحفر البئر الاستكشافي الأول بالمنطقة" ظهر-1". وقد أسفرت نتائج الحفر التي أعلنت في آب/أغسطس 2015[(37)]، عن وجود حقل عملاق يضم مخزون جيولوجي محتمل من الغاز الطبيعي الجاف يقدر بنحو 30 تريليون قدم مكعب أي ما يعادل 5.5 مليار برميل نفط مكافئ، ويمتد على مساحة 100 كم^2 (الاحتياطيات القابلة للاستخراج حوالي 21 تريليون قدم مكعب بمعامل استرجاع 72%).

ويعد اكتشاف **"ظهر"** الاكتشاف الأكبر للغاز في مصر، وأكبر اكتشافات الغاز في منطقة شرق المتوسط. ويقع اكتشاف "ظهر" العملاق على بعد 190 كم قبالة السواحل المصرية، وعلى مقربة من الحدود البحرية المشتركة لمصر مع قبرص كما هو مبين بالشكل 1-12، حيث يبعد حوالي 4-6 كم من القطاع-11 بالمياه الاقتصادية الخالصة لقبرص، ونحو 40 كم فقط من حقل "أفروديت"، وهو الاكتشاف الوحيد للغاز في قبرص.

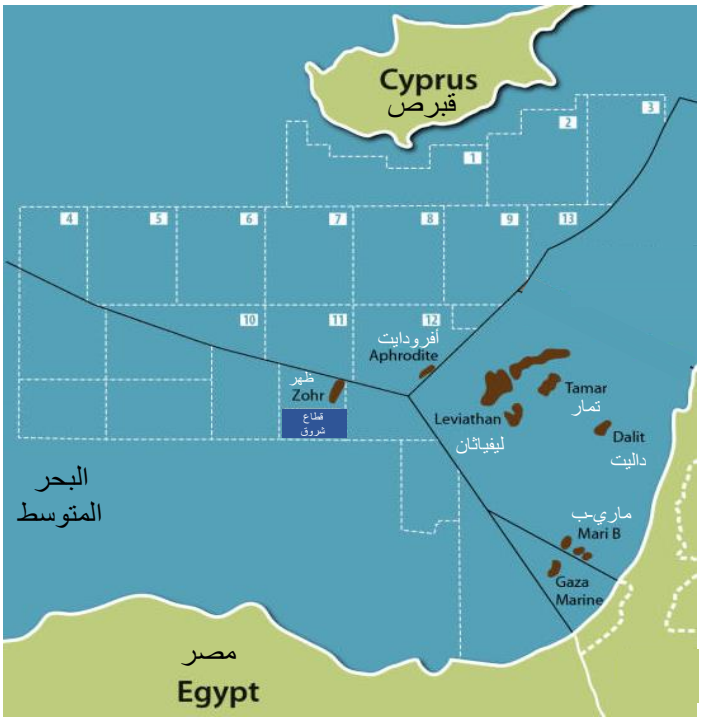
---

[35] BP;" BP makes second significant gas discovery in Egypt's East Mediterranean sea"; Press Release, March 9, 2015.

[36] BP;" BP makes third gas discovery in North Damietta Concession, East Nile Delta, Egypt"; Press Release, 27 March, 2017.

[37] Eni;"Eni discovers a supergiant gas field in the Egyptian offshore, the largest ever found in the Mediterranean Sea"; Press Release; 30 August 2015.

الشكل 1-12: موقع "ظهر" في منطقة شروق البحرية بالمنطقة الاقتصادية الخالصة لمصر

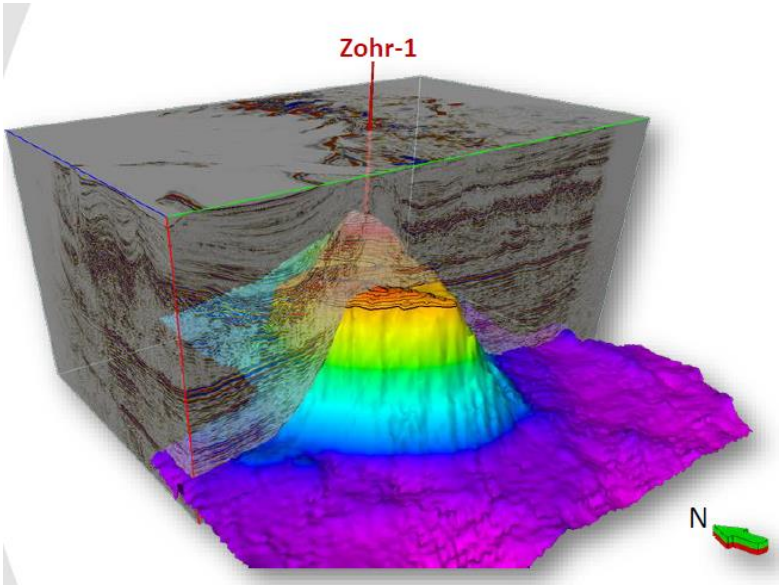


المصدر: PRIO Cyprus Centre

وقد تم حفر البئر الاستكشافي "ظهر-1" في فترة 36 يوم، في مياه عمقها 1,450 متر، ووصل إجمالي عمق البئر إلى 4,131 متر، مخترقاً طبقة حاملة بالهيدروكربونات بسمك حوالي 630 متر من صخور الحجر الجيري من عصر الميوسين. كما يتضمن تركيب الاكتشاف طبقة أعمق واعدة من العصر الكريتاسي[38]، الشكل 1-13.

[38] « شروق» أكبر كشف غازى يتحقق فى مصر والبحر المتوسط "، وزارة البترول والثروة المعدنية المصرية، بيان صحفي، 30 أغسطس 2015.

الشكل 1-13: حقل "ظهر" الذي تم اكتشافه في منطقة شروق قبالة السواحل المصرية



المصدر: Eni

وقد قامت شركة Eni ببيع 10% من حصتها إلى شركة BP البريطانية في شباط/فبراير 2017[39]، ثم باعت 30% من حصتها الأصلية إلى شركة Rosneft الروسية [40]، و10% إلى شركة مبادلة (Mubadala) الإمارتية [41] وبذلك تتوزع حصص الشركاء في "ظهر" بنسبة 50% لشركة Eni، و30% لشركة BP، و10% لشركة Rosneft، و 10% لشركة مبادلة.

لا شك أن ما حققته مصر من اكتشافات للغاز في منطقة المتوسط كان له انعكاسا واضحا على مسار التنمية في مصر. ومن زاوية أخرى، ساهمت الاكتشافات

[39] Eni; " Eni and BP complete the sale of 10% of Shorouk, offshore Egypt"; Press Release, February 13, 2017.
https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/media/press-release/2017/02/Eni_Zohr_PR.pdf
[40] MEES;" Egypt Gas Output Set To Hit 5-Year High By Year-End"; Vol.60, No.41, October 13, 2017.
[41] Mubadala Petroleum; "Mubadala Petroleum completes the acquisition of a 10 percent interest in the Shorouk Concession in Egypt"; Press Release; June 20, 2018.

المتتالية للغاز التي بدأت وتيرتها تتصاعد من عام 2000 كما هو مبين بالجدول 1-7، في دعم الاحتياطي المتبقي من الغاز، وجذب الاستثمارات الأجنبية لإنشاء بنية أساسية لتصدير الغاز الفائض، حيث قامت مصر بإنشاء محطتي لتصدير الغاز الطبيعي المسال في دمياط وإدكو عام 2005، بالإضافة إلى خطي أنابيب (خط الغاز العربي والخط البحري) لتصدير الغاز إلى دول الجوار.

الجدول 1-7: أبرز اكتشافات الغاز الطبيعي ضمن حدود المنطقة الاقتصادية الخالصة لمصر

القطاع	الاكتشاف	تاريخ الاكتشاف	الاحتياطيات تريليون قدم^3	الشركاء	ملاحظات
غرب المتوسط مياه عميقة (West Mediterranean Sea Deep (Water	روبي	2003	غ/م	BP (82.75%), RWE DEA (17.25%)	**سيتم تطوير المنطقة ضمن مراحل لاحقة من مشروع غرب دلتا النيل**
	بولارس	2004	غ/م		
	Hodoa	2010	0.6		
شمال الإسكندرية North) (Alexandria	تورس	2000	5	BP (82.75%), RWE DEA (17.25%)	**بدأ الإنتاج من المرحلة الأولى (مشروع غرب دلتا النيل) في كل من حقلي تورس وليبرا في آذار/مارس 2017**
	فيوم	2001			
	ليبرا	2001			
	رافين	2004			
	جيزة	2007			
جنوب بلطيم	ج.غرب بلطيم	2016	1	Eni (50%), BP(50%),	**يقع في منطقة تنمية جنوب بلطيم، في المياه الضحلة عمق 25 متر**
شروق البحرية	ظهر	2015	21	Eni (50%), BP(30%), Rosneft(10%) Mubadala(10%)	**تم وضع الحقل على الإنتاج نهاية 2017**
شمال دمياط البحرية	سلامات	2013	1.637	BP (100%)	
	أتول	2015	1.459	BP (100%)	**تم وضع الحقل على الإنتاج نهاية 2017**
	قطامية	2017	0.126	BP (100%)	**يقع في المياه الضحلة بعمق 108 متر**

المصدر: بيانات تم تجميعها من تقارير الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية

1-2-3: عمليات البحث الجارية عن الغاز في المنطقة الاقتصادية الخالصة لمصر بالبحر المتوسط

تشهد المنطقة الاقتصادية الخالصة لمصر بالبحر المتوسط عمليات بحث مكثفة عن الغاز تقوم بها شركات البترول العالمية والتي فازت بعدة قطاعات خاصة في الحدود الشرقية والشمالية خلال جولات التراخيص سالفة الذكر. ومع منتصف عام 2018، وصل عدد القطاعات البحرية في منطقة المتوسط التي تجرى بها عمليات البحث والاستكشاف إلى 12 عشر قطاعاً بمساحة إجمالية تصل إلى 45,000 كم^2، وفي أعماق مياه تصل إلى 3,000 متر. ويقدر إجمالي الاستثمارات المخصصة لعمليات البحث (المسح السيزمي والحفر الاستكشافي) في هذه القطاعات الأربعة عشر بنحو 2.5 مليار دولار مع التزام بحفر 32 بئر، وذلك طبقاً للاتفاقيات المبرمة بين الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية " إيجاس" وشركات البترول العالمية صاحبة الامتياز كما هو مبين بالجدول 1-8.

وإلى جانب عمليات البحث والاستكشاف الجارية بواسطة شركات البترول العالمية. طرحت الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية "إيجاس" مزايدة محدودة لتنفيذ مسح سيزمي ثنائي وثلاثي الأبعاد بنظام المشاريع أحادية المخاطرة في القسم الغربي من البحر المتوسط كما هو مبين بالشكل 1-14، وقد أسفرت المزايدة عن قبول العرض المقدم من شركة PGS النرويجية، وتم توقيع العقد في شهر حزيران/يونيو 2015[42]، على أن يتم الانتهاء من المرحلة الأولى للمشروع خلال عام 2018.[43]

[42] PGS;" PGS Signs Significant MultiClient Deal for Egypt"; June 29, 2015.
https://www.pgs.com/media-and-events/news/pgs-signs-significant-multiclient-deal-for-egypt/

[43] مجلة البترول المصرية،" الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية"، عدد ديسمبر 2017، صفحة 32

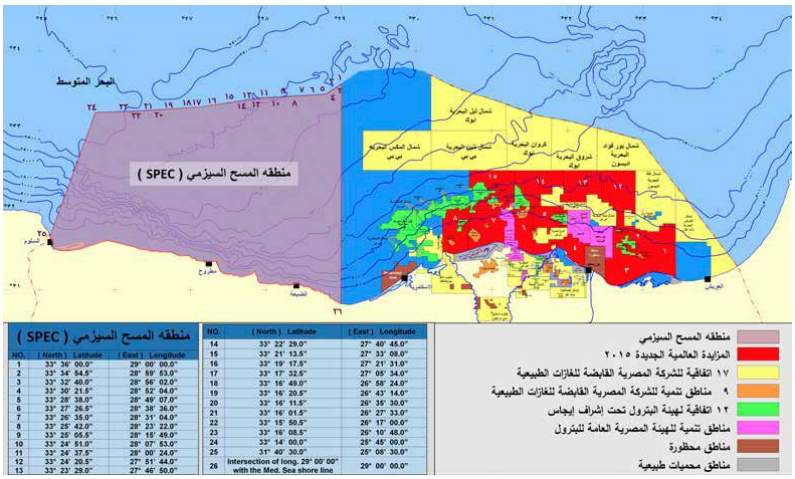
الجدول 1-8: القطاعات البحرية التي تجرى بها أنشطة البحث ضمن المياه الاقتصادية الخالصة لمصر بعد المزايدات العالمية لشركة "إيجاس" لأعوام 2008، 2012، 2013، 2015

جولة التراخيص	اسم القطاع	المساحة (كم^2)	عمق المياه (متر)	حامل الترخيص	تاريخ منح الترخيص	الاستثمارات، مليون دولار
2008	شمال تينة البحرية	2,400	غ/م	BP(%100)	2009	320 مليون دولار، حفر 3 آبار
	شمال دمياط البحرية	1,604	غ/م	BP(%100)	فبراير 2010	353 مليون دولار، حفر 4 آبار
2012	شمال العريش البحرية	2,980	1,1000-0	Dana Gas,%100	فبراير 2014	71.5 مليون دولار، حفر 3 بئر
	شمال ثغة البحرية	3,750	1,400-400	Edison(%50)/ Petroceltic(%50)	فبراير 2014	170 مليون دولار، حفر 2 بئر
	شروق البحرية	3,765	1,800-1,400	ENI(%50)/BP(%30)/ Rosneft(%10)/Mubadala (10%)	يناير 2014	150 مليون دولار، حفر 2 بئر
	شمال تنين البحرية	5,195	2,300-1,500	BP,%100	مارس 2014	370 مليون دولار، حفر 2 بئر
	شمال المكس البحرية	4,680	2,700-2,000	BP(%100)	مارس 2014	330 مليون دولار، حفر 2 بئر
2013	شمال بورفؤاد البحرية	3,397	1,400-1,050	Edison(%50)/ Petroceltic(%50)	يناير 2015	100 مليون دولار، حفر 2 بئر
	كروان البحرية	4,585	2,200-1,200	Eni(%50) / BP (%50)	يناير 2015	145 مليون دولار، حفر 2 بئر
	شمال ليل البحرية	5,105	3,000-2,050	Eni(%100)	يناير 2015	130 مليون دولار، حفر 2 بئر
2015	شمال رأس العش البحرية	1,389	30-0	Eni(%50) / BP (%50)	ديسمبر 2016	75 مليون دولار، حفر 2 بئر
	شمال الحماد البحرية	1,927	250-0	BP(%37.5)/Eni(%37.5)/ Total (%25)	ديسمبر 2016	80 مليون دولار، حفر 2 بئر
	شمال شرق حابي البحرية	2,458	1,100-100	Edison (%100)	يناير 2017	86 مليون دولار، حفر 2 بئر
	شمال الطابية البحرية	2,084	1,300-200	BP(%100)	ديسمبر 2016	65 مليون دولار، حفر 2 بئر

المصادر: بيانات تم تجميعها استنادا إلى عدة مصادر:

- الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية " إيجاس"
- الموقع الرسمي لوزارة البترول والثروة المعدنية المصرية
- الهيئة العامة لشئون المطابع الأميرية/الوقائع المصرية والجريدة الرسمية
- Middle East Energy Survey (MEES), Various Issues
- الموقع الرسمي لشركة Eni الإيطالية، www.eni.com
- الموقع الرسمي لشركة DEA الألمانية www.dea-group.com
- الموقع الرسمي لشركة BP البريطانية www.bp.com

الشكل 1-14: مشروع المسح السيزمي الإقليمي ثنائي وثلاثي الأبعاد بالمنطقة المفتوحة في القسم الغربي من البحر المتوسط قبالة السواحل المصرية



منطقه المسح السيزمي (SPEC)		
NO.	(North) Latitude	(East) Longitude
1	33° 36' 00.0"	29° 00' 00.0"
2	33° 34' 54.5"	28° 59' 53.0"
3	33° 32' 40.0"	28° 56' 02.0"
4	33° 30' 21.5"	28° 52' 04.0"
5	33° 28' 38.0"	28° 49' 07.0"
6	33° 27' 26.5"	28° 38' 36.0"
7	33° 26' 35.0"	28° 31' 04.0"
8	33° 25' 42.0"	28° 23' 22.0"
9	33° 25' 05.5"	28° 15' 49.0"
10	33° 24' 51.0"	28° 07' 53.0"
11	33° 24' 37.5"	28° 00' 24.0"
12	33° 24' 20.5"	27° 51' 44.0"
13	33° 23' 29.0"	27° 46' 50.0"
14	33° 22' 29.0"	27° 40' 45.0"
15	33° 21' 13.5"	27° 33' 08.0"
16	33° 19' 17.5"	27° 21' 31.0"
17	33° 17' 32.5"	27° 05' 34.0"
18	33° 16' 49.0"	26° 58' 24.0"
19	33° 16' 20.5"	26° 43' 14.0"
20	33° 16' 11.5"	26° 35' 30.0"
21	33° 16' 01.5"	26° 27' 33.0"
22	33° 15' 50.5"	26° 17' 00.0"
23	33° 16' 08.5"	26° 10' 48.0"
24	33° 14' 00.0"	25° 45' 00.0"
25	31° 40' 30.0"	25° 08' 30.0"
26	Intersection of long. 29° 00' 00" with the Med. Sea shore line	29° 00' 00.0"

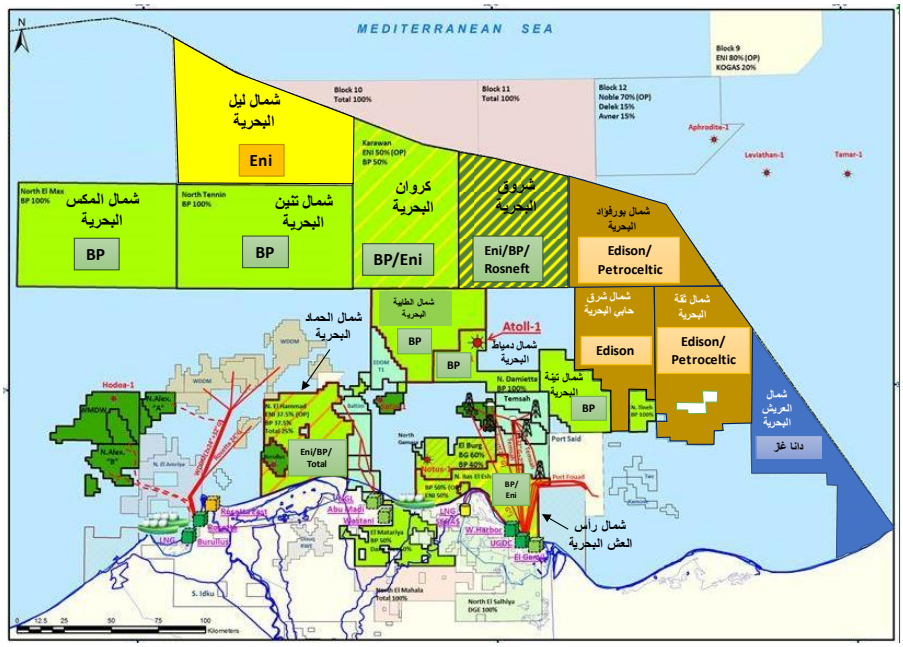
المصدر: التقرير السنوي 2015/2014 للشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية "إيجاس"

وتمتد المنطقة المفتوحة في غرب المتوسط (في المياه الاقتصادية الخالصة لمصر) على مساحة 80,000 كم^2، وهي منطقة بكر لم تشهد أية اكتشافات سابقة. ووفقاً للعقد المبرم بين إيجاس وPGS، فسوف تقوم الشركة أيضاً بإعادة معالجة بيانات سابقة للمسح السيزمي ثنائي الأبعاد، بجانب تجميع بيانات جديدة ومعالجتها وتفسيرها. وقد نجحت الشركة في جمع بيانات المسح السيزمي لنحو 7,380 كم طولي، وإعادة معالجة بيانات سابقة لنحو 10,000 كم طولي، وذلك بهدف طرح عدة قطاعات ضمن جولة عروض جديدة للبحث عن الغاز المنطقة الغربية من البحر المتوسط[44]. وبالفعل طرحت إيجاس جولة العروض الجديدة في شهر أيار/ مايو 2018، والتي تضمنت نحو 13 قطاعاً بحرياً، وحددت شهر تشرين الأول/أكتوبر 2018 كآخر موعد لتلقي العروض [45،46].

[44] Upstream Online;" Frontier Mediterranean acreage opening up in exploration drive"; March 9, 2018.
[45] MEES;" Egypt Gas Output At Record Levels As Cairo Launches Bid Rounds"; Vol.61, No.21, May 2018.
[46] MEES; "Egypt Gas Turns the Corner, But Can It Maintain Investment?"; Vol.61, No.7, February 16, 2018.

أما من جانب الشركات القائمة بأنشطة البحث والاستكشاف في المياه الاقتصادية الخالصة لمصر بالبحر المتوسط، فيبلغ عددها سبع شركات (BP، Eni، Total، Petroceltic، Edison، Gazprom، Dana Gas). وتتصدر شركتي BP البريطانية و Eni الإيطالية هذه الشركات بحصولهم على حقوق الامتياز في عشر قطاعات (تملك BP حصة 100% في خمسة قطاعات، بينما تملك Eni حصة 100% في قطاع واحد، وتتشارك الشركتين في أربعة قطاعات أخرى) ويقع معظم هذه القطاعات على الحدود البحرية الشمالية والشرقية لمصر كما هو مبين بالشكل 1-15. كما تتواجد شركة Edison الإيطالية في ثلاثة قطاعات متجاورة (شمال ثقة البحرية، وشمال شرق حابي البحرية، وشمال بورفؤاد البحرية). أما شركة "دانا غاز" الإماراتية، فهي صاحبة الامتياز في قطاع واحد (شمال العريش البحرية).

الشكل 1-15: القطاعات البحرية التي لازالت قيد البحث في شرق المتوسط ضمن المنطقة الاقتصادية الخالصة لمصر بعد مزايدات شركة "إيجاس" لأعوام 2008، 2012، 2013، 2015



المصدر: معدل عن BP

3-1: أنشطة البحث والاستكشاف قبالة سواحل فلسطين المحتلة، وقطاع غزة

1-3-1: لمحة تاريخية

انطلقت عمليات البحث عن النفط والغاز قبالة سواحل فلسطين المحتلة منذ مطلع السبعينات، حيث شهدت الفترة (1970-1990) حفر العديد من الآبار الاستكشافية في المياه الضحلة (على بعد 10-20 كم من خط الساحل) لكنها لم تسفر عن تحقيق أية اكتشافات تجارية[47]. إلا أنه في عام 1999، تم الإعلان عن أول اكتشاف للغاز "نوا-1" Noa-1 في فلسطين المحتلة على بعد 40 كم غرب مدينة عسقلان. وبعد أقل من عام من تحقيق الاكتشاف الأول (أي في عام 2000)، تم الإعلان عن اكتشاف آخر للغاز "ماري-ب" Mari-B جنوب شرق حقل Noa، وبلغت احتياطياته من الغاز آنذاك حوالي 1.5 تريليون قدم مكعب[48]. وقد بدأ إنتاج الغاز من حقل "ماري-ب" عام 2004، وخصص إنتاجه لتشغيل بعض محطات الكهرباء في فلسطين المحتلة ليحل محل المازوت الذي كان يتم استيراده لهذا الغرض.

من جانب آخر، حقق ائتلاف من شركة BG البريطانية، وشركة Consolidated Contractors Company (CCC) اليونانية، أول اكتشاف للغاز قبالة سواحل قطاع غزة في أيلول/ سبتمبر 2000، وذلك بعد حفر أول بئر استكشافي "غزة مارين-1" على بعد 36 كم غرب مدينة غزة كما هو مبين بالشكل 1-16، في مياه ذات عمق 603 متر[49]؛ حيث تدفق الغاز من البئر بمعدل 37 مليون قدم مكعب/اليوم.

---

47 http://www.energy-sea.gov.il/English-Site/Pages/Oil%20And%20Gas%20in%20Israel/History-of-Oil--Gas-Exploration-and-Production-in-Israel.aspx

48 Gurel A., " Eastern Mediterranean Gas: Source of Prosperity for the Region?"; IAI, The Future of Natural Gas : Markets and Geopolitics, 2016, P 117-137.

49 MEES;" First Gas Discovery Offshore Gaza Announced By BG International And CCC"; Vol.43, No.40, October 2, 2000.

وكان ائتلاف(BG/CCC) قد وقع اتفاقية مدتها 25 عاماً مع السلطة الفلسطينية عام 1999 للقيام بأنشطة البحث والتطوير في المنطقة البحرية قبالة سواحل قطاع غزة مع التزام بحفر بئرين استكشافيين خلال فترة 18 شهراً من تاريخ توقيع الاتفاقية. وبالفعل انتهى الائتلاف من حفر البئر الثاني "غزة مارين-2" في كانون الأول/ديسمبر 2000، الذي أكد وجود كميات تجارية من الغاز؛ وقد قدرت احتياطيات الحقل القابلة للاستخراج بنحو 1 تريليون قدم مكعب.

الشكل 1-16: اكتشاف "غزة مارين" الذي حققته شركة BG البريطانية قبالة سواحل قطاع غزة عام 2000

المصدر: Middle East Energy Survey (MEES)

ويعد "غزة مارين" الاكتشاف الوحيد للغاز قبالة سواحل قطاع غزة حيث لم تشهد المنطقة أي أنشطة بحث منذ عام 2001، كما انسحبت شركة BG البريطانية من المنطقة عام 2008 نتيجة عدم التوصل لاتفاق لتطوير الحقل[50].

[50] MEES;" I. Faces Power Crunch, As Gas Supplies Dwindle"; Vol.: 5, No 43; October 27, 2008.

1-3-2: اكتشاف "تمار" و" ليفياثان"

يمكن القول بأن هذه الاكتشافات الأولية للغاز قبالة سواحل فلسطين المحتلة وقطاع غزة رغم تواضعها، كانت بمثابة الشرارة الأولى لتكثيف عمليات البحث في مياه شرق المتوسط، بغية تحقيق اكتشافات جديدة. حيث نجح ائتلاف/كونسورتيوم من خمس شركات بقيادة شركة Noble Energy ومقرها هيوستن بالولايات المتحدة، ومعها مجموعة شركات محلية بفلسطين المحتلة تضم كل من Delek Drilling، Isramco، Avner، Dor في تحقيق أولى الاكتشافات الكبرى وهو حقل "تمار" Tamar على بعد 90 كم غرب مدينة حيفا في كانون الثاني/يناير 2009، بعد حفر البئر التقييمي الأول "تمار-1" في مياه عمقها 1,676 متر. وقد قدرت احتياطيات الحقل آنذاك بنحو 8.5 تريليون قدم مكعب، ثم تم رفعها وفقاً لأحدث التقديرات إلى 10 تريليون قدم مكعب. وفي نفس العام (2009)، نجح نفس الائتلاف في تحقيق اكتشاف "داليت" Dalit ، وقد قدرت احتياطياته من الغاز بنحو 0.5 تريليون قدم مكعب.

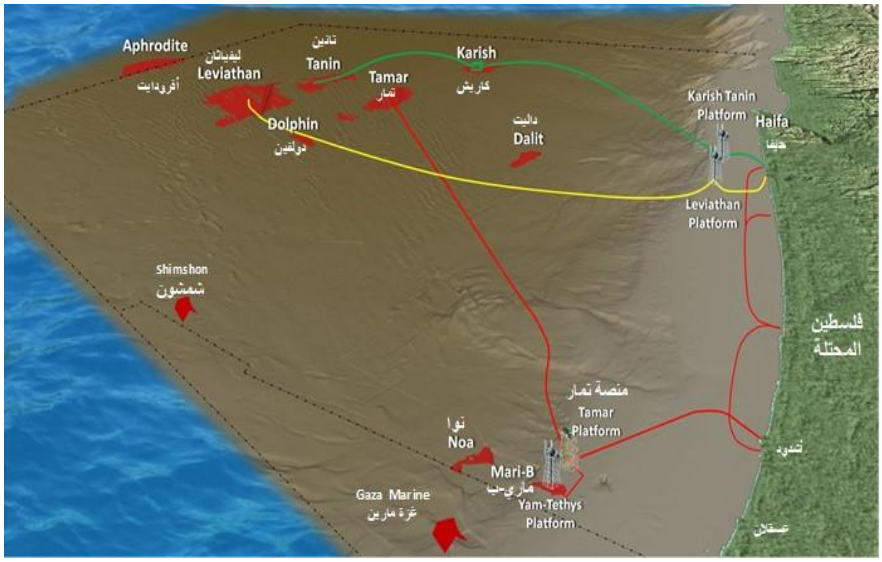
وفي عام 2010، نجح ائتلاف شركتي Noble Energy، وDelek Drilling في تحقيق اكتشاف "ليفياثان" Leviathan في المياه العميقة بالمنطقة الاقتصادية على بعد 50 كم غرب حقل "تمار" كما هو مبين بالشكل 1-17. ويعد "ليفياثان" اكتشاف الغاز الأكبر في المياه الاقتصادية لفلسطين المحتلة، وقد قدرت احتياطياته آنذاك بنحو 18.9 تريليون قدم مكعب.

وبعد إعادة معالجة وتحليل بيانات المسح السيزمي ثلاثي الأبعاد، ونتائج الاختبارات المعملية، أُعيد تقدير احتياطيات الغاز بالحقل لتبلغ 21.9 تريليون قدم مكعب[51]، أي أكثر من ضعف حجم احتياطيات حقل "تمار"، بالإضافة إلى 39.4 مليون برميل مكافئ نفط من المتكثفات. ويقع " ليفياثان" في مياه عمقها 1,645 متر، ويمتد على مساحة 80,000 فدان (أكثر من ثلاثة أضعاف مساحة حقل "تمار")، وله

[51] MEES; " Leviathan 3TCF Boost"; V57; N29; July 18, 2014.

خصائص بترو فيزيائية مشابهة لحقل "تمار". يبين الجدول 1-9، السمات الرئيسية لاكتشافي "تمار" و"ليفياثان" في المياه الاقتصادية لفلسطين المحتلة.

الشكل 1-17: اكتشافات الغاز قبالة سواحل فلسطين المحتلة وقطاع غزة



المصدر: Delek Group Presentation; December 2016

الجدول 1-9: السمات الرئيسية لاكتشافي "تمار" و"ليفياثان" قبالة سواحل فلسطين المحتلة

الخاصية		حقل "تمار"	حقل" ليفياثان"
الخصائص البتروفيزيائية	المسامية (%)	25	21
	النفاذية (دارسي)	1	0.5
مساحة الخزان (فدان)		24,000	80,000
عمق المياه (متر)		1,676	1,645
الاحتياطي (تريليون قدم مكعب)		10	21.9

المصدر: Delek Group Presentation; December 2016

وقد شهدت الفترة (2011-2013) تحقيق عدة اكتشافات أخرى متواضعة من بينها "دولفين" Dolphin (0.1 تريليون قدم مكعب، 2011)، "تانين" Tanin (1.2 تريليون قدم مكعب، 2012)، "شمشون" Shimshon (0.1 تريليون قدم مكعب، 2012)، "كاريش" Karish (1.8 تريليون قدم مكعب، 2013)، بالإضافة إلى اكتشاف "تمار-جنوب غرب" Tamar SW (0.9 تريليون قدم مكعب، 2013) ليرتفع بذلك إجمالي احتياطيات حقل تمار وفق أحدث التقديرات من مؤسسة NSAI إلى 11.2 تريليون قدم مكعب. وكان آخر هذه الاكتشافات حقل Yishai (2013)، ويُعتقد أنه امتداد لحقل "أفروديت" القبرصي داخل المياه الاقتصادية لفلسطين المحتلة، وتقدر احتياطياته من الغاز وفقاً لبيانات وزارة الطاقة بنحو 0.25-0.31 تريليون قدم مكعب[52]. وبذلك يصل عدد اكتشافات الغاز قبالة سواحل فلسطين المحتلة وقطاع غزة منذ عام 1999 إلى 11 اكتشاف باحتياطيات إجمالية تصل إلى قرابة 39 تريليون قدم مكعب كما يبين الجدول 1-10.

وإلى جانب هذه الاكتشافات، فقد أعلن ائتلاف من ثلاث شركات تقوده شركة Ratio Oil بفلسطين المحتلة؛ ويحمل ترخيص البحث في القطاع-399 البحري الذي يقع على الحدود مع مصر، تحقيق اكتشاف جديد للغاز على بعد 150 كم من ساحل فلسطين المحتلة باسم "رويي" Royee ويقع على مقربة من حقل "ليفياثان"؛ وذلك استناداً إلى تفسير بيانات المسح السيزمي ثلاثي الأبعاد. ويضم "رويي" نحو 1.9-5 تريليون قدم مكعب غاز، وعلى أفضل تقدير حوالي 3.2 تريليون قدم مكعب غاز[53]، ثم تم رفع أفضل تقدير إلى 3.6 تريليون قدم مكعب حسب تقييم مؤسسة NSAI في أيار/مايو 2017[(54)]. وفي حال تأكدت صحة هذه التقديرات، سيصبح اكتشاف "رويي" ثالث أكبر اكتشاف للغاز بعد "تمار" و"ليفياثان".

[52] http://www.oilandgas.co.il/englishsite/assetsmap/pelagic-licenses.aspx
[53] Cedigaz;" Another Major Gas field "; Cedigaz News Report CNR54-1; December 15, 2014.
[54] http://www.oilandgas.co.il/englishsite/assetsmap/gal-early-permit.aspx

الجدول 1-10: اكتشافات الغاز قبالة سواحل فلسطين المحتلة وقطاع غزة

الاكتشاف	تاريخ الاكتشاف	الاحتياطيات تريليون قدم^3	الشركاء	ملاحظات
غزة مارين Gaza Maine	1999	1	BG (100%)	لا يزال الحقل دون تطوير
نوا Noa	1999	0.1	Delek Drillig (48.5%), Noble Energy (47.06%), Delek Invest. (4.44%)	بدأ الإنتاج منذ 2004 (تم الاستنزاف)
ماري-ب Mari-B	2000			
تمار* Tamar	2009	11.2	Noble Energy (32.5%), Isramco (28.75%),Delek Drillig (22%), Tamar (9.25%), Dor Gas (4%), Everst (3.5%)	على الإنتاج منذ مارس 2013
داليت Dalit	2009	0.5	Noble Energy (32.5%), Isramco (28.75%),Delek Drillig (22%), Tamar (9.25%), Dor Gas (4%), Everst (3.5%)	تم حفر بئر استكشافي، جاري تقييم الحقل
ليفياثان Leviathan	2010	21.9	Delek Drillig (45.34%), Noble Energy (39.66%), Ratio Oil (15%)	في مرحلة التطوير
دولفين Dolphin	2011	0.1	Delek Drillig (45.34%), Noble Energy (39.66%), Ratio Oil (15%)	تم حفر بئر استكشافي، تحت التقييم
تانين Tanin	2012	1.2	Energean O&G (100%)	في مرحلة التطوير
شمشون Shimshon	2012	0.55	Isramco(50%), Naphta oil (20%), I.Oil (10%), Modiin (10%), 10) آخرون%)	تم حفر بئر استكشافي، تحت التقييم
كاريش Karish	2013	1.8	Energean O&G (100%)	في مرحلة التطوير
Ishai	2013	0.31-0.25	MAMMAX(63%) I.Oppurtunity (21%), Eden(11%), PSH (5%)	تم منح رخصة التطوير للشركاء حتى عام 2045
الإجمالي	**38.55 تريليون قدم مكعب** (لا يشمل " نوا" و"ماري-ب" لبلوغهما مرحلة الاستنزاف)			

1-3-3: الإعلان عن جولة العروض الأولى للبحث عن الغاز قبالة سواحل فلسطين المحتلة

في ضوء الاكتشافات التي تم تحقيقها في المياه الاقتصادية الخالصة لفلسطين المحتلة، اتخذت وزارة البنية التحتية والطاقة والموارد المائية قراراً عام 2012 يقضي بتعليق منح تراخيص جديدة للبحث عن النفط والغاز في المياه الاقتصادية، بناءً على توصية من مجلس البترول، وذلك بهدف تقييم هذه الاكتشافات، وتحديث سياسة الغاز

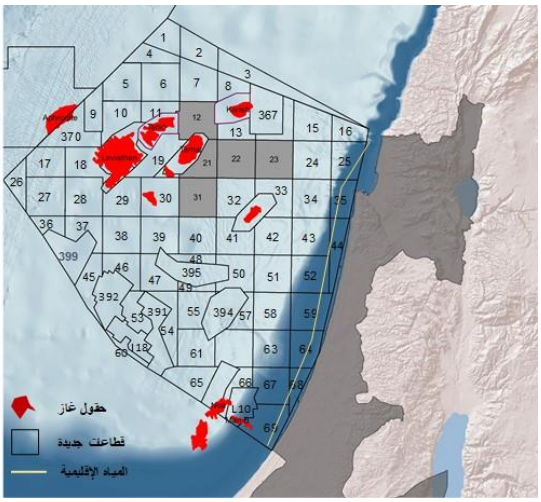
الداخلية، وتعديل النظام التشريعي، والتغلب على كافة الصعوبات الفنية. وبعد مرور أكثر من أربع سنوات من هذا التعليق المؤقت، قررت وزارة الطاقة عام 2017 وبناء على توصية أيضاً من مجلس البترول، فتح المياه الاقتصادية مجدداً أمام عمليات البحث والتنقيب. ووفقاً لقانون البترول، توجد آليتان لمنح تراخيص البحث أما بمنح طلبات ترخيص (License Applications) مباشرة أو اللجوء إلى إجراء عملية تقديم عروض تنافسية (Competitive Bidding Process) لمنح التراخيص إلى أفضل العروض المقدمة من الشركات المتنافسة.

ونظراً لأن كافة عمليات البحث السابقة التي أسفرت عن تحقيق الاكتشافات سالفة الذكر كانت عبر طلبات ترخيص مقدمة من شركات أغلبها شركات محلية وأمريكية، فقد قررت وزارة الطاقة اتباع الآلية الثانية بإجراء عملية تقديم عروض تنافسية (مزايدة عالمية) لجذب أكبر عدد ممكن من الشركات العالمية. وفي ضوء ذلك، تم تقسيم المياه الاقتصادية الخالصة إلى 69 منطقة/قطاع (Block) بشكل متساو تقريباً بحيث لا تزيد مساحة المنطقة الواحدة عن 400 كم^2 حسب قانون البترول[55]. ونظراً لوجود تراخيص سارية في بعض المناطق والتي تم منحها في وقت سابق، فقد نتج عن هذا التقسيم وجود بعض القطاعات بمساحة أقل من 400 كم^2، كما أن الشكل النهائي لبعض القطاعات أصبح غير منتظم كما هو مبين بالشكل 1-18.

وبدأت أولى الخطوات الفعلية نحو فتح المياه الاقتصادية مجدداً أمام أنشطة البحث، بطرح وزارة البنية التحتية والطاقة والموارد المائية جولة العروض الأولى في تشرين الثاني/نوفمبر 2016، والتي تضمنت 24 قطاع تتراوح مساحتها بين 117 و400 كم^2 في عمق مياه يتراوح بين 680 -1,770 متر كما هو مبين بالجدول 1-11، وتم تحديد يوم 21 من شهر نيسان/أبريل من نفس العام كآخر موعد لتقديم العروض من الشركات الراغبة.

[55] Ministry of energy;" Bid Round Block Delineation". http://www.energy-sea.gov.il/English-Site/Pages/1ST%20Bid%20Round/Tender_Block_Delineation.aspx

الشكل 1-18 :خريطة تقسيم المنطقة الاقتصادية الخالصة لفلسطين المحتلة إلى 69 قطاعاً لفتحها أمام عمليات البحث والاستكشاف



المصدر: وزارة البنية التحتية، الطاقة، وموارد المياه- فلسطين المحتلة

الجدول 1-11: القطاعات المطروحة في جولة العروض الأولى في المنطقة الاقتصادية الخالصة لفلسطين المحتلة

رقم القطاع	المساحة (كم^2)	متوسط عمق المياه (م)	رقم القطاع	المساحة (كم^2)	متوسط عمق المياه (م)
12	364.93	1,770	**33**	292.5	1,255
13	175.45	1,660	**36**	148.21	1,325
17	298.67	1,520	**38**	400	1,420
19	352.76	1,680	**39**	393.74	1,480
21	228.24	1,630	**40**	400	1,475
22	400	1,565	**42**	383.29	1,120
23	400	1,425	**46**	269.88	1,320
26	190.31	1,425	**47**	276.18	1,351
27	399.57	1,415	**48**	117.83	1,410
29	349.16	1,535	**50**	323.6	1,280
31	400	1,560	**51**	400	1,010
32	356.98	1,490	**60**	170.35	680

المصدر: وزارة البنية التحتية، الطاقة، وموارد المياه- فلسطين المحتلة

ومن الملاحظ أن القطاعات المطروحة في جولة العروض الأولى تم اختيارها لتكون متمركزة في وسط المياه الاقتصادية، وملاصقة للاكتشافات السابقة، في محاولة لجذب أكبر عدد ممكن من الشركات العالمية. أما بالنسبة للقواعد التنظيمية (Regulatory Regime) لترخيص البحث عن النفط والغاز، فتتلخص أهم سماتها الرئيسية في النقاط التالية:

- **مرحلة البحث الأولى**: تستمر لمدة ثلاث سنوات، مع الالتزام بحفر بئر أو تحديد موقعه (Drop Point) على الأقل قبل انتهاء مدة الترخيص بثلاثة شهور على الأقل.
- **مرحلة البحث الثانية**: إمكانية مد فترة سريان الترخيص لثلاث سنوات إضافية بشرط حفر بئر واحد خلال هذه الفترة، مع الالتزام ببعض الشروط الأخرى التي يحددها القانون.
- **مرحلة الإنتاج**: في حالة تحقيق اكتشاف تجاري، ينتهي العمل بترخيص البحث، وتمنح الشركة صاحبة الترخيص عقداً (Lease) لاستغلال الاكتشاف لمدة 30 سنة مع إمكانية مدة فترة العقد لـ 20 سنة إضافية.

ومن أجل تعزيز المنافسة بين الشركات الراغبة في دخول جولة التراخيص، والقضاء على الاحتكار، قررت وزارة الطاقة عدم السماح لأي من الشركات الحائزة على تراخيص سارية وتزيد حصتها عن 7 تريليون قدم مكعب[56]. إلا أنه ومع اقتراب نهاية فترة تلقي العروض، قررت وزارة الطاقة مد الفترة إلى شهر تموز/يوليو 2017، ثم أعادت ومدتها إلى منتصف شهر تشرين الثاني/نوفمبر من نفس العام، **وهي خطوة تشير إلى عزوف الشركات العالمية عن تقديم عروض.**

[56] Ministry of Energy; "Minister of Energy announced the launching of a first bid round"; November 15, 2016.
http://www.energy-sea.gov.il/English-Site/Lobby/Articles/Pages/Minister-of-Energy-announced-the-launching-of-a-first-bid-round-.aspx

وبالفعل، ومع انتهاء المهلة الأخيرة، أسفرت الجولة الأولى عن تلقي عرضين فقط[57]، الأول مقدم من شركة Energean Oil & Gas اليونانية، أما العرض الثاني فقدمه ائتلاف/كونسورتيوم من أربع شركات حكومية هندية من بينها Oil India و India Oil. وعقَّبت وزارة الطاقة على نتائج الجولة (المتواضعة) بأنها تمثل الخطوة الأولى نحو استغلال الثروات البترولية في مياهها الاقتصادية، وأنها بدأت في التحضير لطرح جولة التراخيص الثانية خلال عام 2018.

وفي نفس الصدد، صادق مجلس البترول بفلسطين المحتلة في كانون الأول/ديسمبر 2017، على منح ستة تراخيص في ستة قطاعات جديدة[58]، حيث حصلت شركة Energean Oil & Gas اليونانية على تراخيص في خمسة قطاعات (12، 21، 22، 23، 31) وهي القطاعات القريبة من حقول تانين Tanin وكاريش Karish والتي تشرف على تطويرها نفس الشركة. **وهو ما يفسر رغبة الشركة في التواجد في قطاعات مجاورة، حيث يمكن الاستفادة من التسهيلات البحرية المزمع تركيبها ضمن خطة تطوير الحقلين، وتخفيض تكاليف الإنتاج**. أما كونسورتيوم الشركات الهندية، فقد فاز بترخيص البحث في القطاع رقم (32)[59]. وبمنح التراخيص الستة الجديدة بجانب ثلاثة تراخيص أخرى سارية، يصل العدد الإجمالي للقطاعات البحرية التي تقوم فيها شركات البترول المحلية والعالمية بعمليات البحث عن النفط والغاز في المياه الاقتصادية لفلسطين المحتلة إلى تسعة بمساحة إجمالية 3,346 كم^2 كما هو مبين بالجدول 1-12، علاوة على تسعة قطاعات أخرى والتي تحققت فيها اكتشافات غازية منها ما تم تطويره وبدأ الإنتاج بالفعل، ومنها مازال في إطار إعداد خطة التطوير كما يبين الشكل 1-19.

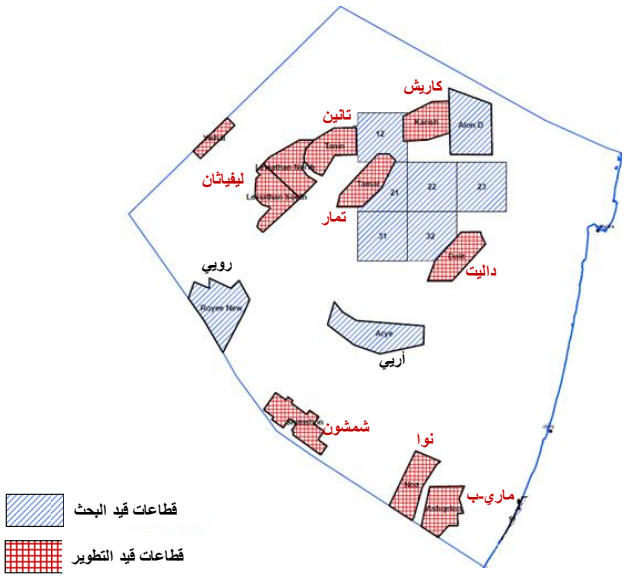
[57] NewBase; "bid round ends in disappointment"; Week 46, Issue 652, November 21, 2017.
[58] Energean Oil& Gas; "Energean awarded five exploration licenses"; Press Release; December 13, 2017.
[59] Ministry of Energy;" Petroleum Council Approved the Winning Bids"; Press Release; December 11, 2017.

الجدول 1-12: القطاعات الجاري بها عمليات البحث عن النفط والغاز قبالة سواحل فلسطين المحتلة، مطلع عام 2018

اسم/رقم القطاع	المساحة (كم^2)	حامل الترخيص	انتهاء الترخيص
رويي Royee	400	Ratio Oil (70%), Edison (20%), I.Oppurtunity (10%)	أبريل -2018
أريي Aryee	396	Coleridge (73%), آخرون (27%)	ديسمبر-2018
ألون-د Alon-D	400	Delek (53%), Noble Energy (47%)	أبريل-2020
12	364.93	Energean O&G (100%)	ديسمبر-2020
21	228.24	Energean O&G (100%)	ديسمبر-2020
22	400	Energean O&G (100%)	ديسمبر-2020
23	400	Energean O&G (100%)	ديسمبر-2020
31	400	Energean O&G (100%)	ديسمبر-2020
32	356.98	Oil Indea(25%), Indean Oil(25%), Bharat P.resources(25), ONGC (25%)	ديسمبر-2020

المصدر:-وزارة البنية التحتية، الطاقة، وموارد المياه- فلسطين المحتلة

الشكل 1-19: مناطق الامتياز والتطوير قبالة سواحل فلسطين المحتلة



المصدر:-وزارة البنية التحتية، والطاقة، وموارد المياه- فلسطين المحتلة

4-1: أنشطة البحث والاستكشافات قبالة سواحل جمهورية قبرص

1-4-1: عمليات المسح السيزمي ثنائي وثلاثي الأبعاد

تعتبر قبرص من أوائل الدول في شرق المتوسط التي قامت بإعداد دراسات جيوفيزيائية وجيولوجية عن منطقتها البحرية ويعود ذلك إلى حقبة السبعينيات. فخلال الفترة 1970-1974، قامت شركة Delta Exploration بجمع بيانات المسح السيزمي في المياه الضحلة على عمق 200 متر، بينما قامت شركة Sefel بجمع بيانات المسح السيزمي ثنائي الأبعاد لـ 8,000 كم طولي في المياه الإقليمية. وبعد أكثر من عشر سنوات، قام فريق تابع للأكاديمية السوفيتية للعلماء (Soviet Academy of Scientists) خلال الفترة 1985-1987 بإعداد دراسات جيولوجية وجيوفيزيائية، أسفرت نتائجها عن وجود احتمالية بدرجة معقولة لمكامن للنفط والغاز في المياه الضحلة[60].

وبالرغم من هذه البداية التاريخية للبحث عن الثروات البترولية قبالة السواحل القبرصية، إلا أن البداية الحقيقية انطلقت عام 2006، عندما بدأت إدارة خدمات الطاقة التابعة لوزارة التجارة والصناعة والسياحة في تنفيذ برنامج لجمع بيانات المسح السيزمي ثنائي وثلاثي الأبعاد وذلك على النحو التالي[61]:

- في عام 2006، قامت شركة Petroleum Geoscience (PGS) بجمع بيانات المسح السيزمي ثنائي الأبعاد لـ 6,770 كم طولي على مساحة 51,000 كم^2 ضمن المياه الاقتصادية القبرصية.

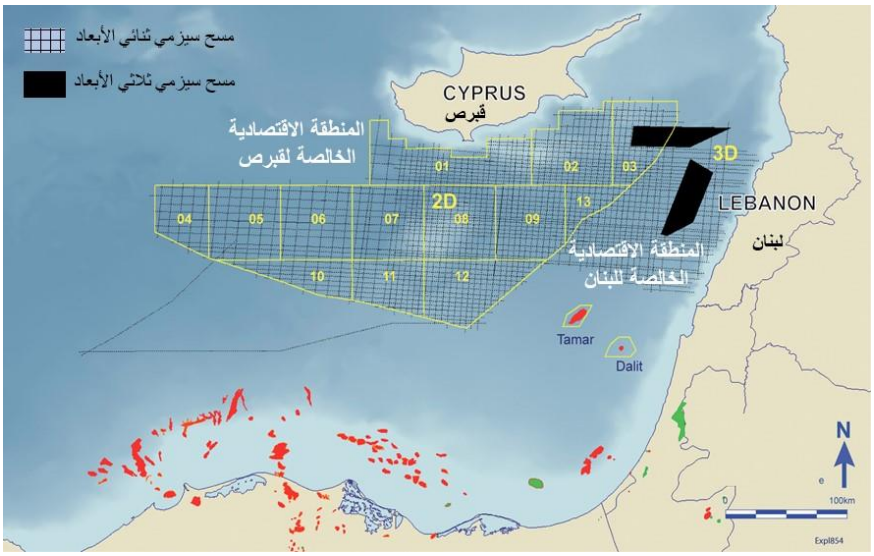
[60] Oikonomopoulos K., and Stambolis C. (IENE); " Hydrocarbon Exploration and Production in the East Mediterranean and the Adriatic Sea"; IENE's International Workshop, Athens , April 26-27,2012.

[61] Kassinis S (MCIT-Energy Service); " Offshore Cyprus Hydrocarbon Exploration Activities"; PETEX 2010 London UK, November 24, 2010.

- في عام 2007، قامت شركة PGS بجمع بيانات المسح السيزمي ثلاثي الأبعاد على مساحة 659 كم^2 في المنطقة القريبة من المياه الاقتصادية اللبنانية، علماً بأن نفس الشركة كانت تقوم بتنفيذ مسح مماثل في الجانب اللبناني كما توضح الخريطة 1-20.
- في عام 2008، قامت شركة PGS بجمع بيانات المسح السيزمي ثنائي الأبعاد لـ 12,200 كم طولي في القسم الغربي والجنوبي من المياه الاقتصادية لقبرص.

وقد أسفر تفسير بيانات المسح السيزمي ثنائي وثلاثي الأبعاد الذي أعدته شركة Beicip-Franlab الفرنسية، عن وضع تصور للمنظومة البترولية، وأظهر وجود هيكليات وطبقات جيولوجية واضحة المعالم قد تشكل مكامن محتملة للنفط والغاز.

الشكل 1-20: نشاط المسح السيزمي ثنائي وثلاثي الأبعاد في المنطقة الاقتصادية الخالصة لقبرص خلال الفترة 2006-2008



المصدر: إدارة خدمات الطاقة بوزارة التجارة والصناعة والسياحة (MCIT-Energy Service)، جمهورية قبرص

1-4-2: انطلاق جولات منح التراخيص للبحث عن الغاز قبالة سواحل قبرص

وفي إطار التحضير لمنح تراخيص البحث عن النفط والغاز للشركات الراغبة عبر مزايدات عالمية، تم تقسيم منطقة البحث الواقعة جنوب جزيرة قبرص ضمن المنطقة الاقتصادية الخالصة إلى 13 قطاعاً بمساحة إجمالية 50,799 كم^2. وتتراوح مساحة القطاع الواحد بين 1,201 كم^2 و2,374 كم^2، بينما يتروح عمق المياه في منطقة البحث بين 300 متر و 3,000 متر تقريباً كما يبين الجدول 1-13.

الجدول 1-13: تقسيم المنطقة البحرية الواقعة جنوب قبرص إلى 13 قطاعاً

رقم القطاع	المساحة (كم^2)	متوسط عمق المياه (متر)	
		أقل عمق	أعلى عمق
1	5,740	397	2,574
2	4,741	248	2,051
3	3,510	782	2,020
4	2,734	2,449	2,866
5	4,555	2,201	2,750
6	4,561	2,002	2,619
7	4,562	846	2,613
8	4,562	730	2,588
9	4,279	1,887	2,351
10	2,561	1,652	2,475
11	2,958	1,194	2,186
12	4,597	1,185	2,026
13	1,439	2,010	2,124

المصدر: إدارة خدمات الطاقة بوزارة التجارة والصناعة والسياحة (MCIT-Energy Service)، جمهورية قبرص

وقد بدأت أولى الخطوات العملية نحو جذب الشركات العالمية للتنقيب عن النفط والغاز في المياه البحرية القبرصية وذلك بطرح جولة التراخيص الأولى في شهر شباط/فبراير 2007، والتي تضمنت جميع القطاعات البحرية (باستثناء القطاع

رقم 3، والقطاع رقم 13) بمساحة إجمالية 46,000 كم^2. أما بالنسبة للقواعد التنظيمية (Regulatory Regime) لترخيص البحث، فتتلخص أهم سماتها الرئيسية في النقاط التالية:

- **مرحلة البحث الأولى**: وتستمر لمدة ثلاث سنوات، ويلتزم فيها الائتلاف الفائز بحفر بئر استكشافي واحد على الأقل.
- **الفترة الإضافية**: يمكن تمديد فترة البحث الأولى لفترتين إضافيتين لمدة سنتين في كل فترة، لكن سيتم سحب 25% من المساحة الكلية للقطاع الممنوح مع كل تجديد.
- **مرحلة الإنتاج**: في حال تحقيق استكشاف تجاري، يمنح الائتلاف حق استغلال الاكتشاف لمدة 25 سنة، مع إمكانية تجديده لمدة عشر سنوات إضافية وفق القواعد والشروط المنظمة في هذا الشأن.

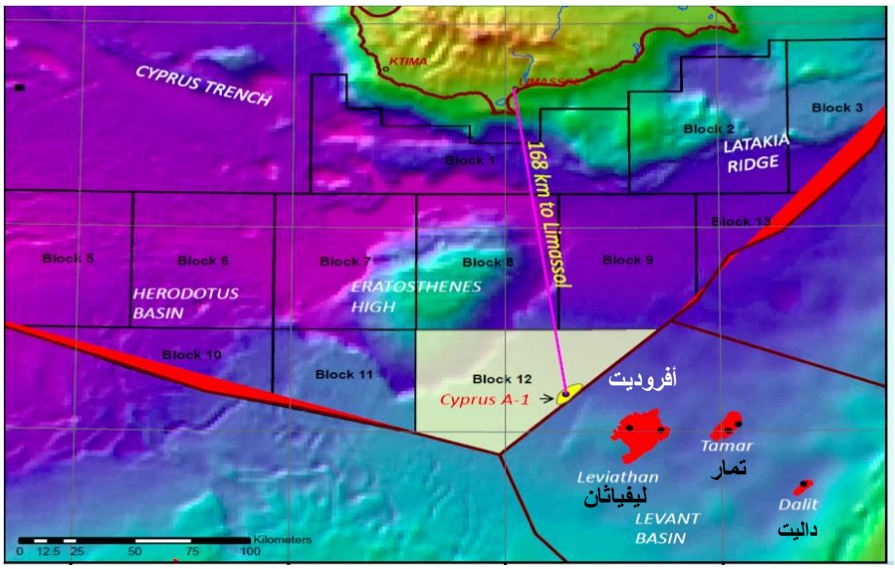
وفي نفس الصدد، أسفرت نتائج الجولة عن تم قبول العرض المقدم من شركة Noble Energy الأمريكية على القطاع-12 (أفروديت) المتاخم للمنطقة الاقتصادية لكل من مصر وفلسطين المحتلة، وتم منح الترخيص في تشرين الأول/أكتوبر 2008. و بعد انتهاء عمليات البحث السيزمي التي استمرت ثلاث سنوات، بدأت شركة Noble Energy في حفر أول بئر استكشافي "قبرص أ-1" (Cyprus A-1) في أيلول/سبتمبر 2011، وهو أول بئر استكشافي يتم حفره قبالة السواحل القبرصية.

ووفقاً لما أعلنته Noble Energy في كانون الأول/ ديسمبر 2011، فقد أخترق طبقة حاوية للغاز تضم نحو 5-8 تريليون قدم مكعب، وعلى أفضل تقدير نحو 7 تريليون قدم مكعب[62]. حيث اخترق البئر الاستكشافي طبقات رملية من عصر الميوسين بسمك صافي 94 متر. ووصل البئر الاستكشافي إلى عمق 5,860 متر، في مياه عمقها 1,689 متر. ويمتد اكتشاف "أفروديت" على مساحة 25,600 فدان، وهو

[62] LNG World News;" Noble Finds Gas Off Cyprus"; December 28, 2011.

يقع على الحدود البحرية مع فلسطين المحتلة على مقربة من حقل "ليفياثان" العملاق كما هو مبين بالشكل 1-21.

الشكل 1-21 :اكتشاف "أفروديت" في القطاع-12 ضمن المنطقة الاقتصادية الخالصة لقبرص



المصدر: Cyprus Energy Regulatiry Authority[63]

واستكمالاً لعمليات تقييم الاكتشاف الجديد، قامت الشركة بحفر البئر التقييمي (Cyprus A-2) في تشرين الأول/ أكتوبر 2013 على بعد أربعة أميال من البئر الاستكشافي الأول، في مياه عمقها 1,700 متر، واخترق طبقة رملية من عصر الميوسين بسمك 36.5 متر. وعلى أثر نتائج حفر البئر التقييمي، خفضت شركة Noble Energy تقديراتها لحجم اكتشاف "أفروديت" ليتراوح بين 3.6-6 تريليون قدم مكعب، وبأفضل تقدير 5 تريليون قدم مكعب[64]، ثم تم الإعلان منتصف عام 2015، أن اكتشاف "أفروديت" تجارياً، وتم تسليم خطة تطوير الحقل إلى وزارة

[63] G. Shammas(Cyprus Energy Regulatiry Authority);" Cyprus Potential Role in the East Med Energy Developments"; Sabanciuniversity , Istanbul, Turkey; November 19, 2013.
[64] MEES;" Cyprus LNG plans wobble"; V56N41; October 11, 2013.

الطاقة بقبرص. وقد باعت شركة Noble Energy أغلب حصتها في الحقل، وتحتفظ بحصة 35%، بينما يستحوذ على الحصة المتبقية كل من شركة Delek Drilling (30%)، وشركة Shell (BG) (35%)[65].

وقد أعطى اكتشاف "أفروديت" دفعة قوية لجهود قبرص الرامية نحو فتح المنطقة الاقتصادية بغية تحقيق اكتشافات جديدة. وفي هذا الصدد، أعلنت وزارة الطاقة في شهر شباط/فبراير 2012، طرح جولة التراخيص الثانية للبحث عن النفط والغاز في القطاعات المتبقية من الجولة السابقة بالإضافة إلى القطاع-3 والقطاع-13، بإجمالي 12 قطاعاً بمساحة إجمالية 46,202 كم^2، وتم تحديد شهر أيار/مايو 2012 كأخر موعد لتلقي العروض الفنية والتجارية من الشركات المتنافسة. وقد أسفرت نتائج الجولة الثانية عن منح تراخيص البحث لائتلاف شركتي Eni الإيطالية و KOGAS الكورية في شهر كانون الثاني/يناير 2013 في القطاعات (2 ، 3 ، 9) بمساحة إجمالية 12,530 كم مربع[66]، بينما تم منح ترخيص البحث في القطاع -10، والقطاع-11 إلى شركة Total الفرنسية في شباط/فبراير 2013[(67)].

ولم تسفر عمليات البحث التي قامت بها شركة Eni في القطاعات التابعة لها عن تحقيق أية اكتشافات، حيث حفرت الشركة بئرين استكشافيين في القطاع-9 في كانون الأول/ديسمبر عام 2014، وآذار/مارس عام 2015، بتكلفة بلغت 300 مليون دولار، وجاءت النتائج مخيبة للآمال لعدم وجود أية تجمعات للغاز يمكن استخراجها[68،69]. أما في القطاع-2 والقطاع -3، فلم تسفر عمليات البحث السيزمي عن تحديد أهداف لحفر آبار استكشافية، إلا أن الحكومة القبرصية قررت منح

[65] Delek Group Presentation; September 2017
[66] MEES;" ENI/Kogas Secure Deal For Cyprus Offshore Gas Exploration"; Vol.56, No.5, February 1,2013.
[67] MEES;" Total Wins Cyprus Blocks"; Vol.56, No.6, February 8, 2013.
[68] MEES;" Cyprus Disappoints"; Vol.58, No.1, January 2, 2015.
[69] MEES;" End of the Road for Cyprus Gas Hub Dreams"; Vol.58, No.15, April 10, 2015

شركة Eni فترة إضافية لمدة سنتين لاستكمال عمليات البحث خلال القطاعات الثلاثة سالفة الذكر.

من جانبها قامت شركة Total الفرنسية بعمل مسح سيزمي ثنائي وثلاثي الأبعاد في القطاعين (10،11) وأعدت دراسات جيولوجية وجيوفيزيائية للقطاعين، إلا هذه الدارسات المكثفة لم تسفر عن تحديد أهداف لتنفيذ برنامج للحفر الاستكشافي[70]. لذا قررت الشركة بعد مفاوضات مع وزارة الطاقة القبرصية الانسحاب من القطاع - 10، وبالفعل تم إنهاء الترخيص الممنوح لها منتصف عام 2015 قبل انتهاء صلاحية الترخيص بعدة أشهر ودون حفر أية أبار استكشافية[71].

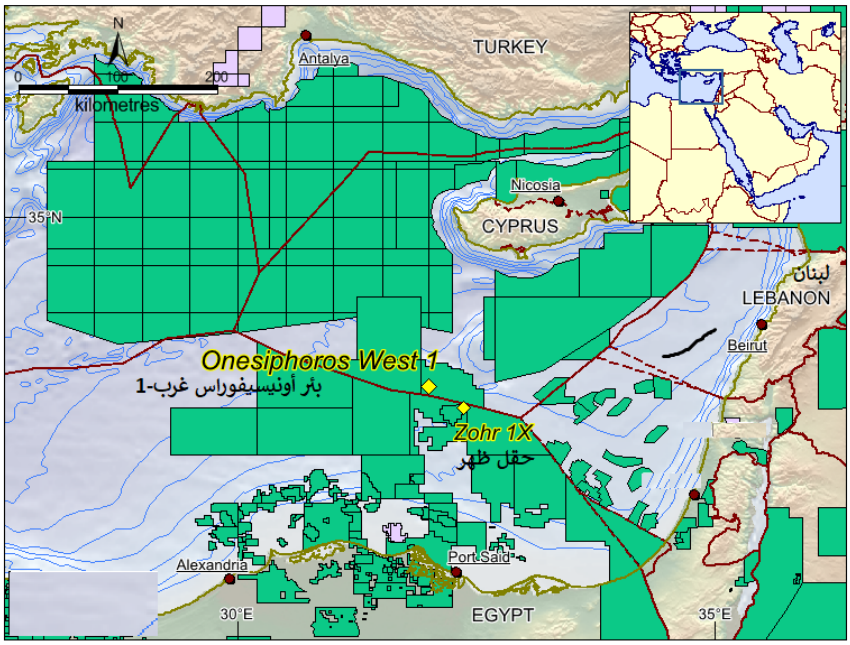
بيد أنها توصلت إلى اتفاق مع وزارة الطاقة لتستمر في القيام بعمليات البحث والتقييم في القطاع-11، إلا أنها لم تتمكن من تحقيق أي اكتشافات تجارية في القطاع خلال فترة البحث الأولى، ومع تمديد الترخيص الممنوح لها لمدة سنتين إضافيتين تم سحب 25% من القطاع حسب شروط التراخيص. كما أبرمت شركة Total اتفاقاً مع شركة Eni للدخول معها في القطاع-11 بحصة 50% في آذار/مارس 2017[(72)]، مع احتفاظها بالنسبة المتبقية وكصاحب حق-مشغل في القطاع، وذلك بعد نجاح شركة Eni تحقيق اكتشاف "ظهر" العملاق الذي يقع على مقربة من القطاع.

وقام الائتلاف بحفر أول بئر استكشافي "أونيسيفوراس،غرب1" Onesiphoros West-1 في تموز/يوليو 2017[73] على بعد 8 كم فقط من الحدود البحرية مع مصر، و 40 كم من حقل "ظهر" كما يبين الشكل 22-1، في مياه عمقها 1,700 متر، للوصول إلى طبقات الحجر الجيري التي يتواجد

[70] MEES;" Total Wins Cyprus Blocks"; Vol.56, No.6, February 8, 2013.
[71] http://www.mcit.gov.cy/mcit/hydrocarbon.nsf/page16_en/page16_en?OpenDocument
[72] Interfax Global Energy;" Eni takes 50% in Cyprus Block 1"; March 8,2017
[73] Ministry of Energy, Commerce, Industry and Tourism;" Announcement regarding the drilling of "Onesiphoros West 1" well in Block 11, within the Exclusive Economic Zone of the Republic of Cyprus;" July 12, 2017.

فيها حقل ظهر[74]. وقد أسفر الحفر عن تحقيق اكتشاف جديد للغاز على عمق 4,250 متر تحت سطح البحر، إلا أن كمياته متواضعة حيث قُدرت بحوالي 0.5 تريليون قدم مكعب، وهو ما اعتبرته Total اكتشاف غير تجاري[75].

الشكل 1-22: اكتشاف "أونيسيفوراس" في القطاع-10 بالمياه الاقتصادية الخالصة لقبرص



المصدر: GeoExpro

لقد أدت **"النتائج السلبية"** للحفر الاستكشافي الذي قامت به Eni في القطاع-9، وانسحاب شركة Total من القطاع-10 بعد فشل تحديد أهداف لتنفيذ برنامج الحفر الاستكشافي، إلى تراجع آمال تحقيق اكتشافات جديدة على غرار "أفروديت"، إلا أن اكتشاف "ظهر" العملاق كان بمثابة القاطرة التي

[74] MEEs;" Cyprus: Total Spuds Key Wildcat As Unification Talks Collapse"; Vol.60, No.58, july 14, 2017.
[75] GeoExpro;" Exploration Update - Cyprus :Non-Commercial but Encouraging Discovery"; Vol.14, No.5, 2017.

دفعت الجهود في اتجاه استكمال عمليات البحث والاستكشاف قبالة السواحل القبرصية. وفي هذا الصدد، قررت قبرص طرح جولة تراخيص جديدة في شهر آذار/مارس 2016 تضم ثلاثة قطاعات متبقية من الجولات السابقة (القطاعات 6 ، 8 ، 10) ؛ وتم تحديد شهر تموز/يوليو كآخر موعد لتلقي العروض من الشركات المتنافسة[76]. وقد أسفرت هذه الجولة عن تلقي ستة عروض من ثمان شركات من بينها شركات شاركت لأول مرة كشركة "قطر للبترول" وشركة Exxon Mobil الأمريكية وشركة Statoil النرويجية، وهو الأمر الذي يشير بقوة إلى زيادة اهتمام الشركات الكبرى بمنطقة شرق المتوسط كمنطقة واعدة للغاز الطبيعي.

وقد حاز القطاع-10 الذي انسحبت منه شركة Total عام 2015 على نصف عدد العروض المقدمة، على أمل أن يحتوي على طبقات حاوية للغاز مماثلة لاكتشاف "ظهر"[77]. وقد اعتبرت وزارة الطاقة أن الجولة حققت نجاحا كبيراً في جذب كبريات شركات البترول العالمية، بالرغم من التحديات التي تمر بها صناعة البترول العالمية.

وبعد تقييم العروض المقدمة والتفاوض مع الشركات صاحبة العروض، قررت وزارة الطاقة القبرصية منح ثلاثة تراخيص جديدة في القطاعات الثلاثة سالفة الذكر في آذار/مارس 2017، حيث فاز ائتلاف من شركة Total وشركة Eni (50/50%) بترخيص البحث في القطاع-6، بينما فازت شركة Eni وحدها بترخيص البحث في القطاع-8. كما فاز ائتلاف من شركة ExxonMobil الأمريكية، وشركة قطر للبترول (بنسبة 80/20%) بترخيص البحث في القطاع-10.

[76] MEE;" Cyprus Launches New Bid Round: Will There Be Eni Interest?"; V59, No.12, March 25, 2016.
[77] MEES;" ExxonMobil, Statoil & QP make first forays into Cyprus' offshore"; V59, No.30; July 29, 2016.

وبمنح التراخيص الثلاثة الجديدة بجانب أربعة تراخيص أخرى سارية، يصل العدد الإجمالي للقطاعات البحرية التي تقوم فيها شركات البترول العالمية بعمليات البحث والاستكشاف في المياه الاقتصادية لقبرص إلى سبعة بمساحة إجمالية 27,172 كم^2، علاوة على القطاع-12 الذي تحقق فيه اكتشاف "أفروديت" وجاري إعداد خطة تطويره كما هو مبين بالجدول 1-14.

الجدول 1-14: القطاعات الجاري بها عمليات البحث والتطوير في المنطقة الاقتصادية الخالصة لقبرص، مطلع عام 2018

جولة التراخيص	رقم القطاع	المساحة (كم^2)	حامل الترخيص	تاريخ منح الترخيص	ملاحظات
الأولى (2007)	**12**	4,597	Noble* (35%), Shell (35%), Delek (30%)	أكتوبر 2008	تم تحقيق اكتشاف أفروديت 2011 وجاري إعداد خطة التطوير
الثانية (2012)	**2**	4,741	Eni* (80%), Kogas (20%)	يناير 2013	تم تجديد الترخيص لسنتين إضافيتين لينتهي بحلول فبراير 2018
	3	3,510	Eni* (80%), Kogas (20%)	يناير 2013	تم تجديد الترخيص لسنتين إضافيتين لينتهي بحلول فبراير 2018
	9	4,279	Eni* (80%), Kogas (20%)	يناير 2013	تم تجديد الترخيص لسنتين إضافيتين لينتهي بحلول فبراير 2018
	11	2,958	Total* (50%), Eni (50%)	يناير 2013	تنازلت Total عن حصة 50% لـ Eni في مارس 2017
الثالثة (2016)	**6**	4,561	Total (50%), Eni* (50%)	مارس 2017	تحقيق اكتشاف "كاليبسو"، ومن المخطط حفر بئر تقييمي في الربع الأول من 2019
	8	4,562	Eni*(100%)	مارس 2017	تم تأجيل الحفر الاستكشافي الذي كان مخططا في الربع الأول 2018
	10	2,561	ExxonMobil* (80%), QP(20%)	مارس 2017	انسحبت منه Total في مارس 2015 من المخطط بدأ عمليات الحفر الاستكشافي في أكتوبر 2018

*صاحب حق-مشغل (Operator)

المصدر: بيانات مجمعة من الإعلانات الرسمية للشركات الفائزة في جولات العروض

وقد بدأت Eni عمليات البحث في القطاع-6، الذي تتشارك فيه مع شركة Total، وقامت بحفر أول بئر استكشافي "كاليبسو" (Calypso)، في مياه عمقها 2,074 متر. وقد أسفر ذلك عن تحقيق اكتشاف واعد للغاز على عمق 3,827 متر، يؤكد وجود امتداد لطبقات "ظهر" في المياه الاقتصادية الخالصة لقبرص. حيث أعلنت الشركة في شباط/فبراير 2018، أن البئر قد اخترق طبقات من عصر الميوسين، والعصر الكريتاسي، وأن المكمن الحاوي للغاز له سمات جيدة[78].

ويعد هذا الاكتشاف الجديد، الأول بعد عدة سنوات من تحقيق اكتشاف "أفروديت" عام 2011. وتشير التقديرات الأولية إلى أن احتياطياته تتراوح بين 6-8 تريليون قدم مكعب[79]، إلا أن Eni تتوقع أن تزيد احتياطياته الفعلية عن ذلك فور الانتهاء من حفر البئر التقييمي له خلال الربع الأول من عام 2019. وتأمل Eni أن يكون الاكتشاف باحتياطيات مرتفعة لتكون كافية لإنشاء محطة للغاز الطبيعي المسال في قبرص.

ويأتي الاكتشاف الجديد ليعطي أملاً جديداً لعمليات البحث والاستكشاف التي تقوم بها Eni في ستة قطاعات من القطاعات الثمانية التي تجرى بها عمليات البحث، علاوة على أنها تحمل صفة المشغل في خمسة قطاعات منها (2، 3، 6، 9، 8). أما شركة Total الفرنسية، وبالرغم من انسحابها من القطاع-10، إلا أنها لا تزال تحتفظ تواجد فعال ضمن المنطقة الاقتصادية الخالصة لقبرص، حيث تتشارك مع Eni في القطاع-6 وأيضاً القطاع-11.

[78] Eni;" Eni announces a gas discovery Offshore Cyprus"; Press release; February 2,2018.
[79] MEES;"Cyprus Exploration: Crunch Period Nears"; Vol.61, No.18, May 4, 2018.

5-1: أنشطة البحث والاستكشاف قبالة سواحل الجمهوريّة اللبنانيّة

1-5-1: عمليات المسح السيزمي ثنائي وثلاثي الأبعاد

قامت لبنان على مدار العقدين الماضيين بجمع بيانات المسح السيزمي ثنائي وثلاثي الأبعاد في المنطقة الاقتصادية التي تبلغ مساحتها الإجمالية 22,730 كم^2، وهي تمتد على ما يعادل 30% من مساحة حوض ليفانت الرسوبي. وقد قام بجمع هذه البيانات ثلاث شركات أوروبية بداية من عام 1993 وحتى عام 2012، وفقاً للآتي:

- **شركة Geco-Prakla الأوروبية**

قامت شركة Geco-Prakla بجمع بيانات المسح السيزمي ثنائي الأبعاد لـ 508 كم طولي على مساحة محدودة شمال لبنان قبالة سواحل مدينة طرابلس.

- **شركة Spectrum النرويجية**

قامت شركة Spectrum بجمع بيانات المسح السيزمي ثنائي الأبعاد لحوالي 5,172 كم طولي (خلال الفترة 2000-2002)، كما قامت بجمع بيانات المسح السيزمي ثلاثي الأبعاد على مساحة 5,360 كم^2 (خلال الفترة 2012-2013).

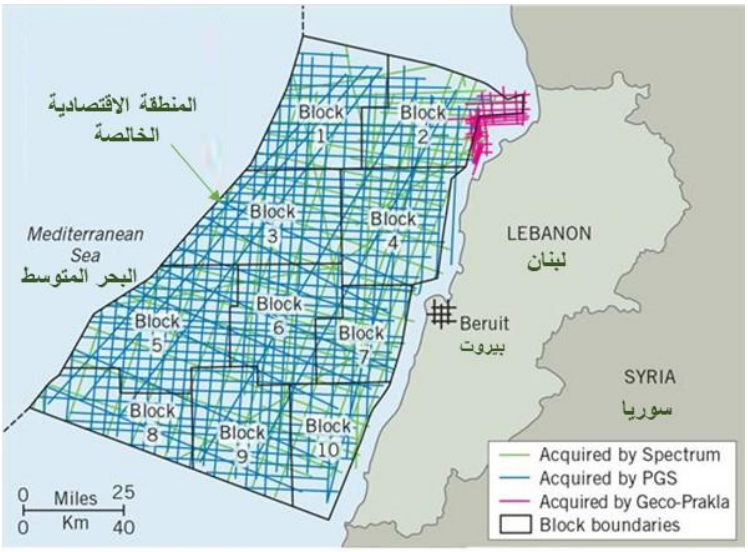
- **شركة Petroleum Geoscience (PGS) النرويجية**

قامت شركة PGS بجمع بيانات المسح السيزمي ثنائي الأبعاد لحوالي 9,700 كم طولي (خلال الفترة 2006-2012)، كما قامت بجمع بيانات المسح السيزمي ثلاثي الأبعاد على مساحة 9,700 كم^2 (خلال الفترة 2008-2011).

وقد أسفرت هذه الأنشطة المكثفة للمسح السيزمي ثنائي الأبعاد عن تغطية كامل مساحة المياه الاقتصادية الخالصة للبنان كما يبين الشكل 1-23، بينما غطت عمليات المسح السيزمي ثلاثي الأبعاد نحو 70% من المياه الاقتصادية. وساهم تحليل بيانات

المسح في وضع تصور عن المنظومة البترولية في حوض ليفانت، وأظهر وجود هيكليات وطبقات جيولوجية واضحة المعالم قد تشكل مكامن محتملة للنفط والغاز[80].

الشكل 1-23: عمليات المسح السيزمي ثنائي الأبعاد التي نفذتها ثلاث شركات أوروبية في المنطقة الاقتصادية الخالصة للبنان



المصدر: هيئة إدارة قطاع البترول-الجمهورية اللبنانية

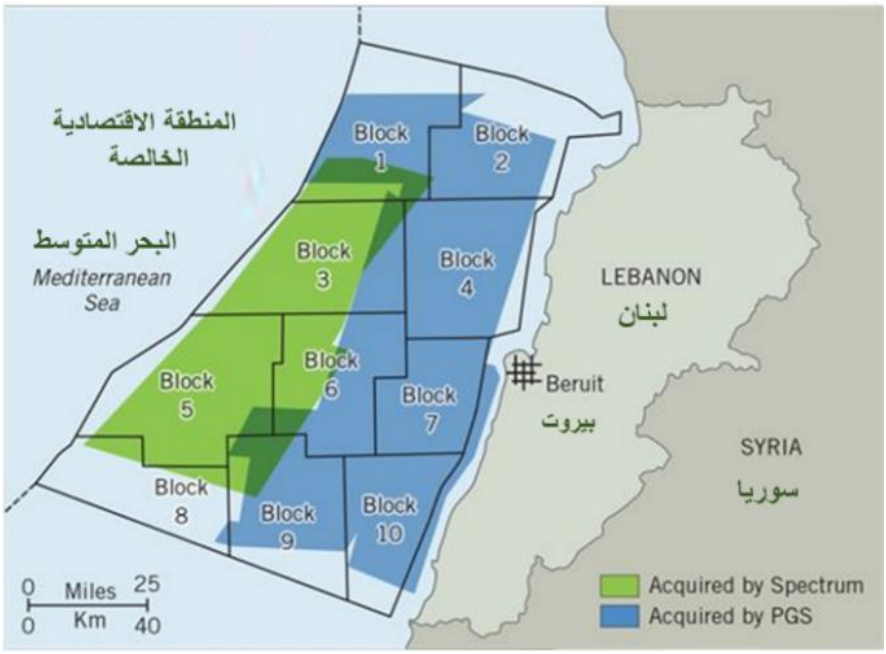
أما من جانب التقديرات، فقد قدرت شركة Spectrum التي نفذت المسح السيزمي ثلاثي الأبعاد في القطاعات الغربية والجنوبية من المياه الاقتصادية كما هو مبين بالشكل 1-24، مخزون الغاز الطبيعي في المنطقة الواقعة في الركن الجنوبي الغربي للمياه الاقتصادية اللبنانية والتي تبلغ مساحتها حوالي 3,000 كم^2 بحوالي 25 تريليون قدم مكعب[81]، بينما أشارت وزارة الطاقة والمياه اللبنانية في كانون الأول/ديسمبر 2013 إلى أن مخزون الغاز في المياه الاقتصادية الخالصة قد يصل إلى 96 تريليون قدم مكعب.

---

[80] هيئة إدارة قطاع البترول، " قطاع النفط والغاز في لبنان"
http://www.lpa.gov.lb/pdf/Lebanon's%20oil%20and%20gas%20sector_ar.pdf

[81] IENE; " Lebanon's Offshore Gas Estimated at 25 TCF"; September 27, 2012.
http://www.iene.gr/page.asp?pid=1783&lng=2

الشكل 1-24: نشاط المسح السيزمي ثلاثي الأبعاد في المنطقة الاقتصادية الخالصة للبنان



المصدر: هيئة إدارة قطاع البترول-الجمهورية اللبنانية

1-5-2: الإعلان عن جولة العروض الأولى للبحث عن الغاز قبالة سواحل لبنان

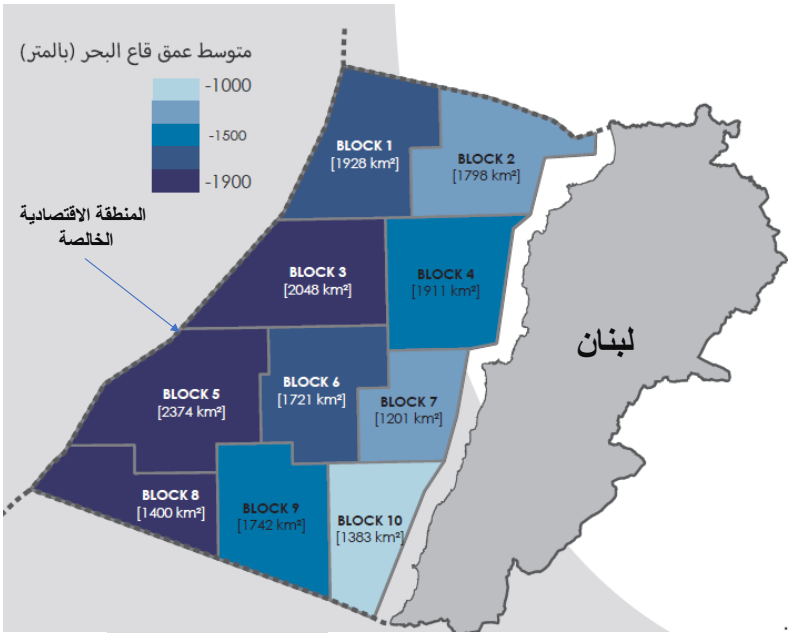
في إطار التحضير لإطلاق دورة العروض الأولى للبحث عن النفط والغاز، تم تقسيم المياه الاقتصادية اللبنانية إلى عشر قطاعات تتراوح مساحة القطاع الواحد بين 1,201 كم^2 و2,374 كم^2 بمساحة إجمالية 21,500 كم^2 كما هو مبين بالشكل 1-25، بالإضافة إلى تحديد منطقة فاصلة/عازلة قوامها ثلاثة أميال بحرية من خط الساحل داخل البحر الإقليمي بمساحة 1,200 كم^2.

وقد بدأت أولى الخطوات العملية لجذب الشركات العالمية للتنقيب عن النفط والغاز في المياه الاقتصادية اللبنانية وذلك بالإعلان عن دورة التأهيل المسبق (Prequalification Process) أمام الشركات المتنافسة في شباط/فبراير 2013

لتحديد الشركات المؤهلة للمشاركة في دورة العروض الأولى المخطط إعلانها بعد شهرين من دورة التأهيل المسبق[82].

ونظرا لتأخر التصديق على مرسومين خاصين بترسيم القطاعات البحرية ضمن المياه الاقتصادية، ونموذج اتفاقية الاستكشاف والإنتاج للأنشطة البترولية، تأجل موعد الإعلان عن جولة العروض الأولى ثلاث مرات.

الشكل 1-25: تقسيم المياه البحرية اللبنانية إلى عشرة مناطق بحرية أمام عمليات البحث



المصدر: هيئة إدارة قطاع البترول-الجمهورية اللبنانية

[82] Ministry of Energy and Water Resources/Petroleum administration;" Lebanon First Offshore Licensing Round Pre-Qualification Results"; April 18, 2013.
http://www.lpa.gov.lb/pdf/Pre-Qualification%20Results%20Presentation.pdf

إلا أن عام 2017، كان بمثابة الانفراجة لقطاع النفط والغاز اللبناني، حيث أقر مجلس الوزراء في كانون الثاني/يناير 2017 المرسومين المتعلقين بتحديد القطاعات البحرية أمام عميات البحث، ونموذج اتفاقية الاستكشاف والإنتاج[83]، ثم أعقب ذلك في نهاية الشهر الإعلان رسمياً عن انطلاق جولة العروض الأولى والتي تضمنت خمسة قطاعات هي (1، 4، 8، 9، 10) بمساحة تتراوح بين 1,400 و1,900 كم^2 تقريباً كما هو مبين بالجدول 1-15، وتم تحديد تشرين الأول/أكتوبر 2017 كآخر موعد لتلقي العروض من الشركات المشاركة.

الجدول 1-15: القطاعات المطروحة في جولة العروض الأولى (2017) في المنطقة الاقتصادية الخالصة للبنان

رقم القطاع	المساحة (كم^2)	متوسط عمق المياه (متر)	
		أقل عمق	أعلى عمق
1	1,928	1,180	1,967
4	1,911	686	1,845
8	1,400	1,642	2,062
9	1,724	1,211	1,909
10	1,383	40	1,637

المصدر: هيئة إدارة قطاع البترول-الجمهورية اللبنانية

وفي مسعى نحو جذب المزيد من الشركات البترولية، قررت وزارة الطاقة فتح دورة تأهيل مسبق ثانية، أسفرت عن انضمام ثمان شركات جديدة ليرتفع العدد الإجمالي للشركات المؤهلة لدخول المزايدة إلى 51 شركة[84].

[83] MEES;" Lebanon Takes Vital Steps To Opening Up Offshore Exploration"; V60, N01, January 06,2017.

[84] هيئة إدارة قطاع البترول-لبنان، " تقويم العروض-دورة التراخيص الأولى في لبنان"
http://www.lpa.gov.lb/pdf/Bidding%20process%20for%20Lebanon's%20first%20offshore%20licensing%20round.pdf

أمـا بالنسـبة للقواعـد التنظيميـة (Regulatory Regime) لتـرخيص البحث، فتتلخص أهم البنود الرئيسية في النقاط التالية[85]:

- **مرحلـة البحـث الأولـى**: وتسـتمر لمـدة ثـلاث سـنوات، ويلتـزم فيهـا الائتلاف الفائز بحفر بئر استكشافي واحد على الأقل.
- **مرحلـة البحـث الثانيـة**: وتسـتمر لمـدة سـنتين، ويلتـزم فيهـا الائـتلاف الفائز بحفر بئر استكشافي واحد على الأقل.
- **الفتـرة الإضـافية**: يمكـن مـد فتـرة البحـث الثانيـة لعـام واحـد إضـافي، مـع الالتزام بالقواعد والشروط المنظمة في هذا الشأن.
- **مرحلـة الإنتـاج**: فـي حالـة تحقيـق اكتشـاف تجـاري، يمـنح الائـتلاف الفـائز حـق اسـتغلال الاكتشـاف لمـدة 30 سـنة، وفـق القواعـد والشـروط المنظمة في هذا الشأن.

وقـد أسـفرت جولـة العـروض الأولـى عـن تلقـي عرضـين علـى القطـاع 4- والقطـاع 9- كمـا يبـين الجـدول 1-16، قـدمهما ائـتلاف مـن ثـلاث شـركات هـي Eni الإيطاليـة، Total الفرنسـية، Novatek الروسـية. ثـم تـم توقيـع العقـود رسـمياً فـي 9 شـباط/فبراير 2018[86]. ومـن المخطـط أن تبـدأ عمليـات البحـث خـلال عـام 2018، علـى أن يـتم حفـر بئـرين استكشـافيين خـلال عـام 2019 كمـا تنص الاتفاقية.

[85] هيئة إدارة قطاع البترول-لبنان، "رسوم دفتر الشروط الخاص بدورات التراخيص في المياه البحرية ونموذج اتفاقية الاستكشاف والانتاج"
http://www.lpa.gov.lb/pdf/Decree%20%2043%20-%20TP%20-%20Rev%206%20-%2029-09-2015.pdf

[86] MEES;" East Med Gas: Troubled Waters"; Vol.61, No.7, February 16, 2018.

الجدول 1-16: القطاعات الجاري بها عمليات البحث عن النفط والغاز في المنطقة الاقتصادية الخالصة للبنان، مطلع عام 2018

القطاع	المساحة ($كم^2$)	الائتلاف حامل الترخيص	انتهاء الترخيص
4	**1,911**	Eni (40%), Total (40%), Novatek (20%)	**فبراير-2021**
9	**1,742**	Eni (40%), Total (40%), Novatek (20%)	**فبراير-2021**

وتأمل لبنان أن تسفر عمليات البحث في القطاعين (4،9) عن تحقيق اكتشافات بترولية، حيث سيعطي ذلك دفعة قوية لجذب المزيد من شركات البترول العالمية للدخول في المياه الاقتصادية اللبنانية، وهو الأمر الذي سيمكن لبنان من استغلال ثرواتها الطبيعية ودعم اقتصادها.

6-1: أنشطة البحث والاستكشاف قبالة سواحل الجمهورية العربية السورية

1-6-1: جولة العروض الأولى للبحث عن الغاز قبالة سواحل سوريا، عام 2007

انطلقت أولى عمليات البحث السيزمي في المياه الاقتصادية الخالصة لسوريا عام 2005، حيث قامت شركة Wavefield-Inseis النرويجية بجمع بيانات المسح السيزمي ثنائي الأبعاد لنحو 5000 كم طولي، في عمق مياه يتراوح بين 500 و1,700 متر[87]. ثم قامت الشركة بجمع بيانات المسح السيزمي ثلاثي الأبعاد لمساحة 10,000 كم^2 قبالة السواحل السورية.

وفي ضوء هذه النتائج الأولية، بدأت وزارة البترول والثروة المعدنية الإعداد لجولة العروض الأولى في المنطقة البحرية، إلا أنها قررت طرح نصف المساحة التي تم تغطيتها بواسطة عمليات المسح السيزمي ثلاثي الأبعاد، لتقييم النتائج التي ستسفر عنها الجولة، على أن يتم طرح المساحة المتبقية في جولات عروض لاحقة.

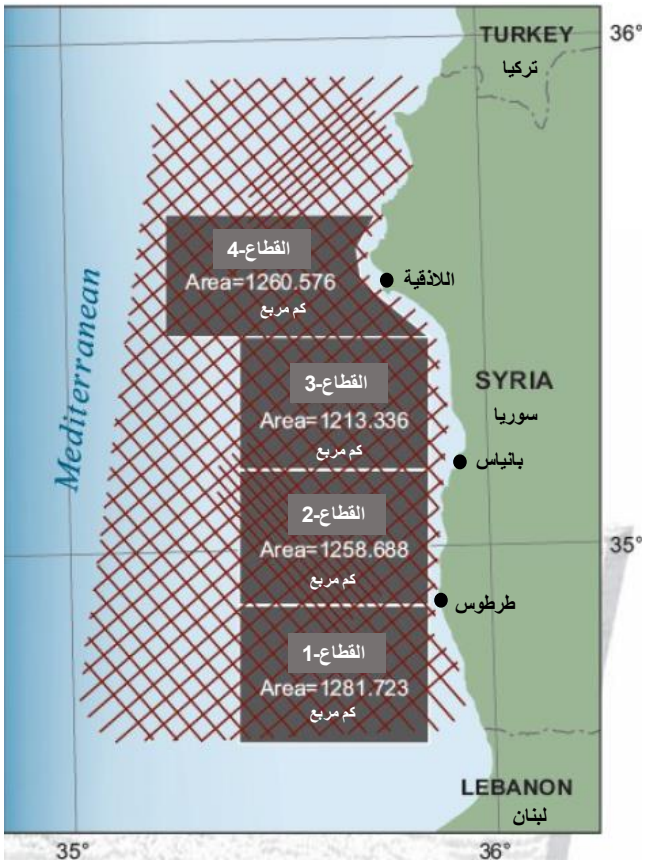
وفي ضوء ذلك، قامت وزارة البترول والثروة المعدنية في شهر أيار/مايو 2007 بطرح أربعة قطاعات بحرية بمساحة إجمالية 5,014 كم^2 أمام شركات البترول الراغبة في تقديم عروض فنية وتجارية[88]، وقد شملت القطاعات الأربعة أحواض رسوبية مختلفة من بينها حوض ليفانت، مع احتمالية مرتفعة لوجود تجمعات من النفط والغاز غير مكتشفة. حيث يقع القطاع-1 في المنطقة البحرية الواقعة بين مدينة العريضة وطرطوس على مساحة 1,281.7 كم^2.

[87] Offshore; "CGGVeritas supports Syrian bid round with seismic datasets"; April 4, 2011. http://www.offshore-mag.com/articles/2011/04/cggveritas-supports.html

[88] MEES;" Syria Opens Offshore Blocks To International Bidding For First Time"; Vol.50, No.20, Ma 14, 2007.

بينما يقع القطاع-2 بين طرطوس وبانياس على مساحة 1,258.7 كم^2، ويقع القطاع-3 بين بانياس وشمال جبلة على مساحة 1,213.3 كم^2، أما القطاع-4 فيقع قبالة سواحل اللاذقية على مساحة 1,260.5 كم^2 كما هو مبين بالشكل 1-26 [89].

الشكل 1-26: القطاعات المطروحة في جولة العروض الأولى (2007) في المنطقة الاقتصادية الخالصة لسوريا



المصدر: الشركة السورية للنفط

[89] MEES;" Eastern Mediterranean States Keen To Test Offshore Waters"; Vol.50, No.21, May 21, 2007.

أمـا بالنسـبة للقواعـد التنظيميـة (Regulatory Regime) لتـرخيص البحث، فتتلخص أهم سماتها الرئيسية في النقاط التالية[90]:

- **مرحلـة البحـث الأولـى**: وفيهـا يـتم مـنح تـرخيص لأعمـال البحـث فـي المنطقـة لفتـرة تمتـد لمـدة ثلاثـين شـهراً، وخـلال هـذه الفتـرة يلتـزم المشـغل بعمـل مسـح سـيزمي ثلاثـي الأبعـاد لكامـل المنطقـة، ومعالجـة وتفسـير النتـائج. وفـي نهايـة الفتـرة، بإمكـان المشـغل الانسـحاب مـن المنطقـة أو الانتقال إلى المرحلة الثانية.
- **مرحلـة البحـث الثانيـة**: وفيهـا تمتـد فتـرة البحـث لمـدة ثلاثـين شـهراً، وخـلال هـذه الفتـرة يلتـزم المشـغل بتنفيـذ برنـامج لحفـر الآبـار الاستكشـافية، يتضمن على الأقل حفر بئر واحد.
- **الفتـرة الإضـافية**: يمكـن مـد فتـرة سـريان التـرخيص لفتـرتين إضـافيتين لمدة سنتين لكل منهما، بشرط حفر بئر واحد خلال كل فترة.
- **مرحلـة الإنتـاج**: فـي حـال تحقيـق اكتشـاف تجـاري، علـى الشـركة المشـغلة أن تبـدأ بحفـر الآبـار التطويريـة، بحـد أدنـى بئـر واحـد خـلال فتـرة سـنتين من تاريخ تحقيق الاكتشاف.

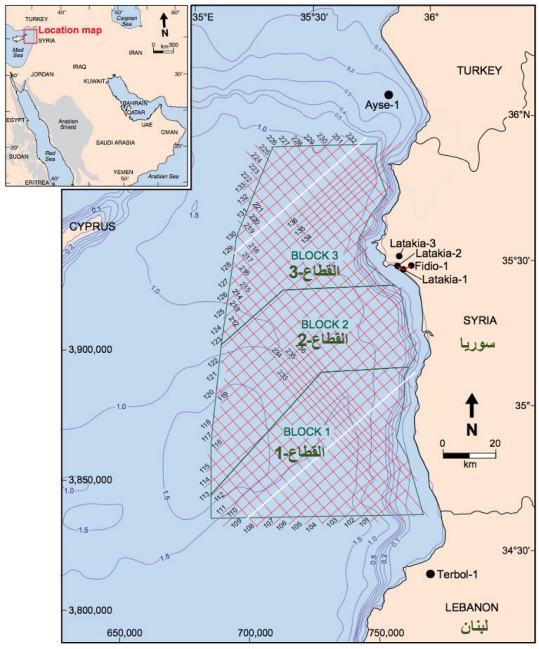
ومـع إغـلاق جولـة العـروض، والتـي تـم مـدها حتـى شـهر تشـرين الثـاني/نـوفمبر 2007، جـاءت النتـائج مخيبـة للآمـال، حيـث لـم تسـفر الجولـة إلا عـن تقـديم عـرض واحـد مـن شـركة بريطانيـة خاصـة Dove Energy، وفي ضوء هذه النتائج، لم يتم منح أي ترخيص.

[90] Sara Haggas; "Offshore Levant Basin: Time to re-evaluate the prospectivity of the eastern Mediterranean region?"; PESGB 2010.

1-6-2: جولة العروض الثانية للبحث عن الغاز قبالة سواحل سوريا، عام 2011

عـاودت وزارة الـنفط والثـروة المعدنيـة والمؤسسـة العامـة للـنفط فـي آذار/مـارس 2011، طـرح جولـة تـراخيص جديـدة (جولـة العـروض الثانيـة)[91،92] والتي قسمت المياه الاقتصادية إلى ثلاثة قطاعات بحـرية كما يشـير الشكل 1-27، بمساحة إجمالية 9,038 كم^2 (3,000 كم^2 تقريباً لكل قطاع)، وتبعد هذه القطاعات عن خط الساحل بحوالي 5 كم. وتم تحديد شهر تشرين الأول/أكتوبر 2011 كآخر موعد لتلقي العروض، ثم تم تعديل الموعد مرتين متتاليتين حتى مطلع عام 2012، ولم يتم الإعلان عن نتائج الجولة منذ ذلك الحين.

الشكل 1- 27: القطاعات المطروحة في جولة العروض الثانية (2011) للبحث عن الغاز قبالة السواحل السورية



المصدر: CGGVeritas

[91] Steven Bowman and Toril Leite Jensen (CGGVeritas); " Syrian Offshore: Exciting New Frontier"; GEoExpro; Vol. 8, No. 3 – 2011.
[92] MEEs;" Syria Launches Bid Round For Three Offshore Blocks"; Vol.54, N.14, April 1, 2011.

ونظراً لما تمر به سوريا من أحداث منذ عام 2011، فلم يتم طرح أي جولات تراخيص جديدة، إلا أنه في كانون الأول/ديسمبر 2013، تعاقدت وزارة النفط والثروة المعدنية مع شركة Soyuzneftegaz الروسية (شركة خاصة روسية)، للقيام بأعمال البحث عن النفط والغاز في "القطاع-2" الذي يمتد من مدينة طرطوس إلى مدينة بانياس على مساحة 2,190 كم^2 [93].

وبموجب الاتفاق، ستنفق شركة Soyuzneftegaz نحو 15 مليون دولار في مرحلة البحث الأولى بإجراء عمليات بحث أولية وتقييم مبدئي للقطاع المذكور، أما في المرحلة الثانية فستنفق الشركة 75 مليون دولار في أعمال الحفر الاستكشافي، وسوف يتم العمل بالاتفاقية لمدة 25 عاماً. إلا أن الشركة قررت إيقاف أنشطتها في سوريا في أيلول/سبتمبر 2015، بسبب ارتفاع المخاطر، وأعلنت أن شركة روسية أخرى ستتولى أنشطتها بدلا منها دون تسميتها[94].

وفي ضوء ما سبق وبسبب الأوضاع التي تمر بها البلاد ، لم يتحقق حتى الآن أية اكتشافات غازية قبالة السواحل السورية، كما أن القطاع البحري الوحيد (القطاع-2) الذي تم فيه منح ترخيص للبحث لشركة Soyuzneftegaz الروسية، توقفت فيه عمليات البحث منذ نهاية الربع الثالث من عام 2015.

[93] OilPrice;" Syria signs first-ever offshore oil deal, with Russia"; December 26, 2013.
[94] Mona Sukkarieh; "The energy landscape in the east Mediterranean"; Middle East Strategic Perspectives (MESP); January 21, 2016.

7-1: ملخص بعمليات البحث والاستكشاف عن الثروات البترولية في منطقة شرق المتوسط

أجرت الدول المطلة على منطقة شرق المتوسط منذ عقود عدة دراسات جيولوجية وجيوفيزيائية لتحديد وتقييم مواقع المكامن الجيولوجية المأمولة في شرق مياه المتوسط. وقد استعانت هذه الدول بكبريات الشركات العالمية المتخصصة في جمع وتفسير بيانات المسح السيزمي ثنائي وثلاثي الأبعاد مستخدمة أحدث التقنيات المتوفرة في هذا المجال. وقد أظهرت نتائج المسح السيزمي وجود هيكليات وطبقات جيولوجية واضحة المعالم قد تشكل مكامن محتملة للنفط والغاز.

وفي ضوء هذه النتائج، طرحت دول شرق المتوسط (كل دولة داخل نطاق مياهها الاقتصادية الخالصة) عدة جولات عروض لفتح مياه شرق المتوسط لعمليات البحث والاستكشاف أمام شركات البترول العالمية، وهو الأمر الذي لاقي قبولا من الشركات ولكنه كان متفاوتاً من دولة إلى أخرى استناداً إلى عدة عوامل كمناخ الاستثمار، والقواعد التنظيمية والتشريعية، ودرجة المخاطرة لعمليات الاستكشاف، فأغلب المناطق المطروحة لم تشهد تحقيق اكتشافات سابقة للغاز أو الزيت الخام. ومن العوامل التي أثرت أيضاً على عمليات البحث والاستكشاف في شرق المتوسط هو العمق الكبير للمياه الذي يصل إلى أكثر من 3,000 متر في بعض المناطق، وهو ما يعني ارتفاع تكاليف الحفر والتي قد تصل إلى 150 مليون دولار للبئر الواحد. علاوة على ذلك، الحاجة إلى سفن حفر متقدمة للعمل في الأعماق السحيقة، ولا تملك العديد من الشركات هذه التقنيات المتقدمة أو الخبرة اللازمة للقيام بمثل هذه العميات شديدة المخاطرة، وعالية التكلفة.

وبالرغم من هذه الصعوبات الفنية، استطاعت شركات البترول العالمية مثل BP، وEni تحقيق عدة اكتشافات كبرى للغاز، إلا أن الوقت لا يزال مبكراً لتقييم

منطقة شرق المتوسط بشكل كامل، فما زال هناك العديد من عمليات البحث القائمة التي تديرها شركات البترول الكبرى صاحبة الامتياز، كما أنه لا يزال العديد من القطاعات البحرية المفتوحة التي لم يتم منحها بعد. فمتوسط المصادر الهيدركربونية غير المكتشفة والقابلة للاستخراج فنياً في حوضي ليفانت ودلتا النيل في شرق المتوسط حسب تقديرات هيئة المسح الجيولوجي الأمريكية عام 2010 تشير إلى وجود 346 تريليون قدم مكعب من الغاز الطبيعي، ونحو 3.5 مليار برميل من النفط، بالإضافة إلى 9 مليار برميل من سوائل الغاز الطبيعي.

علاوة على الدراسات الجيولوجية الحديثة التي تشير إلى وجود مالا يقل عن 122 تريليون قدم مكعب من الغاز في حوض "هيرودوت" الرسوبي في المنطقة الغربية المفتوحة من شرق المتوسط، وهو ما يرفع إجمالي تقديرات مصادر الغاز القابلة للاستخراج في شرق المتوسط إلى 468 تريليون قدم مكعب.

ولا شك أن الاكتشافات المتتالية التي تم تحقيقها منذ عام 1999 تأتي في سياق متصل يبرهن على أن منطقة شرق المتوسط بمثابة مقاطعة غنية للغاز. ففي المنطقة البحرية الخالصة لفلسطين المحتلة وقطاع وغزة، ارتفع عدد اكتشافات الغاز إلى 11 اكتشافاً، باحتياطيات إجمالية تبلغ حوالي 38.5 تريليون قدم مكعب. كما يوجد اكتشاف "أفروديت" قبالة سواحل قبرص الذي تقدر احتياطياته بحوالي 5 تريليون قدم مكعب (أفضل تقدير)، واكتشاف "كاليبسو" التي تشير التقديرات الأولية بأن احتياطياته تتراوح 6-8 تريليون قدم مكعب. أما مصر، فهي تتصدر المشهد في منطقة شرق المتوسط، والفضل يعود إلى اكتشاف "ظهر" الذي تقدر احتياطياته بنحو 21 تريليون قدم مكعب.هذا بجانب الاكتشافات السابقة في منطقة شمال الإسكندرية والتي تقدر احتياطياتها بنحو 5 تريليون قدم مكعب من الغاز، واكتشافات سلامات، وأتول، وقطامية في منطقة شمال دمياط البحرية. يلخص الجدول 1-17 أبرز اكتشافات الغاز الطبيعي التجارية في منطقة شرق المتوسط.

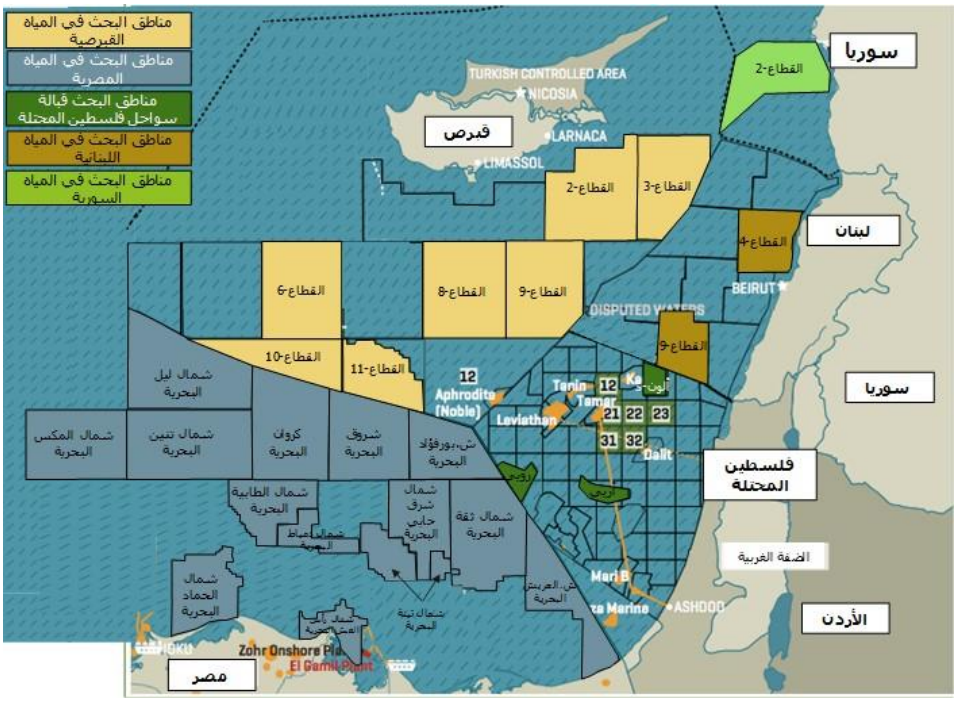
الجدول 1-17: أبرز اكتشافات الغاز التجارية في منطقة شرق المتوسط

الموقع	الاكتشاف	تاريخ الاكتشاف	عمق المياه (متر)	الاحتياطيات (تريليون قدم^3)	الشركاء
قطاع غزة	غزة مارين	1999	603	1	BG (100%)
فلسطين المحتلة	تمار* Tamar	2009	1,676	11.2	Noble Energy (32.5%), Isramco (28.75%),Delek Drillig (22%), Tamar (9.25%), Dor Gas (4%), Everst (3.5%)
	ليفياثان Leviathan	2010	1,645	21.9	Delek Drillig (45.34%), Noble Energy (39.66%), Ratio Oil (15%)
قبرص	أفروديت Aphrodite	2011	1,700	5	Noble* (35%), Shell (35%), Delek (30%)
مصر	ظهر	2015	1,450	21	Eni (60%), BP(30%), Rosneft (10%)
	(تورس، ليبرا، رافين، جيزة، فيوم)	-2000 2007	800:650	5	BP (82.75%), RWE DEA (17.25%)
	سلامات	2013	650	1.637	BP (100%)
	أتول	2015	923	1.459	BP (100%)

*يشمل اكتشاف تمار-جنوب غرب (Tamar SW)

وبالنظر إلى منطقة شرق المتوسط ككل، فلا تزال عمليات البحث والاستكشاف قائمة في 33 قطاعاً بحرياً موزعة في المنطقة الاقتصادية الخالصة في كل من مصر، وفلسطين المحتلة، وقبرص، ولبنان، وسوريا كما هو مبين بالشكل 1-28، بمساحة إجمالية 81,860 كم^2 (ما يعادل نحو 25% من المساحة الإجمالية لحوضي ليفانت ودلتا النيل الرسوبيين البالغة نحو 333,000 كم^2). وتعتزم شركات البترول العالمية صاحبة التراخيص في هذه القطاعات استكمال تنفيذ عمليات الحفر الاستكشافي خلال السنوات القليلة المقبلة والتي قد تسفر عن تحقيق اكتشافات جديدة.

الشكل 1-28: القطاعات البحرية التي تجرى بها عمليات البحث والاستكشاف في شرق المتوسط، مطلع عام 2018

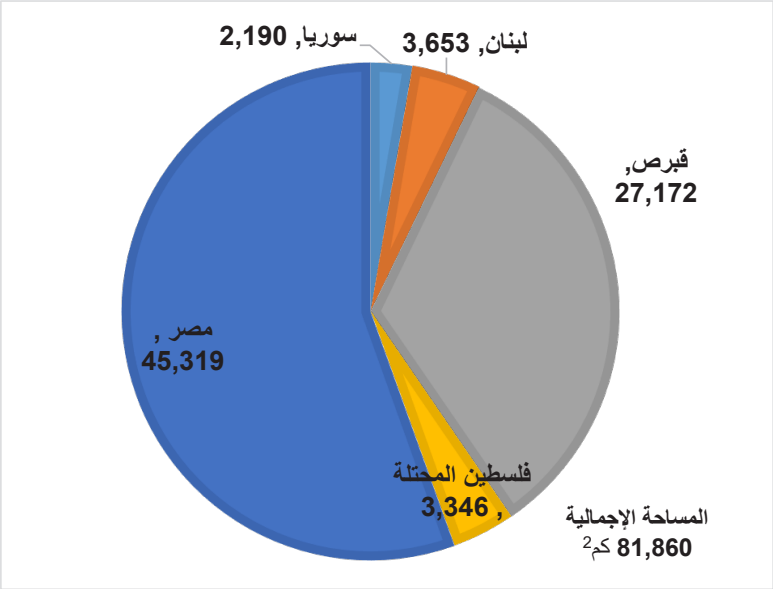


المصدر: معدل عن MEES

وتتصدر مصر دول شرق المتوسط من حيث عدد القطاعات قيد عمليات البحث، بإجمالي 14 قطاعاً بحرياً بمساحة إجمالية 45,319 كم^2 كما هو مبين بالشكل 1-29، حيث يصل متوسط القطاع الواحد إلى أكبر من 3,200 كم^2. بينما لا تزال عمليات البحث والاستكشاف قائمة في سبعة قطاعات في المنطقة الاقتصادية الخالصة لقبرص وتصل مساحتهم الإجمالية إلى 27,172 كم^2 (متوسط القطاع الواحد أكبر من 3,800 كم^2)، وفي تسعة قطاعات في المنطقة الاقتصادية الخالصة لفلسطين المحتلة بمساحة إجمالية 3,346 كم^2 [95]، وهي القطاعات الأصغر على الإطلاق في منطقة شرق المتوسط حيث يصل متوسط مساحة القطاع الواحد إلى 400 كم^2.

95 لا تتضمن المنطقة البحرية قبالة سواحل قطاع غزة نظرا لتوقف عمليات البحث

الشكل 1-29: توزيع المساحة الإجمالية (كم^2) للقطاعات التي تجرى بها عمليات البحث والاستكشاف في شرق المتوسط، مطلع عام 2018



ومؤخراً، دخلت المياه الاقتصادية الخالصة لـ لبنان ضمن نطاق عمليات البحث والاستكشاف في منطقة شرق المتوسط، بعد منح تراخيص البحث في قطاعين بحريين بمساحة إجمالية 3,653 كم^2. أما في سوريا، فلا يوجد سوى قطاع بحري واحد (الممتد من مدينة طرطوس إلى مدينة بانياس) بمساحة إجمالية 2,190 كم^2.

أما المناطق التي لا تزال مفتوحة في شرق المتوسط (ضمن نطاق المنطقة الاقتصادية الخالصة لكل دولة)، فتزيد مساحتها الكلية عن إجمالي مساحة القطاعات التي تشهد عمليات بحث مكثفة، حيث تبلغ حوالي 91,763 كم^2 كما هو مبين بالجدول 1-18. وتمثل المناطق المفتوحة مجموع مساحات القطاعات المتبقية من جولات العروض التي طُرحت في وقت سابق في كل من مصر، وفلسطين المحتلة، وقبرص، ولبنان، وسوريا، بالإضافة إلى القطاعات البحرية التي تم تحديدها من قبل هذه الدول، ولم يتم طرحها بعد في أية مزايدات عالمية أمام عمليات البحث.

وفي نفس الصدد، تقوم كل من مصر، وفلسطين المحتلة، ولبنان بالتجهيز لفتح جولات عروض تضم مناطق جديدة من هذه القطاعات المفتوحة، على أمل أن تجذب شركات البترول العالمية للمنافسة عليها، وتكثيف عمليات الاستكشاف بغية تحقيق اكتشافات جديدة.

الجدول 1-18: ملخص بالقطاعات البحرية النشطة والمفتوحة في منطقة شرق المتوسط، عام 2018

الفقرة	مصر	فلسطين المحتلة	قبرص	لبنان	سوريا	الإجمالي
المنطقة الاقتصادية الخالصة، كم^2	263,451	26,352	50,799	21,500	9,038	371,140
عدد القطاعات البحرية التي تجرى بها عمليات البحث	14	9	7	2	1	33
المساحة الإجمالية للقطاعات التي تجرى بها عمليات البحث، كم^2	45,319	3,346	27,172	3,653	2,190	81,680
المساحة الإجمالية للمناطق المفتوحة شرق المتوسط، كم^2	27,716	20,674	19,030	17,847	6,848	91,763
المساحة الإجمالية للمناطق المفتوحة في الجزء الغربي من شرق المتوسط، كم^2	80,000	0	0	0	0	80,000

الفصل الثاني

تطوير اكتشافات الغاز في منطقة شرق المتوسط لتلبية احتياجاتها من الطاقة

2-1: مزيج الطاقة الأولية في دول شرق المتوسط

2-2: مزيج توليد الطاقة الكهربائية في دول شرق المتوسط

2-3: خطط تطوير اكتشافات الغاز الطبيعي في دول شرق المتوسط

الفصل الثاني

تطوير اكتشافات الغاز في منطقة شرق المتوسط لتلبية احتياجاتها من الطاقة

في ضوء الاكتشافات الغازية التي تم تحقيقها في منطقة شرق المتوسط، والتي بدأت أولى طلائعها تظهر منذ ما يقارب العقدين من الزمان، بادرت بعض الدول المطلة عليها مثل جمهورية مصر العربية بالإسراع بتطوير هذه الاكتشافات، للاستفادة من إنتاج الغاز في تلبية احتياجات السوق المحلي، والاستثمار في إنشاء بنية أساسية لتصدير الغاز عبر خطوط الأنابيب أو إسالته في محطات الإسالة وتصديره بواسطة الناقلات إلى الأسواق العالمية. بينما لم يتمكن البعض الآخر مثل قبرص من تطوير اكتشافات الغاز حتى الآن، بسبب بعض العقبات الفنية والاقتصادية.

ويعد العائق الأساسي للاستثمار هو ضمان تسويق إنتاج الغاز على المستوى المحلي أو الإقليمي، خاصة أن مشاريع تطوير حقول الغاز الواقعة في المياه العميقة والعميقة جداً تتطلب استثمارات باهظة، وبالتالي لابد من إبرام اتفاقيات مسبقة لضمان بيع الغاز المزمع إنتاجه لتحقيق عائدات تغطي تكاليف الاستثمار، وتحقق الفائدة الاقتصادية للشركات المطورة.

وفي هذا الصدد، فإن المحدد الرئيسي لاستغلال أية احتياطيات بترولية (نفطية أو غازية) هو البعد الاقتصادي، وذلك حتى تتمكن الشركة/الشركات المطورة للمشروع من اتخاذ قرار الاستثمار النهائي، والمضي قدماً في تنفيذه. لذا فإن وجود طلب على الغاز محلياً أو إقليمياً يعد عاملاً ناجعاً في تنفيذ مشاريع التطوير.

2-1: استهلاك الطاقة الأولية في دول شرق المتوسط

2-1-1: مزيج الطاقة الأولية في دول شرق المتوسط

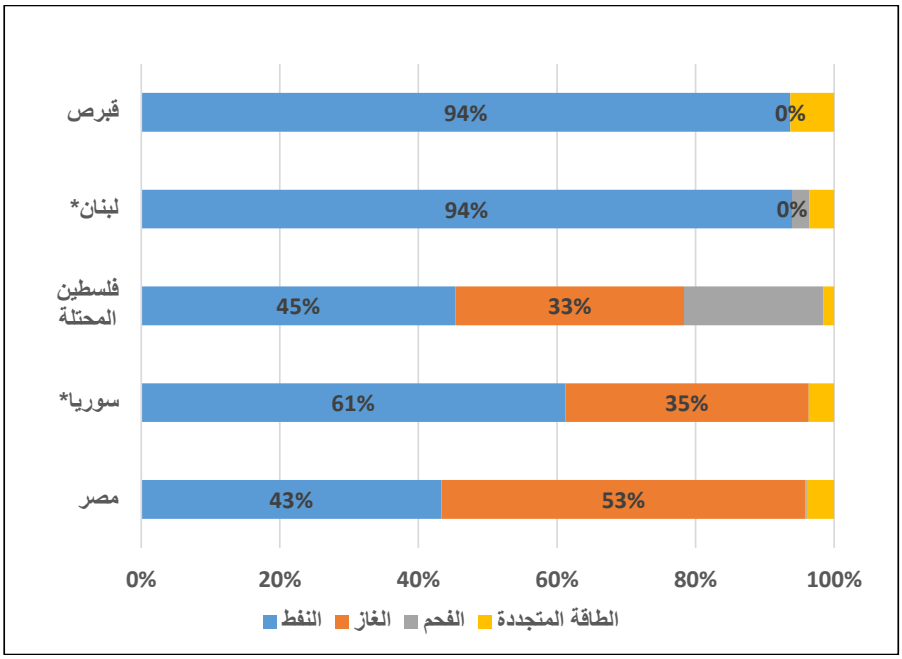
تختلف أهمية الغاز الطبيعي في مزيج الطاقة من بلد لآخر، ففي بعض البلدان يعد النفط المصدر الرئيسي للطاقة الأولية، ويُعتمد عليه بشكل كبير في كافة القطاعات الاقتصادية. وفي البعض الآخر، يكون الغاز المصدر الرئيسي للطاقة ومحرك التنمية الاقتصادية، ومدخل رئيسي نحو تحقيق التنمية المستدامة لقلة الانبعاثات الناتجة عن حرقه، وتوافقه مع كافة التشريعات والقوانين البيئية.

وبدراسة مزيج الطاقة الأولية في دول شرق المتوسط، يلاحظ أن الغاز ليس المصدر الرئيسي للطاقة في أغلب هذه الدول، بل إن بعضها لم يستخدم الغاز الطبيعي بعد، وما زال يعتمد بشكل شبه كامل على النفط كما هو الحال في قبرص، ولبنان. بينما يعتمد البعض الآخر بشكل كبير على الغاز الطبيعي. ففي مصر تمثل حصة الغاز الطبيعي نحو 53% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية. وتعد مصر من أوائل دول المنطقة في استخدام الغاز الطبيعي ويعود ذلك إلى أكثر من أربعة عقود. كما تبنت مصر عدة برامج فعالة لدعم استخدام الغاز الطبيعي في عدة قطاعات ومنها قطاع النقل لتقليل الاعتماد على الوقود السائل مثل الغازولين والكيروسين والديزل، وفي القطاع السكني لتقليل الاعتماد على غاز البترول المسال. كما يعتمد السوق المحلي على الغاز الطبيعي كمادة خام (لقيم) لقطاع البتروكيماويات.

كما تعد سوريا من دول المنطقة التي تعتمد على الغاز بشكل كبير نوعاً ما، فهو يمثل نحو 35% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية، بينما يساهم النفط بنسبة 61%، وتساهم مصادر الطاقة المتجددة بالنسبة المتبقية.

أما فلسطين المحتلة، فهي حديثة العهد في استخدام الغاز الطبيعي ويعود ذلك إلى عام 2004، وقد بات الغاز يمثل نحو 33% في مزيج الطاقة الأولية كما هو مبين بالشكل 2-1.

الشكل 2-1: مزيج الطاقة الأولية في دول شرق المتوسط عام 2017



*بيانات عام 2016 لعدم توفر بيانات عام 2017

المصادر: بيانات تم تجميعها استنادا إلى عدة مصادر:

- أوابك، التقرير الإحصائي السنوي، 2017
- النشرة الإحصائية السنوية لشركة BP البريطانية، عام 2018
- موقع إحصائيات المفوضية الأوروبية https://ec.europa.eu/eurostat

2-1-2: تطور الطلب على الطاقة الأولية في دول شرق المتوسط

تعد مصر السوق الأكبر للطاقة بين دول شرق المتوسط سالفة الذكر، وقد شهد الطلب على الطاقة خلال العقد الماضي في الفترة من عام 2006 وحتى 2016 نمواً سنوياً مركباً بلغت نسبته 3%، حيث ارتفع إجمالي استهلاك الطاقة الأولية من 67

مليون طن نفط مكافئ ليصل إلى 91 مليون طن نفط مكافئ، أي بنسبة بزيادة إجمالية قدرها 35%.

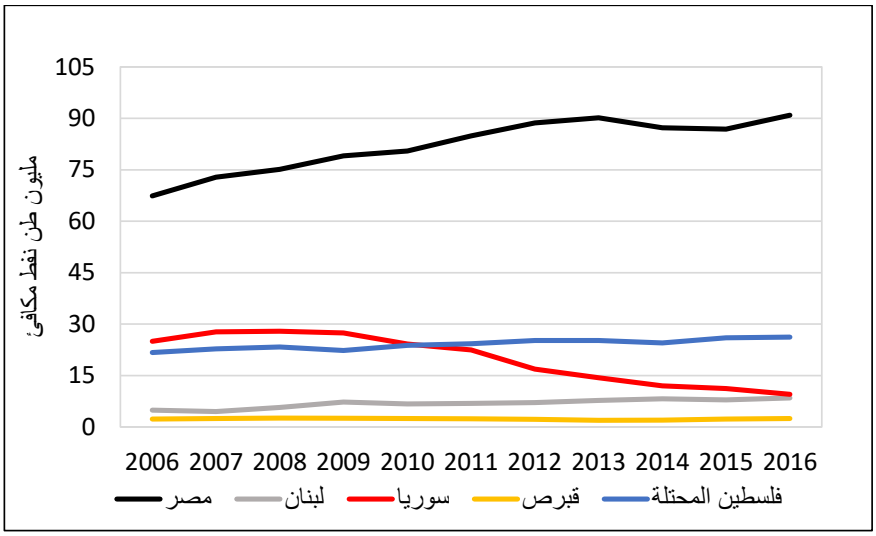
كما تعد فلسطين المحتلة من الأسواق الكبرى للطاقة بين دول المنطقة، حيث بلغ إجمالي استهلاك الطاقة عام 2016 حوالي 26.2 مليون طن نفط مكافئ وذلك مقارنة بـ21.7 مليون طن نفط مكافئ عام 2006 بزيادة إجمالية نسبتها 21%، وقد بلغ النمو السنوي المركب للطلب على الطاقة خلال تلك الفترة حوالي 1.9%.

وعلى الرغم من أن سوريا تعد من الدول ذات الكثافة السكانية العالية بين دول شرق المتوسط، إلا أن استهلاكها من الطاقة بدأ في التراجع بشكل حاد منذ عام 2011 نتيجة الأحداث التي تمر بها البلاد، وقد بلغ إجمالي استهلاك الطاقة عام 2016 نحو 9.5 مليون طن نفط مكافئ، بنسبة تراجع تخطت الـ 60% عن استهلاك عام 2006 والذي بلغ آنذاك حوالي 25 مليون طن نفط مكافئ.

بينما شهدت لبنان، التي تعد من أصغر بلدان شرق المتوسط من حيث المساحة والكثافة السكانية، نمواً كبيراً في الطلب على الطاقة الأولية بلغت نسبته خلال الفترة (2006-2016) حوالي 5.6%، حيث تضاعف الاستهلاك من 4.9 مليون طن نفط مكافئ إلى 8.5 مليون طن نفط مكافئ، لتتخطى بذلك سوريا منذ عام 2011.

أما قبرص، فهي تعد سوق الطاقة الأصغر بين دول منطقة شرق المتوسط وبلغ إجمالي استهلاكها من الطاقة عام 2016 حوالي 2.4 مليون طن نفط مكافئ، ولم يطرأ على استهلاكها من الطاقة الأولية أي تغيير يذكر خلال الفترة (2006-2016). يبين الشكل 2-2، تطور الطلب على الطاقة الأولية في دول منطقة شرق المتوسط خلال الفترة (2006-2016).

الشكل 2-2: تطور الطلب على الطاقة الأولية في دول منطقة شرق المتوسط خلال الفترة 2006-2016

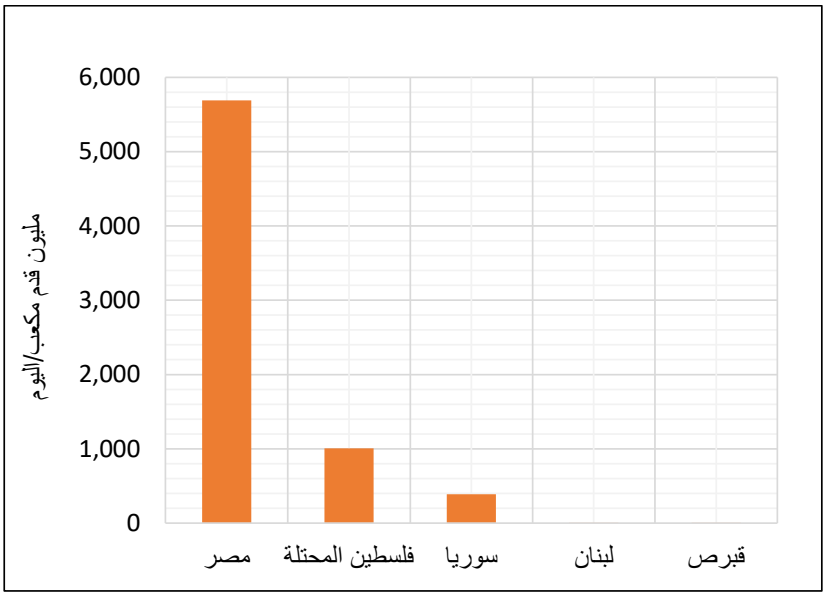


المصادر:

- أوابك، التقرير الإحصائي السنوي، 2017
- International Energy Agency, Statistical Data Base
- BP Statistical Review of the World Energy, 2017 edition.

أما من جانب استهلاك الغاز في دول منطقة شرق المتوسط، فتعد مصر المستهلك الأكبر على الإطلاق، حيث بلغ إجمالي استهلاكها من الغاز عام 2017 حوالي 5.7 مليار قدم مكعب/اليوم (58.8 مليار متر مكعب/السنة)، وتأتي فلسطين المحتلة في المرتبة الثانية حيث بلغ استهلاكها عام 2017 حوالي 1 مليار قدم مكعب/اليوم (10.2 مليار متر مكعب/السنة). أما في سوريا، فقد تراجع استهلاك الغاز بشكل حاد خلال السنوات الخمس الماضية، ليصل إلى 390 مليون قدم مكعب/اليوم (4 مليار متر مكعب/السنة) عام 2017 كما هو مبين بالشكل 2-3. وبذلك يكون إجمالي استهلاك الغاز في منطقة شرق المتوسط (مصر، فلسطين المحتلة، سوريا) حوالي 7.1 مليار قدم مكعب/اليوم، حيث يشكل استهلاك مصر وحده نحو 80% من الإجمالي، وهو الأمر الذي يعكس حجم السوق المصري مقارنة بباقي دول المنطقة.

الشكل 2-3: استهلاك الغاز الطبيعي في دول شرق المتوسط، عام 2017



* ملحوظة: لا تستخدم كل من قبرص ولبنان الغاز الطبيعي.

المصدر:

-Cedigaz First Estimates, May 2018.

- Tamar Petroleum, Investors Presentation, February 2018

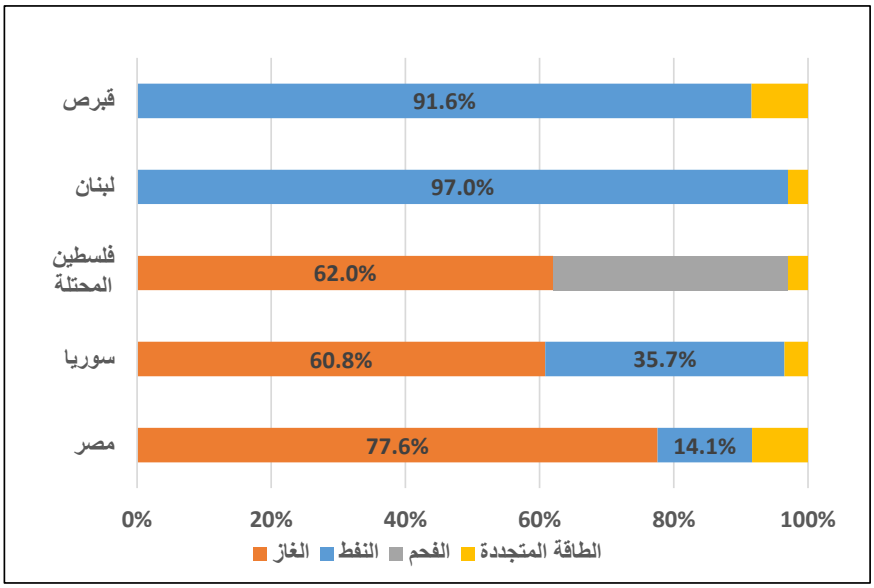
2-2: مزيج توليد الطاقة الكهربائية في دول شرق المتوسط

2-2-1: مزيج توليد الكهرباء في دول شرق المتوسط

لا شك أن الطاقة الكهربائية أحد أكبر القطاعات المستهلكة لمصادر الطاقة الأولية فهي قاطرة التنمية والتقدم، وحجر الأساس الذي تقام عليه خطط التنمية. ويعد الغاز الطبيعي من أهم أنواع الوقود المستخدمة في قطاع توليد الطاقة الكهربائية في دول شرق المتوسط. ففي مصر، يساهم الغاز الطبيعي بنحو 77.6% من إجمالي الطاقة الكهربائية المولدة، بينما يحل النفط في المرتبة الثانية بنسبة 14.1%، وتساهم مصادر الطاقة المتجددة وخاصة الكهرومائية المنتجة من السد العالي وخزان أسوان

بالنسبة المتبقية. كما يلعب الغاز دوراً رئيسياً في توليد الطاقة الكهربائية في سوريا حيث يساهم بحصة 60.8%، بينما يساهم النفط بحصة 35.7% وتساهم مصادر الطاقة المتجددة بالنسبة المتبقية كما هو مبين بالشكل 2-4.

الشكل 2-4: مزيج توليد الطاقة الكهربائية في دول شرق المتوسط عام 2017



بيانات محسوبة استنادا إلى عدة مصادر:

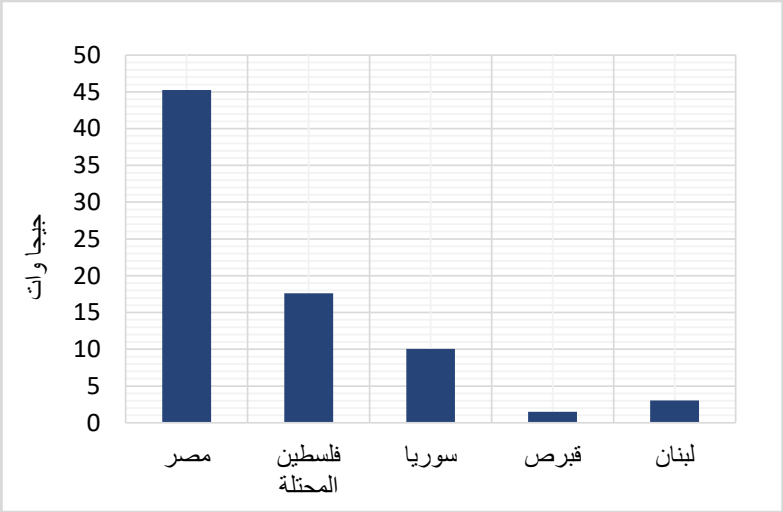
- النشرة السنوية للاتحاد العربي للكهرباء (AUE)، عام 2017
- BP Statistical Review of the World Energy, 2018 edition.
- Transmission System operator Cyprus (TSO Cyprus)

أما في فلسطين المحتلة، فيساهم الغاز الطبيعي بنسبة 62% في مزيج توليد الطاقة الكهربائية، كما يعتمد قطاع الكهرباء هناك على الفحم بنسبة 35%، وهي الوحيدة التي تستخدم الفحم في توليد الكهرباء في منطقة شرق المتوسط. علماً بأنه قبل ظهور وإنتاج الغاز الطبيعي قبالة سواحل فلسطين المحتلة، كان الاعتماد بشكل أساسي على الفحم كوقود في قطاع الكهرباء وبشكل رئيسي للأحمال الأساسية، بينما كان يستخدم الديزل والمازوت للأحمال المتوسطة والقصوى. ومع مرور الوقت، وتنامي إمدادات الغاز محلياً، بدأ الغاز يحل تدريجياً محل الفحم والمنتجات البترولية في قطاع

التوليد. فمنذ عام 2004، لم يتم إنشاء أي محطة توليد جديدة تعمل بالفحم، بل إن كل القدرات المركبة التي تمت إضافتها تعمل بالغاز لمزاياه الاقتصادية والبيئية. أما في كل من قبرص ولبنان، فلا يستخدم الغاز الطبيعي في قطاع الكهرباء حيث لا يُنتج الغاز الطبيعي في كلا البلدين، ولا يتم استيراده، ويعد النفط الوقود الرئيسي المستخدم بحصة تبلغ 97% في لبنان، وحوالي 91.6% في قبرص.

أما من جانب القدرات المركبة لمحطات الكهرباء في دول منطقة شرق المتوسط، فتتصدر مصر دول المنطقة بقدرات مركبة 45.2 جيجاوات، بينما تأتي فلسطين المحتلة في المرتبة الثانية بإجمالي 17.6 جيجاوات، ثم سوريا بإجمالي 10 جيجاوات. أما في لبنان فيبلغ إجمالي القدرات المركبة حوالي 3.046 جيجاوات، وفي قبرص 1.478 جيجاوات كما هو مبين **بالشكل 2-5**.

الشكل 2-5: القدرات المركبة لتوليد الكهرباء في دول منطقة شرق المتوسط، عام 2017



المصادر:

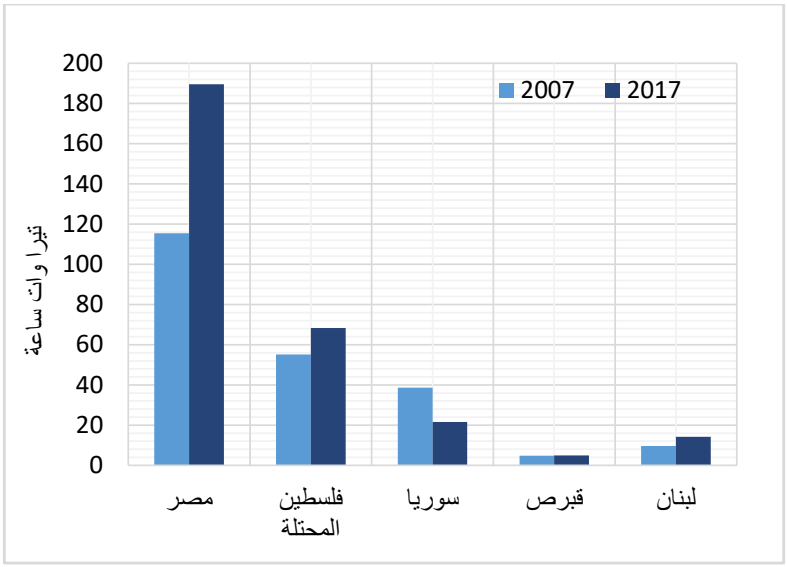
- النشرة السنوية للاتحاد العربي للكهرباء (AUE)، عام 2017
- Transmission System operator Cyprus (TSO Cyprus)
- BDO Consulting Group

2-2-2: تطور توليد الكهرباء في دول شرق المتوسط

تعد مصر المنتج والمستهلك الأكبر للطاقة الكهربائية بين دول شرق المتوسط، وتشهد نمواً سنوياً في توليد الكهرباء بلغت نسبته 5.1% خلال الفترة من عام 2007 وحتى عام 2017، حيث ارتفع إجمالي الطاقة الكهربائية المنتجة من 115.5 تيرا وات ساعة إلى 189.5 تيراوات ساعة. وهو يعد من أعلى معدلات النمو في توليد الكهرباء على المستويين الإقليمي والعالمي، ويعطي مؤشراً وحافزاً قوياً للاستثمار في تطوير اكتشافات الغاز لوجود سوق كبير يمكنه استيعاب الإنتاج المستقبلي من المشاريع التطويرية. كما تعد فلسطين المحتلة ثاني أكبر منتج للكهرباء بين دول شرق المتوسط، حيث بلغ الإنتاج عام 2017 حوالي 68.3 تيراوات ساعة، وقد بلغ معدل النمو السنوي المركب خلال (2007-2017) حوالي 2.2%.

وبالرغم من أن سوريا كانت تشهد نمواً سنوياً مرتفعاً في توليد الطاقة الكهربائية خلال الفترة من عام 2007 وحتى عام 2012 بلغت نسبته قرابة 5%، إلا إنتاج الكهرباء بدأ في التراجع بشكل حاد منذ عام 2013 لما تمر به أحداث منذ ذلك الحين، ووصل إجمالي الطاقة الكهربائية المنتجة عام 2017 حوالي 21.6 تيراوات ساعة بتراجع نسبته الإجمالية 45% عن إنتاج الكهرباء في عام 2007، والذي بلغ آنذاك نحو 38 تيراوات ساعة. كما تشهد لبنان نمواً سنوياً مرتفعاً في توليد الكهرباء بلغت نسبته خلال الفترة محل الدراسة (2007-2017) حوالي 4.1%، حيث بلغ إنتاج الكهرباء عام 2017 نحو 14.3 تيراوات ساعة، مقارنة بـ 9.6 تيراوات ساعة عام 2007. أما في قبرص، فقد ارتفع إنتاج الكهرباء بنسبة طفيفة من 4.77 تيراوات ساعة عام 2007 ليصل إلى 4.94 تيرا وات ساعة عام 2017، بنسبة نمو سنوي بلغت 0.4%. يبين الشكل 2-6، تطور إنتاج الكهرباء في دول شرق المتوسط عامي 2007 و2017، بينما يبين الشكل 2-7، معدل النمو السنوي المركب لتوليد الكهرباء في دول شرق المتوسط خلال الفترة 2007-2017.

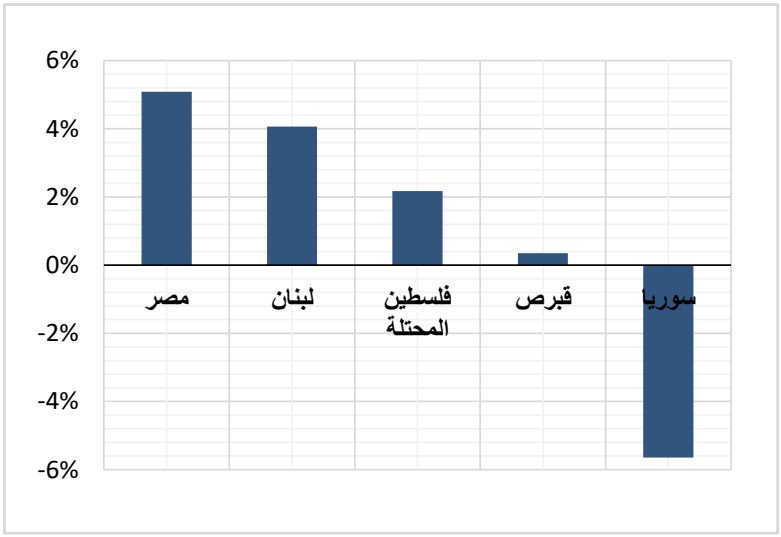
الشكل 2-6: الطاقة الكهربائية المنتجة في دول شرق المتوسط عامي 2007 و 2017



المصادر:

- النشرة السنوية للاتحاد العربي للكهرباء (AUE)- عام 2007، 2017.
- Transmission System operator Cyprus (TSO Cyprus)
- BP Statistical Review of the World Energy, 2018 edition.

الشكل 2-7: معدل النمو السنوي المركب لتوليد الكهرباء في دول شرق المتوسط خلال الفترة 2007-2017



المصدر: بيانات محسوبة استنادا إلى المصادر في الشكل السابق (الشكل 2-7)

3-2: خطط تطوير اكتشافات الغاز الطبيعي في شرق المتوسط

لعبت اكتشافات الغاز في شرق المتوسط دوراً هاماً في تأمين احتياجات بعض دول المنطقة وبالأخص مصر وفلسطين المحتلة من الغاز. فكما تمت الإشارة سابقا، تعد مصر أكبر سوق للطاقة بشكل عام في المنطقة، وتشهد نمواً سنوياً مستمراً في الطلب عليها، وهو ما يحفز ويشجع على الاستثمار في مواردها النفطية والغازية لتلبية احتياجات السوق المحلي من موارد الطاقة. كما نجحت مصر في تعظيم القيمة المضافة من الاكتشافات الغازية التي بدأت وتيرتها تتسارع منذ عام 2000، بتنفيذ مشاريع لتصدير الغاز عبر خطوط الأنابيب إلى الدول المجاورة، وبإنشاء محطات لإسالة الغاز في مدينتي إدكو ودمياط على ساحل البحر المتوسط. أما في فلسطين المحتلة، فقد كان لتطوير اكتشافات الغاز دوراً فعالاً في رفع الإنتاج المحلي لتلبية احتياجات قطاع الكهرباء لتعويض النقص الناتج عن توقف إمدادات الغاز من مصر.

وفي قبرص، وبالرغم من أنشطة البحث المكثفة عن الغاز، وما أسفرت عنه من اكتشافات، فلم يبدأ بعد تطوير أي منها، إلا أنها تسعى نحو استغلال هذه الموارد في أغراض التصدير سواء عبر خطوط الأنابيب أو عبر الإسالة والتصدير إلى مختلف الأسواق العالمية.

بينما دخلت لبنان، مؤخراً في نادي الطاقة مطلع عام 2018 بعد منح تراخيص البحث والإنتاج لائتلاف ثلاث شركات بترول عالمية في منطقتين بحريتين، ويتوقع أن تلعب أية اكتشافات غازية مستقبلية دوراً هاماً في تلبية احتياجات السوق المحلي المعتمد كلياً في الوقت الراهن على استيراد النفط، مما يكبد خزينة الدولة المليارات من الدولارات سنوياً.

أما سوريا، وفي ضوء ما سبق وبسبب الأوضاع التي تمر بها البلاد، لم يتحقق حتى الآن أية اكتشافات غازية قبالة السواحل السورية، بالإضافة إلى توقف أنشطة

شركة Soyuzneftegaz الروسية التي حصلت على عقد الاستكشاف والإنتاج في القطاع-2 البحري، منذ نهاية عام 2015. إلا أنها تعد أيضاً سوقاً كبيراً وواعداً للغاز، بالإضافة إلى أنها تمتلك بنية تحتية كبيرة من مجمعات لمعالجة الغاز وإنتاج مشتقاته كغاز البترول المسال والمتكثفات، وشبكات للنقل والتوزيع على اتساع المساحة الجغرافية للبلاد.

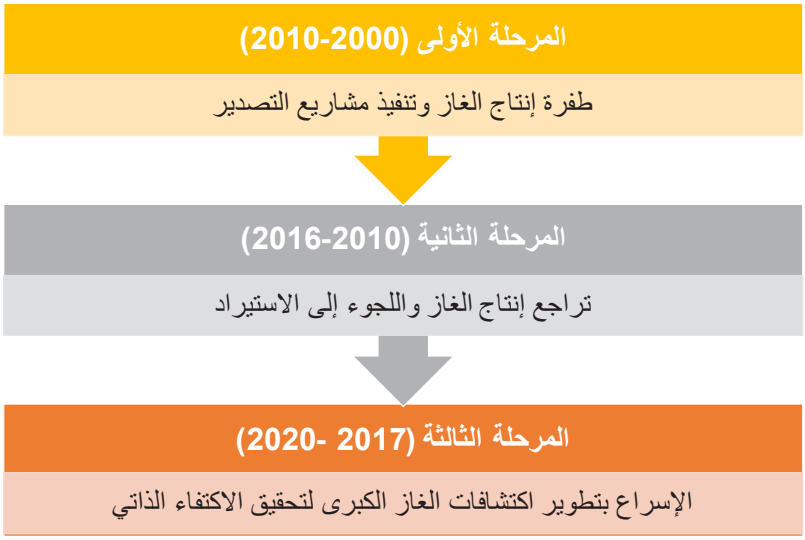
2-3-1: الغاز الطبيعي في جمهورية مصر العربية

تولي مصر اهتماماً خاصاً بقطاع الغاز الطبيعي، لدوره المحوري في دعم خطط التنمية. فمنذ عقود، تبنت الحكومة المصرية عدة برامج طموحة تهدف إلى التوسع في استخدام الغاز في قطاعات مختلفة، لتقليل الاعتماد على أنواع الوقود السائل، واعتماد حلول صديقة للبيئة. ففي قطاع النقل، تعد مصر من أوائل دول المنطقة في استخدام المركبات العاملة بالغاز الطبيعي المضغوط، والتي بلغ عددها نهاية أيار/مايو 2017 حوالي 230,000 مركبة. ولدى مصر أيضاً تجربة رائدة في نشاط توصيل الغاز الطبيعي إلى القطاع السكني والذي بدأ منذ ثمانينيات القرن الماضي، حيث وصل عدد الوحدات السكنية التي تم توصيل الغاز إليها حتى نهاية العام المالي 2016/2015 حوالي 7.5 مليون وحدة.

وقد أبدت مصر اهتماماً كبيراً نحو استغلال مواردها من الغاز الطبيعي، وهو ما انعكس على مستويات إنتاجه التي ارتفعت بشكل ملحوظ منذ عام 2000، إلا أنها شهدت تراجعاً حاداً في الآونة الأخيرة نتيجة تراجع أنشطة التطوير، وهو ما دفع مصر لاستيراد الغاز الطبيعي المسال لتلبية الطلب المحلي. إلا أن اكتشاف " ظهر" وغيره من الاكتشافات الحديثة التي جاءت ثمار عمليات البحث في البحر المتوسط كان له أثراً إيجابياً، حيث تبنت مصر استراتيجية طموحة تقضي بالإسراع بتطوير هذه الاكتشافات ودخولها على الإنتاج في أقرب وقت ممكن، بغية الاكتفاء الذاتي مجدداً بحلول 2020/2019.

ويمكن تقسيم التطورات والتغيرات الديناميكية التي شهدها إنتاج الغاز الطبيعي منذ عام 2000 إلى ثلاثة مراحل كما هو مبين بالشكل 2-8، حيث تمثل المرحلة الأولى طفرة الإنتاج وتنفيذ مشاريع التصدير وهي تمتد خلال الفترة (2000-2010)، بينما تمثل المرحلة الثانية تراجع إنتاج الغاز وبدء الاستيراد وهي تمتد خلال الفترة (2011-2016)، أما المرحلة الثالثة فبدأت عام 2017 بانطلاق مشاريع التطوير الجديدة في حقول البحر المتوسط، والتي من المتوقع أن تساهم في تحقيق الاكتفاء الذاتي من الغاز قبل عام 2020.

الشكل 2-8: تقسيم التطورات التي شهدها قطاع الغاز الطبيعي في مصر منذ عام 2000

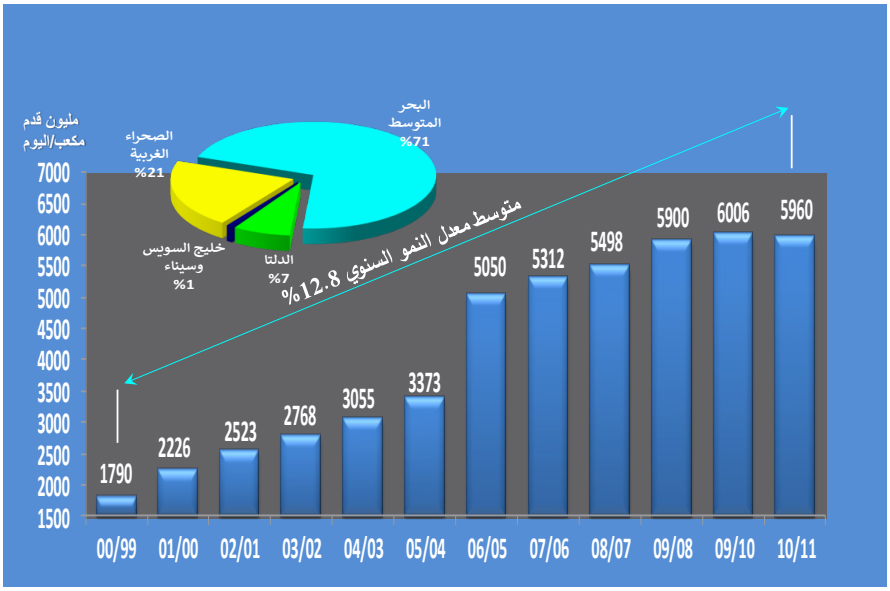


2-3-1-1: طفرة إنتاج الغاز، وتنفيذ مشاريع التصدير

بدأ إنتاج الغاز الطبيعي في مصر منذ عدة عقود، إلا أن الطفرة الحقيقية التي شهدها قطاع الغاز بدأت منذ مطلع عام 2000 في ظل تكثيف أنشطة الاستكشاف والتطوير في منطقة البحر المتوسط والدلتا، وهو الأمر الذي انعكس على مستويات الإنتاج التي ارتفعت بشكل حاد، محققاً فائض كبير عن الطلب المحلي تم تخصيصه

لمشاريع التصدير. فخلال الفترة من العام المالي 2000/1999 وحتى العام المالي 2011/2010، ارتفع إنتاج الغاز من 1.8 مليار قدم مكعب/اليوم إلى قرابة 6 مليار قدم مكعب/اليوم كما هو مبين بالشكل 2-9، محققاً بذلك نمواً سنوياً بلغت نسبته 12.8%. ولقد ساهمت الحقول المنتجة في منطقة البحر المتوسط خلال تلك الفترة بالنصيب الأكبر من إنتاج مصر بما يعادل نحو 71% من إجمالي الإنتاج عام 2011/2010، وأهمها حقول سكارب، سافرون، سيميان، سيينا، وسفير، والتي وضعت على الإنتاج خلال الفترة 2003-2005. بينما كانت تساهم الحقول الواقعة في الصحراء الغربية بنسبة 21%، وحقول الدلتا بنسبة 7%، وأخيراً الغاز المصاحب لإنتاج النفط في منطقة خليج السويس بنسبة 1% فقط.

الشكل 2-9: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في مصر خلال الفترة من 2000/1999 وحتى 2011/2010

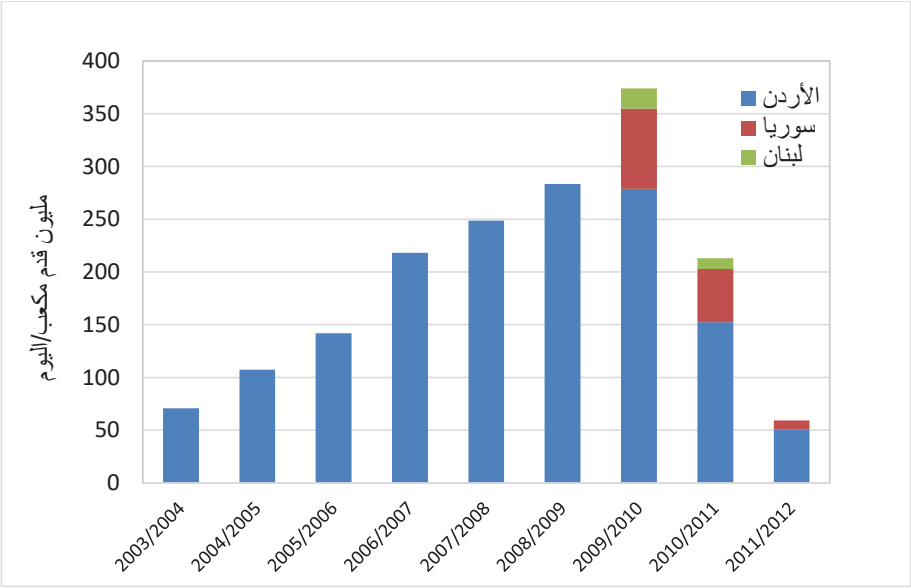


المصدر: الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية[96]

[96] أوابك، ورقة جمهورية مصر العربية المقدمة إلى الاجتماع الحادي عشر لفريق عمل بحث إمكانيات التعاون في مجال إستثمار الغاز الطبيعي في الدول الأعضاء، القاهرة 4-5 تشرين الأول/أكتوبر 2011.

وفي ضوء هذه الطفرة في الإنتاج، نفذت مصر عدة مشاريع لتصدير الغاز، ولقد كان مشروع خط الغاز العربي باكورة هذه المشاريع، بهدف تصدير الغاز من مصر إلى كل من الأردن، وسوريا ولبنان، وإلى تركيا مستقبلاً حتى يصل إلى أوروبا. وقد بدأ تشغيل المرحلة الأولى من المشروع عام 2003، إيذاناً بوصول صادرات الغاز المصري إلى الأردن، ومع استكمال تنفيذ المراحل التالية للمشروع، تدفقت أولى كميات الغاز من مصر إلى سوريا عام 2008، ثم إلى لبنان عام 2009 بعد توقيع اتفاقية بين الهيئة المصرية العامة للبترول والشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية والمؤسسة العامة للنفط السورية، ووزارة الطاقة والمياه اللبنانية تقضي بمبادلة الغاز السوري إلى لبنان بالغاز المصري. وبالرغم من نمو صادرات الغاز من مصر في السنوات الأولى من تشغيل المشروع، إلا أنها بدأت في التراجع بشكل حاد منذ عام 2011 كما هو مبين بالشكل 2-10، حتى توقفت تماما منتصف عام 2013 بسبب تراجع الإنتاج، وعدم وجود فائض يمكن تصديره.

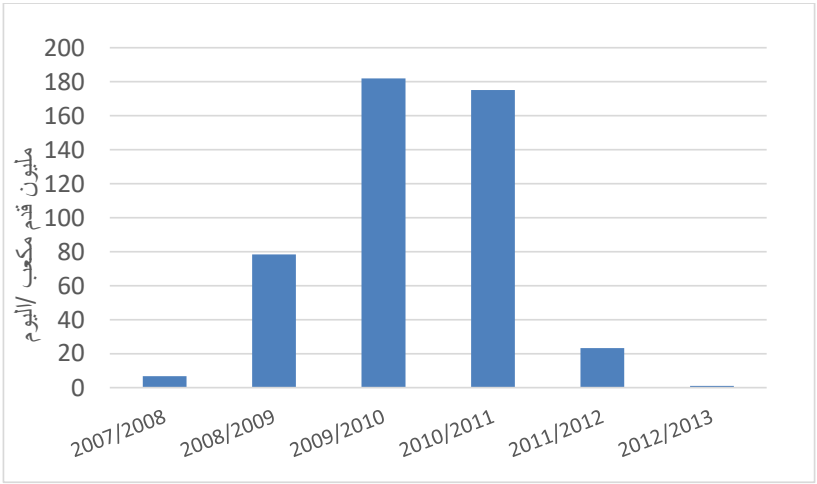
الشكل 2-10: تطور صادرات الغاز من مصر عبر خط الغاز العربي



المصدر: الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية "إيجاس"

وبجانب مشروع خط الغاز العربي، تم تنفيذ مشروع خط أنابيب بحري لتصدير الغاز إلى فلسطين المحتلة. وتقدر الطاقة التصميمية للخط بنحو 677 مليون قدم مكعب/اليوم (7 مليار متر مكعب/السنة)، وقامت بتنفيذه شركة بتروجيت بالنيابة عن شركة غاز شرق المتوسط (EMG)، وبدأ تشغيله في أيار/ مايو 2008. وهو يمتد بطول 100 كم من مدينة العريش المصرية إلى عسقلان على ساحل البحر المتوسط، وبلغت استثماراته حوالي 300 مليون دولار. وقد ارتفعت صادرات الغاز من مصر عبر الخط من 78.1 مليون قدم مكعب/اليوم (0.81 مليار متر مكعب/السنة) في العام المالي 2009/2008، لتصل إلى 175 مليون قدم مكعب/اليوم (1.81 مليار متر مكعب/السنة) في العام المالي 2011/2010 كما هو مبين بالشكل 2-11. إلا أن صادرات الغاز المصري توقفت تماما بقرار من الحكومة المصرية في نيسان/ أبريل 2012، لإخفاق شركة غاز شرق المتوسط بالتزاماتها التعاقدية نحو سداد مستحقات الغاز المسلم إليها[97].

الشكل 2-11: تطور صادرات الغاز الطبيعي من مصر إلى فلسطين المحتلة عبر الخط البحري



المصدر: الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية

[97] أوابك، ورقة جمهورية مصر العربية المقدمة إلى الاجتماع الثاني عشر للخبراء حول بحث إمكانيات التعاون في مجال استثمار الغاز الطبيعي في الدول الأعضاء، القاهرة 9-10 تشرين الأول/أكتوبر 2012.

وبجانب مشاريع التصدير عبر خطوط الأنابيب، قامت مصر بإنشاء مجمعين لإسالة الغاز، وهما مجمع الشركة الإسبانية المصرية للغاز الطبيعي المسال في دمياط بطاقة 5 مليون طن/السنة، وتصل الطاقة الفعلية إلى 5.5 مليون طن/السنة، وقد بدأ تشغيله نهاية عام 2004، ومجمع الشركة المصرية للغاز الطبيعي المسال (ELNG) بطاقة 7.2 مليون طن/السنة وبدأ تشغيله عام 2005، كما هو مبين بالجدول 2-1.

الجدول 2-1: مجمعي إسالة الغاز الطبيعي في مصر

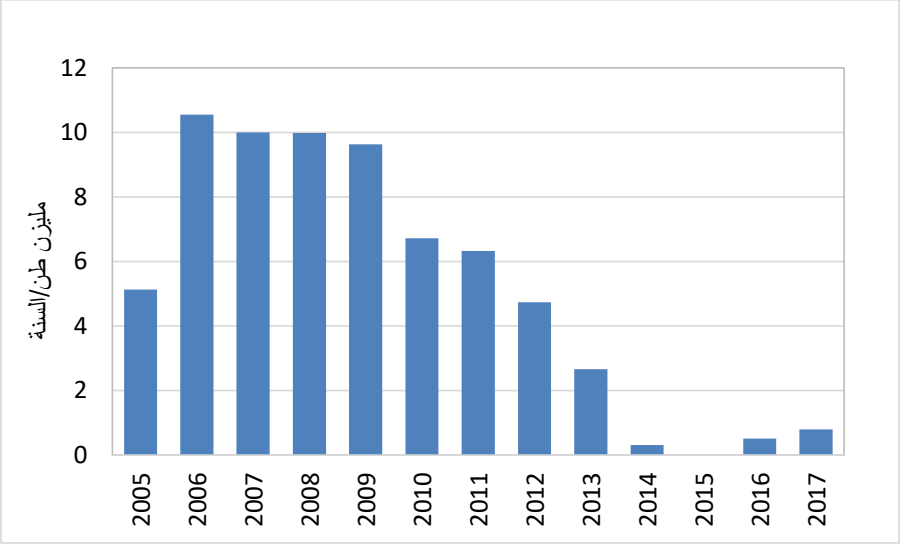
الفقرة	مجمع الشركة الإسبانية المصرية للغاز الطبيعي المسال (SEGAS)	مجمع الشركة المصرية للغاز الطبيعي المسال (ELNG)
الموقع	دمياط	إدكو
عدد الوحدات	1	2
الطاقة التصميمية (مليون طن/السنة)	5	7.2(3.6 لكل وحدة)
الشركاء	(80%) Unionfenosa Gas الهيئة المصرية العامة للبترول (10%)، الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية (10%)	• وحدة الإسالة الأولى BG (35.5%)، Petronas (35.5%)، GdF (5%)، الهيئة المصرية العامة للبترول (12%)، الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية (12%) • وحدة الإسالة الثانية BG (38%)، Petronas (38%)، الهيئة المصرية العامة للبترول (12%)، الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية (12%)
بداية التشغيل	2004	2005

المصدر: أوابك/مجلة النفط والتعاون العربي[98]

وساهمت هذه المشاريع في تعزيز صادرات مصر من الغاز الطبيعي المسال التي ارتفعت لأكثر من 10 مليون طن/السنة عام 2006، وظلت عند هذا المستوى لعدة سنوات، لتبدأ بعد ذلك في التراجع وبشكل حاد نتيجة تراجع الإنتاج المحلي وتلاشي الفائض المخصص للتصدير كما هو مبين بالشكل 2-12.

[98] وائل حامد عبد المعطي،" واقع وآفاق صناعة وتجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية"، أوابك، مجلة النفط والتعاون العربي، المجلد الأربعون 2014، العدد 150، صفحة 109-247.

الشكل 2-12: تطور صادرات مصر من الغاز الطبيعي المسال خلال الفترة 2005-2017



المصدر:

-GIIGNL, LNG annual reports (from 2007 to 2017)

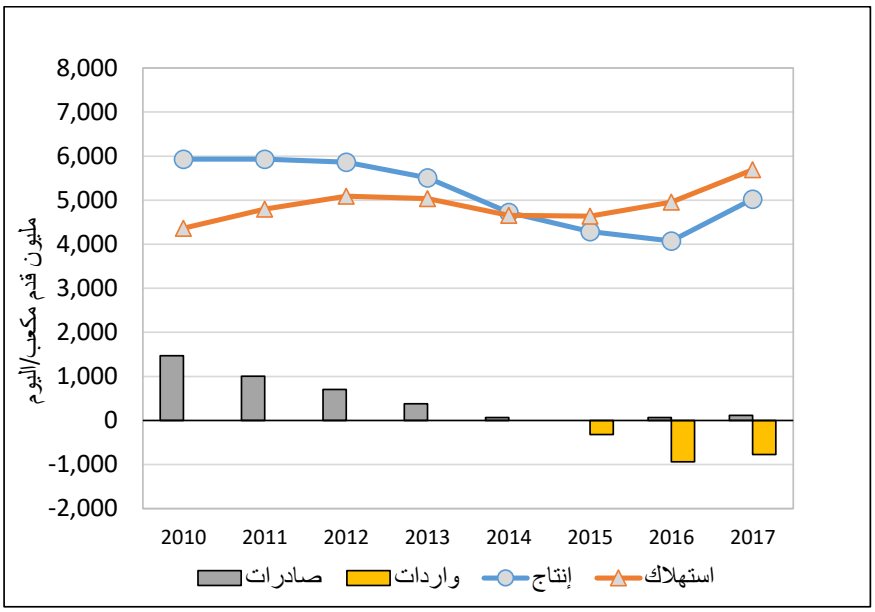
-BP, Annual statistical review of the world energy, June 2006.

2-1-3-2: تراجع إنتاج الغاز واللجوء إلى الاستيراد

بالرغم من الطفرة التي شهدتها مصر في إنتاج الغاز منذ عام 2000، وما أعقبها من تنفيذ مشاريع لتصدير الغاز في صورته الغازية عبر خطوط الأنابيب، أو بعد إسالته وتصديره من مجمعي إدكو ودمياط، بدأ إنتاج مصر في التراجع وبشكل حاد بداية من عام 2011 بسبب النضوب الطبيعي من الحقول المنتجة والذي وصل إلى حوالي 90 مليون قدم مكعب/اليوم شهرياً، خاصة من الحقول الواقعة في منطقة البحر المتوسط التي تساهم بالنصيب الأكبر من الإنتاج، بالإضافة إلى تراجع الاستثمارات الأجنبية لتنفيذ المشاريع التطويرية المطلوبة لتعويض نضوب الإنتاج من الحقول القديمة.

وفي ضوء ذلك، تراجع إنتاج الغاز من 6 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2009 ليصل في عام 2016 إلى 4 مليار قدم مكعب/اليوم كما هو مبين بالشكل 2-13، وهو أقل مستوى له منذ عام 2005. وقد كان لذلك أثراً بالغاً على الصادرات (عبر خط الغاز العربي والخط البحري، ومن محطات الغاز الطبيعي المسال) التي توقفت تماماً عام 2015، بالإضافة إلى عدم كفاية الإنتاج لتلبية احتياجات السوق المحلي، خاصة في قطاع الكهرباء الذي يعد المستهلك الأكبر للغاز والدافع وراء نمو الطلب عليه.

الشكل 2-13: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في مصر خلال الفترة 2010-2017



المصادر: بيانات تم تجميعها استناداً إلى:

-Cedigaz, Natural Gas in the World, annual report (from 2010 to 2017)

-BP, Annual statistical review of the world energy, (from 2011 to 2018)

وعلى أثر ذلك، لجأت مصر إلى استيراد الغاز الطبيعي المسال بعد أن كانت دولة مصدرة له لسد الفجوة بين الإنتاج والاستهلاك. حيث تعاقدت الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية "إيجاس" مع شركة Hoegh النرويجية على استئجار مركب عائم لاستقبال وتخزين الغاز المسال وإعادته إلى الحالة الغازية (FSRU)

بطاقة 500 مليون قدم مكعب/اليوم لمدة خمس سنوات. ووصل المرفأ العائم في نيسان/أبريل 2015 في ميناء السخنة، وبدأت عمليات التشغيل التجاري منتصف عام 2015.

كما تعاقدت "إيجاس" على مرفأ عائم ثان تابع لشركة BW بطاقة 750 مليون قدم مكعب/اليوم، ووصل أيضا إلى ميناء السخنة أواخر عام 2015، ليرسو بجوار المرفأ الأول كما هو مبين بالشكل 2-14. ولتأمين احتياجات مصر من شحنات الغاز الطبيعي المسال، طرحت شركة "إيجاس" عدة مناقصات عالمية أسفرت عن التعاقد مع عدة شركات لتوريد الشحنات المطلوبة خلال فترة عمل المرفأين.

الشكل 2-14: مرفأي استقبال الغاز الطبيعي المسال في ميناء السخنة بمصر

المصدر: شركة Hoegh

2-3-1-3: الإسراع بتطوير اكتشافات الغاز لتحقيق الاكتفاء الذاتي

- **مشروع غرب دلتا النيل**

في ضوء استمرار تراجع الإنتاج، وتنامي الطلب المحلي على الغاز وعلى واردات الغاز الطبيعي المسال لسد الفجوة بين الإنتاج والاستهلاك المحلي، بدأت

مصر في الإسراع بتنفيذ مشاريع التطوير للاكتشافات الكبرى مثل اكتشاف "ظهر" في منطقة شروق البحرية، واكتشاف "أتول" في منطقة شمال دمياط البحرية، والاكتشافات السابقة في منطقة غرب دلتا النيل (تورس، وليبرا، ورافين، وجيزة، وفيوم).

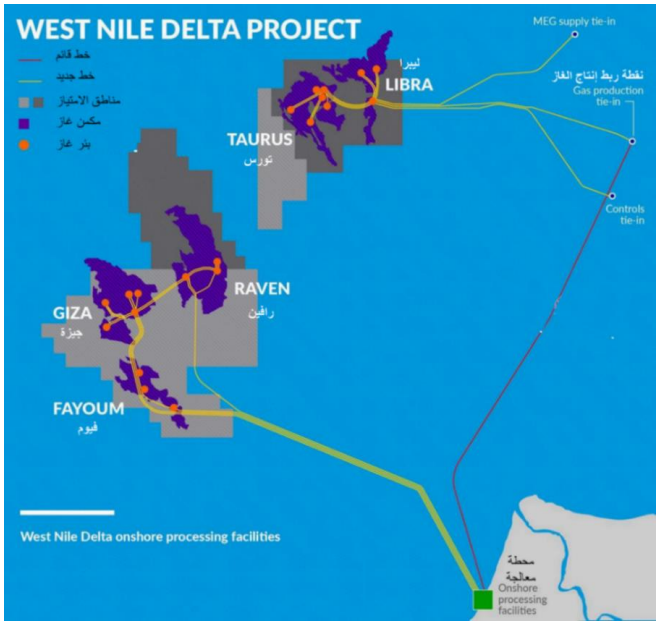
وقد انطلقت أولى الخطوات الفعلية نحو تطوير اكتشافات الغاز في منطقتي شمال الإسكندرية وغرب المتوسط مياه عميقة (BP 82.5%, DEA 17.5%)، بتوقيع شركة BP البريطانية وشركة DEA الألمانية على الاتفاقية النهائية مع الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية"إيجاس" في آذار/مارس 2015، لتطوير المنطقتين التي تقدر احتياطياتهما من الغاز بنحو 5 تريليون قدم مكعب، ومن المتكثفات نحو 55 مليون برميل باستثمارات 12 مليار دولار[99]. وقد أطلق على المشروع اسم تطوير غرب دلتا النيل (West Nile Delta, WND). وبموجب الاتفاق، فإن المرحلة الأولى تشمل حفر 21 بئراً تطويرياً في خمسة حقول هي تورس وليبرا ورافين وجيزة وفيوم لإنتاج نحو 1.2 مليار قدم مكعب/اليوم (12.4 مليار متر مكعب/السنة)، وسيوجه بالكامل إلى السوق المحلي. أما في المراحل التالية فسوف يتم تطوير باقي الاكتشافات والتي تشمل روبي، بولارس، وهدوء...إلخ.

ووفقا لخطة التطوير المبينة بالشكل 2-15، فإنه سوف يتم نقل إنتاج الآبار من "ليبرا" (3 آبار)، و"تورس" (6 آبار) في منطقة شمال الإسكندرية عبر خط أنابيب جديد بطول 42 كم وقطر 24 بوصة، وربطه مع تسهيلات الغاز البحرية التابعة لشركة البرلس للغاز التي تقع ضمن منطقة امتياز المياه العميقة بغرب الدلتا (WDDM) التابعة لشركة BG البريطانية.

[99] MEES,"BP Still Owed $2.3Bn In Egypt"; Vol.60, No.10, March 6, 2015.

أما فيما يخص إنتاج حقول "رافين"، "جيزة"، "فيوم" الواقعة في نفس المنطقة، فتتضمن الخطة إنشاء خطي أنابيب بقطر 24 بوصة وطول 65 كم، لنقل الإنتاج منها إلى التسهيلات المتاحة على البر بمدينة إدكو، لمعالجة إنتاج الغاز من حقل "جيزة"، وحقل "فيوم"، في محطة "روزيتا" التابعة لشركة رشيد للبترول، بينما سيتم إنشاء محطة معالجة جديدة بجوار "روزيتا " لمعالجة إنتاج الغاز من حقل "رافين".

الشكل 2-15: مشروع تطوير غرب دلتا النيل (WND)



المصدر: شركة DEA

وقد أعلنت شركة BP البريطانية في شهر أيار/مايو 2017[100]، باكورة إنتاج الغاز من حقلي "ليبرا" و"تورس"، قبل نحو ثمانية أشهر من الموعد المحدد، وبتكاليف أقل من الميزانية المقررة.

[100] BP; " BP announces start of production from West Nile Delta development achieving first gas eight months ahead of schedule and production 20 percent above plan"; Press Release, May 10, 2017.

وأشارت الشركة إلى أن المرحلة الأولى تضمنت حفر تسعة آبار وإنشاء خط أنابيب بطول 42 كم للربط مع التسهيلات القائمة، وتم ضخ أولى كميات الغاز من الحقلين إلى الشبكة القومية للغازات الطبيعية في شهر آذار/مارس 2017. كما أوضحت أن الإنتاج من المشروع قد بلغ 700 مليون قدم مكعب/اليوم من الغاز، و1000 برميل/اليوم من المتكثفات بزيادة 20% بزيادة عن الإنتاج المستهدف. ومن المخطط البدء في تشغيل المرحلة التالية نهاية عام 2018 والتي تشمل حفر 12 بئراً في حقول "رافين"، و"جيزة"، و"فيوم". حيث من المخطط أن يبدأ الإنتاج من حقل "جيزة"، وحقل "فيوم" نهاية عام 2018 بمعدل 400 مليون قدم مكعب/اليوم، بينما سيبدأ الإنتاج من حقل "رافين" مطلع عام 2019 بمعدل 200 مليون قدم مكعب/اليوم[101].

- **مشروع تطوير "ظهر"**

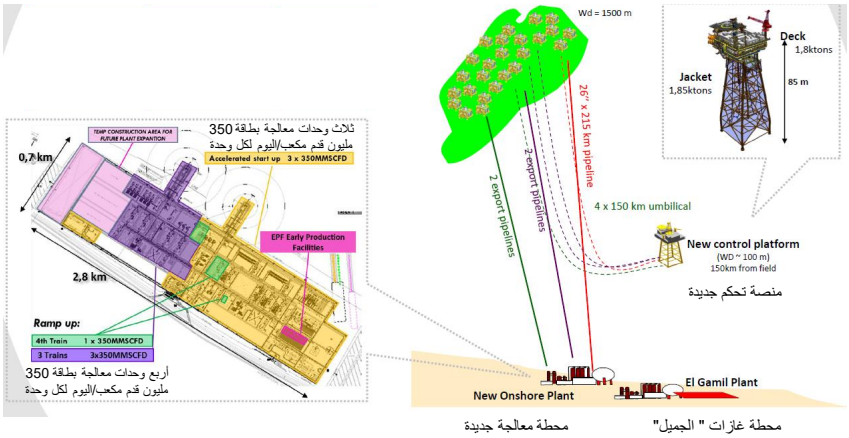
أما خطة تطوير حقل " ظهر العملاق"، فبعد مفاوضات استمرت أشهر قليلة بين شركة Eni، وشركة " إيجاس"، اتخذت شركة Eni في شهر آذار/مارس 2016 قرار الاستثمار النهائي لتطوير حقل ظهر العملاق الذي يضم نحو 30 تريليون قدم مكعب، أي بعد ستة أشهر فقط من اكتشافه[102]. وتقوم خطة الشركة على تطوير الحقل على مرحلتين، حيث تتضمن المرحلة الأولى حفر ستة آبار وربطهم بخط أنابيب بحري بطول 215 كم وقطر 26 بوصة لنقل الغاز لمعالجته وتحليته في محطة معالجة جديدة بجوار محطة "غازات الجميل" ببورسعيد، وستضم أربعة وحدات لمعالجة الغاز بطاقة 350 مليون قدم مكعب/اليوم لكل وحدة (الطاقة الإجمالية 1.4 مليار قدم مكعب/اليوم). **ووفقاً للخطة**، ستتدفق أولى كميات الغاز من مشروع "ظهر" نهاية عام 2017، وسترتفع تدريجياً للوصول بها إلى نحو 1 مليار قدم مكعب/اليوم، وتصل

[101] MEES; " BP's WND Start Up"; Vol.58, No.19, May 12, 2017
[102] MEES;" Eni Greenlights Egypt's Zohr"; Vol.56, No.12, March 25, 2016.

استثمارات المرحلة الأولى إلى 4 مليار دولار. وفي هذا الصدد، فازت شركة Saipem الإيطالية بعقد الهندسة والتوريد والإنشاء بقيمة 1.5 مليار يورو لحفر الآبار الستة وتنفيذ خط الأنابيب البحري ضمن خطة تطوير الحقل.

أما في **المرحلة الثانية**، فسوف يتم حفر أربعة عشر بئراً إضافية ومنصة تحكم جديدة للتحكم في تشغيل الآبار كما هو مبين بالشكل 2-16، بالإضافة إلى إنشاء خطي أنابيب بقطر 30 بوصة، واستكمال تنفيذ باقي الوحدات في محطة المعالجة بإضافة أربعة وحدات جديدة بطاقة 350 مليون قدم مكعب/اليوم لكل وحدة، للوصول بالطاقة الإجمالية للمحطة إلى 2.8 مليار قدم مكعب/اليوم[103]. ومن المخطط أن يتم رفع الإنتاج خلال المرحلة الثانية تدريجياً للوصول إلى كامل الطاقة الإنتاجية للحقل والمقدرة بنحو 2.7 مليار قدم مكعب/اليوم بحلول عام 2019. وقدرت Eni استثمارات المرحلتين بحوالي 12 مليار دولار.

الشكل 2-16: خطة تطوير حقل "ظهر" العملاق

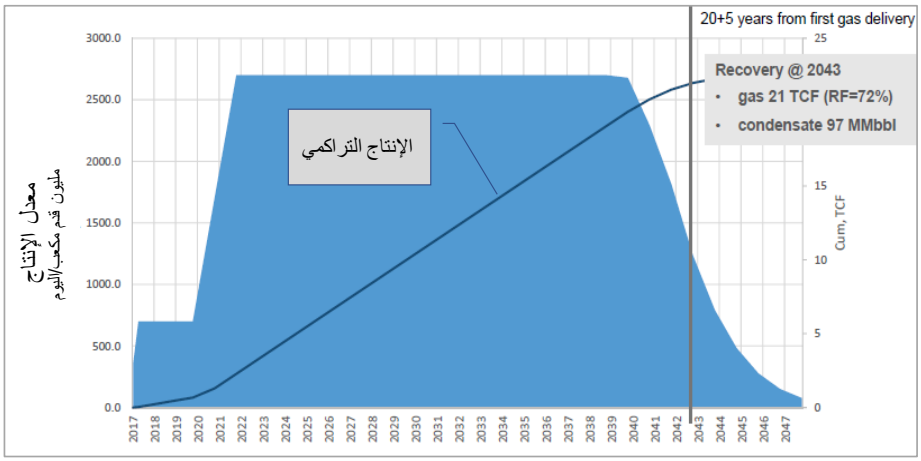


المصدر: Eni ([104])

[103] MEES;" Zohr Almost There As Egypt Plots Further Gas Gains"; Vol.60, No.31, August 4, 2017.
[104] Cozzi A. et al., " Zohr Giant Gas Discovery – A paradigm shift in Nile Delta and East Mediterranean exploration"; Discovery Thinking Forum, AAPG/SEG International Conference & Exhibition 2017, London 16th October 2017.

وقد نجحت شركة Eni في وضع الحقل على الإنتاج وفق الخطة المعتمدة، حيث أعلنت وزارة البترول والثروة المعدنية المصرية في كانون الأول/ديسمبر 2017، بدء التشغيل التجريبي من حقل "ظهر" العملاق، بمعدل إنتاج مبدئي 350 مليون قدم مكعب غاز/اليوم، وذلك بعد نجاح اختبارات التشغيل الفنية لوحدات المعالجة وخطوط نقل الغاز من آبار الحقل إلى محطة المعالجة. وقد نجحت الشركة في الإسراع برفع إنتاج الغاز من "ظهر" في وقت قياسي أيضاً، حيث بلغ نحو 2 مليار قدم مكعب/اليوم في شهر أيلول/سبتمبر 2018، أي بعد نحو تسعة أشهر من بداية تشغيله، وقبل نحو عام عن الجدول الزمني المخطط[105]. وتخطط Eni أن يصل إنتاج الغاز إلى 2.7 مليار قدم مكعب/اليوم بحلول عام 2019، ليستمر عند هذا المعدل فترة لا تقل عن 20 سنة كما هو مبين بالشكل 2-17، لاسترجاع نحو 21 تريليون قدم مكعب، أي بمعدل استرجاع 72% لمخزون الغاز بالحقل المقدر بـ 30 تريليون قدم مكعب، بالإضافة إلى 97 مليون برميل من المتكثفات.

الشكل 2-17: الإنتاج التراكمي المتوقع من حقل "ظهر" العملاق حتى عام 2047



المصدر: Eni

[105] MEES;" Egypt Gas Output At Record High As Zohr Hits 2bn cfd"; Vol.16, N.37, September 14, 2018.

- **مشروع تطوير "أتول"**

أما حقل " أتول"، فقد وقعت شركة BP على الاتفاق النهائي مع الشركة المصرية للقابضة للغازات الطبيعية" إيجاس" منتصف عام 2016 للإسراع بتنفيذ خطة تطويره ليدخل على الإنتاج بحلول عام 2018 (أي أقل من ثلاث سنوات من تاريخ اكتشافه)[106]، باستثمارات 3.8 مليار دولار. وتقوم خطة تطوير الحقل على مرحلتين، حيث تستهدف المرحلة الأولى، الإنتاج المبكر من الحقل بمعدل 300 مليون قدم مكعب/اليوم خلال النصف الأول من عام 2018، يعقبها تنفيذ المرحلة الثانية للوصول إلى كامل الطاقة الإنتاجية للحقل. وسوف يتم ربط إنتاج الغاز والمتكثفات من "أتول" بالتسهيلات القائمة للشركة الفرعونية للبترول ببورسعيد.

وقد أعلنت شركة BP البريطانية في شهر شباط/فبراير 2018[107]، بداية إنتاج الغاز من المرحلة الأولى للمشروع قبل نحو سبعة أشهر من الموعد المحدد، وبتكاليف أقل بنحو 33% عن المخطط. وقد بلغ إنتاج المرحلة الأولى من مشروع "أتول" حوالي 350 مليون قدم مكعب/اليوم من الغاز، بالإضافة إلى 10,000 برميل/اليوم من المتكثفات، مما ساهم في تقليل استيراد شحنات الغاز الطبيعي المسال.

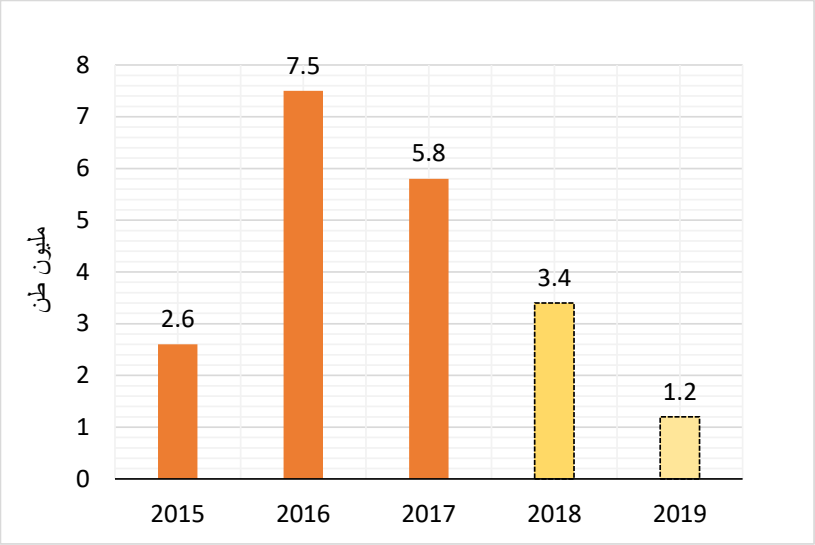
2-3-1-4: الآفاق المستقبلية للغاز الطبيعي في مصر

لا شك أن نجاح مصر في تطوير اكتشاف الغاز في البحر المتوسط وفق الخطط المعلنة في هذا الصدد سيساهم وبشكل فعال في تراجع درجة الاعتماد على واردات الغاز الطبيعي المسال التي ارتفعت بشكل هائل خلال عام 2016. فكما هو مبين بالشكل 2-18، ارتفعت واردات مصر من الغاز الطبيعي المسال من 2.6 مليون طن عام 2015، لتصل إلى 7.5 مليون طن عام 2016، إلا أنها تراجعت عام 2017

[106] Offshore-technology; " Atoll Gas Field, North Damietta Offshore Concession, East Nile Delta".
[107] BP; " BP begins production from Egypt's Atoll gas field seven months ahead of schedule"; Press Release, February 12, 2018.

إلى 5.8 مليون طن في ضوء تنامي الإنتاج المحلي بعد تشغيل الإنتاج المبكر من "ظهر"، "غرب دلتا النيل" و"أتول". ومن المتوقع أن تستمر واردات الغاز الطبيعي المسال في التراجع لتصل إلى 1.2 مليون طن عام 2019.

الشكل 2-18: تطور واردات مصر من الغاز الطبيعي المسال وتوقعاتها المستقبلية



المصادر:

-GIIGNL, LNG annual reports (2016, 2017, 2018 editions)

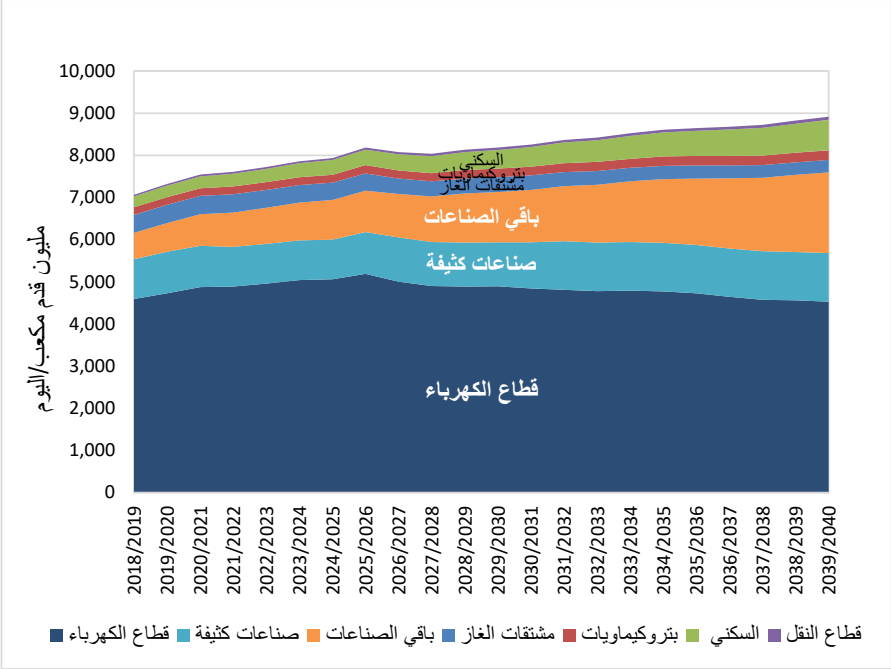
-EVA- Quarterly LNG Outlook, 2017

بيد أن التحدي الأساسي يكمن في كيفية تلبية الطلب المحلي على الغاز الذي يتوقع أن يستمر في النمو، منقاداً بالطلب المتنامي من عدة قطاعات خاصة قطاع الكهرباء الذي يمثل نحو 61% من الاستهلاك الكلي للغاز، والقطاع الصناعي (يشمل الصناعات الكثيفة وغيرها) الذي يشكل نحو 22% من الاستهلاك.

وفي هذا الصدد، يتوقع أن يرتفع إجمالي الطلب المحلي على الغاز من حوالي 7 مليار قدم مكعب/اليوم في العام المالي 2019/2018، ليصل إلى 8.9 مليار قدم مكعب/اليوم في العام المالي 2040/2039 أي بنسبة زيادة إجمالية 26% خلال تلك

الفترة. يبين الشكل 2-19، توقعات نمو الطلب المحلي على الغاز في مصر حسب القطاعات المستهلكة خلال الفترة 2019/2018 وحتى 2040/2039.

الشكل 2-19: توقعات نمو الطلب على الغاز في مصر، وفق القطاعات المستهلكة خلال الفترة (2018-2040)



المصدر: الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية " إيجاس"

2-3-2: الغاز الطبيعي في فلسطين المحتلة

2-3-2-1: خطط استيراد الغاز

بدأ الاعتماد على الغاز الطبيعي في فلسطين المحتلة في مزيج الطاقة منذ عام 2005، وذلك بعد تطوير مشروع Yam Tethys الذي يضم حقلي "نوا" Noa، وحقل "ماري-ب" (Mari-B) بعد سنوات قليلة من اكتشاف الحقلين. وقد تم استغلال إنتاج الغاز المتواضع من المشروع في تحويل محطات توليد الكهرباء للعمل بالغاز

بدلاً من المازوت، علماً بأن شركة الكهرباء كانت تعتمد بشكل كلي على المازوت والفحم المستورد من الخارج لتشغيل محطات الكهرباء.

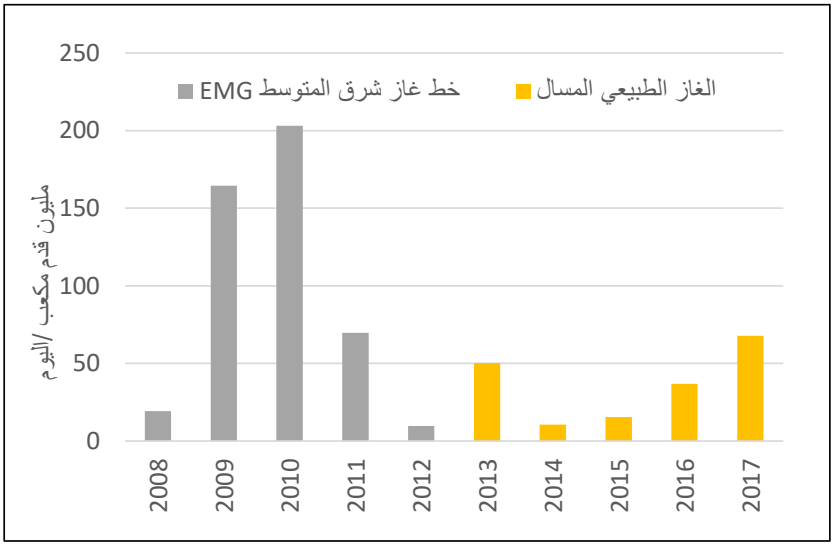
ونظراً لتواضع الإنتاج من مشروع Yam Tethys الذي تراوح بين 200-300 مليون قدم مكعب/اليوم (2-3 مليار متر مكعب/السنة)، وعدم وجود حقول أخرى منتجة للغاز (قبل تحقيق الاكتشافات الكبرى مثل "تمار"، "ليفياثان")، لجأت فلسطين المحتلة إلى استيراد الغاز الطبيعي من مصر ابتداء من عام 2008، وذلك عبر خط أنابيب تم إنشاؤه بين البلدين لهذا الغرض. وقد استمر تدفق الغاز الطبيعي من مصر إلى فلسطين المحتلة حتى عام 2010، ولكن شهدت واردات الغاز عبر الخط تراجعاً ملحوظاً منذ عام 2011 كما هو مبين بالشكل 2-20، حتى قررت السلطات المصرية في نيسان/أبريل 2012، إيقاف تصدير الغاز لإخفاق شركة غاز شرق المتوسط (EMG) المالكة للخط، بالتزاماتها التعاقدية كما تمت الإشارة سابقاً.

وفي ضوء هذه المتغيرات، اضطرت فلسطين المحتلة للجوء إلى استيراد الغاز الطبيعي المسال، وذلك حتى يتم الانتهاء من مشروع تطوير حقل "تمار" ودخوله على الإنتاج، لتلبية احتياجات قطاع الكهرباء من الغاز في ظل توقف الإمدادات من مصر بالإضافة إلى تراجع الإنتاج من مشروع Yam Tethys بسبب نضوب مكامن الغاز بالمشروع، والتي نضبت تماماً عام 2014. وفي هذا الصدد، تعاقدت كل من شركة الكهرباء الوطنية، وشركة Natural Gas Lines وهي الشركة الحكومية المسؤولة عن شبكات نقل الغاز بفلسطين المحتلة، مع شركة Excelerate Energy الأمريكية على استئجار مرفأ عائم لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادته إلى الحالة الغازية لمدة 15 عاماً[108]. ووصل المرفأ Excellence المبين بالشكل 2-21، نهاية عام 2012 وتم رسوه في ميناء الخضيرة (Hadera) على بعد 10 كم قبالة

[108] Alan Townsend;" Around the World in FSRU's"; The world Bank, October 2015.

سواحل فلسطين المحتلة، وقد بدأ المرفأ في استقبال أولى شحنات الغاز الطبيعي المسال مطلع عام 2013.

الشكل 2-20: تطورات واردات فلسطين المحتلة من الغاز من مصر (غاز شرق المتوسط)، وواردات الغاز الطبيعي المسال



المصادر:

-Cedigaz, natural gas in the world Annual reports, (2008, 2009, 2010, 2012) "بيانات غاز شرق المتوسط"
- GIIGNL, LNG reports (2013, 2014, 2015, 2016, 2017) "بيانات الغاز الطبيعي المسال"

الشكل 2-21: المرفأ العائم Excellence الواقع على بعد 10 كم قبالة سواحل فلسطين المحتلة

المصدر: Excelerate Energy

2-3-2-2: تطوير اكتشافات الغاز الكبرى قبالة سواحل فلسطين المحتلة

بعد الإعلان عن اكتشاف "تمار"، وما أعقبه من اكتشافات أخرى، تم تشكيل لجنة وزراية داخلية لوضع توصيات بخصوص كيفية استغلال هذه الموارد في تلبية احتياجات السوق المحلي المتعطش للغاز خاصة في ظل توقف الإمدادات من مصر، ونضوب الإنتاج المحلي من مشروع Yam Tethys، ودراسة إمكانية تصدير الفائض عن الاستهلاك المحلي إلى الأسواق المحتملة في دول الجوار لتحقيق عائدات تحفز على الاستثمار. وأوضحت اللجنة في تقريرها الصادر في آب/أغسطس 2012 إلى أن إجمالي الطلب على الغاز الطبيعي داخل فلسطين المحتلة لمدة خمسة وعشرين سنة قادمة سيبلغ كمية إجمالية قدرها 15.9 تريليون قدم مكعب (تم تعديلها فيما بعد إلى 19 تريليون قدم مكعب على مدار 29 سنة حتى عام 2040)، ومن ثم يمكن تصدير الفائض من احتياطيات الغاز عن حاجة السوق المحلي، والذي يصل إلى 17.6 تريليون قدم مكعب حسب إجمالي الاحتياطيات للاكتشافات الحالية. وبناءاً على هذه التوقعات، قامت اللجنة المختصة بتصنيف حقول الغاز الطبيعي وفقا لحجم الاحتياطيات إلى أربعة اقسام، ووضعت توصياتها وفقا للآتي:

- تصدير 50% من احتياطيات اكتشافات الغاز الكبرى التي تزيد عن 7 تريليون قدم مكعب.
- تصدير 60% من احتياطيات اكتشافات الغاز المتوسطة التي تتراوح من 3.5 إلى 7 تريليون قدم مكعب.
- تصدير 75% من احتياطيات اكتشافات الغاز الصغيرة التي تتراوح من 0.9 إلى 3.5 تريليون قدم مكعب.
- لا قيود على تصدير الغاز من الحقول التي تقل احتياطياتها عن 0.9 تريليون قدم مكعب.

- **مشروع تطوير "تمار"**

بعد وضوح معالم سياسة الغاز الرامية نحو تأمين الطلب المحلي، وبيع الغاز الفائض لتحقيق الجدوى الاقتصادية من الاستثمار في تنمية حقول الغاز المكتشفة، بدأت شركة Noble Energy الأمريكية، وحليفتها شركة Delek سباقاً مع الزمن لتوقيع اتفاقيات لبيع غاز "تمار" إلى المستهلكين في السوق المحلي بفلسطين المحتلة، والمستهلكين المحتملين في دول الجوار. ففي السوق المحلي، أسفرت جهود الشركتين عن توقيع عدة اتفاقيات مع شركة الكهرباء الوطنية، ومنتجين كهرباء مستقلين (Independent Power Producers, IPP)، وشركات صناعية أخرى كما هو مبين بالجدول 2-2. ويبلغ إجمالي الكميات التعاقدية حوالي 5.91 تريليون قدم مكعب (حوالي 55% من احتياطيات الغاز بحقل تمار).

الجدول 2-2: اتفاقيات بيع الغاز من حقل "تمار" إلى المستهلكين في السوق المحلي بفلسطين المحتلة

أطراف التعاقد	إجمالي الكمية التعاقدية		المعدل^		فترة التعاقد	الإيرادات المتوقعة
	مليار متر3	تريليون قدم3	مليار متر3/السنة	مليون قدم3/يوم	سنة	مليار دولار
شركة الكهرباء	87	3.07	5.8	561	17-15	23-14
منتجي كهرباء مستقلين	72	2.54	4.2	409	19-15	16.9
شركات صناعية	8.5	0.3 (ومتكثفات)	1.3	46	8-5	2
الإجمالي	**167.5**	**5.91**	**11.3**	**1,016**	-	**41.9-32.9**

^ وفقاً لمتوسط فترة التعاقد

مصدر البيانات: Delek Group Presentation, December 2016

وفي ضوء ذلك، بدأ الشركاء في حقل "تمار" تنفيذ خطة تطوير الحقل، والتي تشمل ثلاثة مراحل:

- **المرحلة الأولى**

تهدف المرحلة الأولى إلى إنتاج نحو 1 مليار قدم مكعب/اليوم (10.3 مليار متر مكعب/السنة) وذلك من خلال حفر خمسة آبار تحت سطح البحر (بمعدل إنتاج يصل إلى 250 مليون قدم مكعب/اليوم لكل بئر)، وربطهم مع منصة إنتاج بحرية جديدة بجوار منصة Mari-B، ومنها سوف يتم نقل إنتاج الغاز عبر خط أنابيب قطره 30 بوصة إلى محطة الاستقبال في أشدود كما هو مبين بالشكل 3-22.

- **المرحلة الثانية**

تهدف المرحلة الثانية إلى رفع معدلات الإنتاج من الحقل بعد سنوات من تشغيل المرحلة الأولى، وتأمين توقيع عقود جديدة مع المستهلكين المحتملين. وستتضمن هذه المرحلة تركيب محطة ضواغط في محطة الاستقبال في أشدود لرفع الإنتاج إلى 1.2 مليار قدم مكعب/اليوم (حوالي 12.4 مليار متر مكعب/السنة).

- **المرحلة الثالثة**

وهي مرحلة توسعية تهدف إلى رفع الإنتاج من الحقل إلى حوالي 1.97 مليار قدم مكعب/اليوم (20.4 مليار متر مكعب/السنة) بعد دراسة كافة الخيارات المتاحة للتصدير إلى الأسواق الإقليمية، والحصول على الموافقات اللازمة لتنفيذها.

الشكل 2-22: مشروع تطوير حقل "تمار" قبالة سواحل فلسطين المحتلة

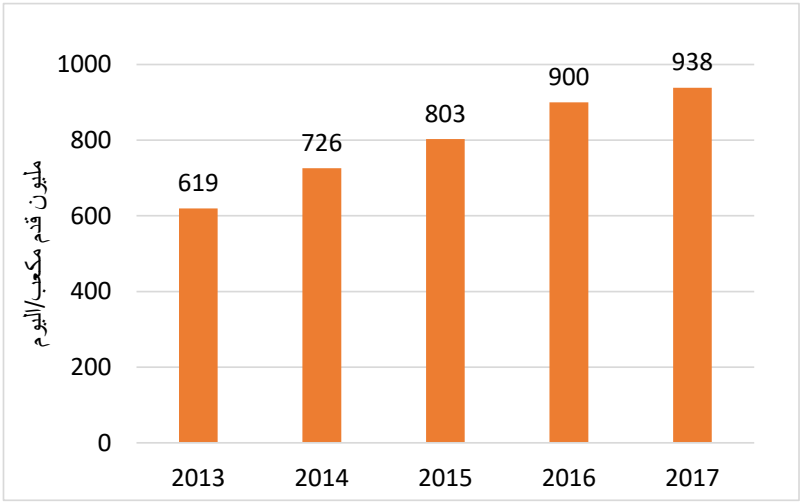
المصدر: Delek Group Presentation, December 2013

وقد بدأ إنتاج الغاز من حقل "تمار" في آذار/مارس عام 2013، ليدشن مرحلة هامة في تاريخ استغلال الثروات الغازية في منطقة شرق المتوسط بشكل عام وفي فلسطين المحتلة بشكل خاص. وقد وصل عدد الآبار المنتجة بالحقل إلى ستة آبار، حيث دخل البئر السادس "تمار-8" على الإنتاج في تشرين الأول/أكتوبر 2016. وقد بلغ إجمالي استثمارات المرحلة الأولى حوالي 3.2 مليار دولار (بنسبة 100% من الميزانية المعتمدة)، بينما وصل إجمالي التكاليف الرأسمالية في المشروع حتى نهاية عام 2017 إلى 4.6 مليار دولار[109].

وقد ارتفع إنتاج الغاز من حقل "تمار" تدريجياً من حوالي 619 مليون قدم مكعب/اليوم عام 2013، ليصل إلى 938 مليون قدم مكعب/اليوم عام 2017 كما هو مبين بالشكل 2-23.

[109] Tamar Petroleum; "Investor Presentation"; February 2018.

الشكل 2-23: تطور إنتاج الغاز الطبيعي من حقل "تمار" قبالة سواحل فلسطين المحتلة

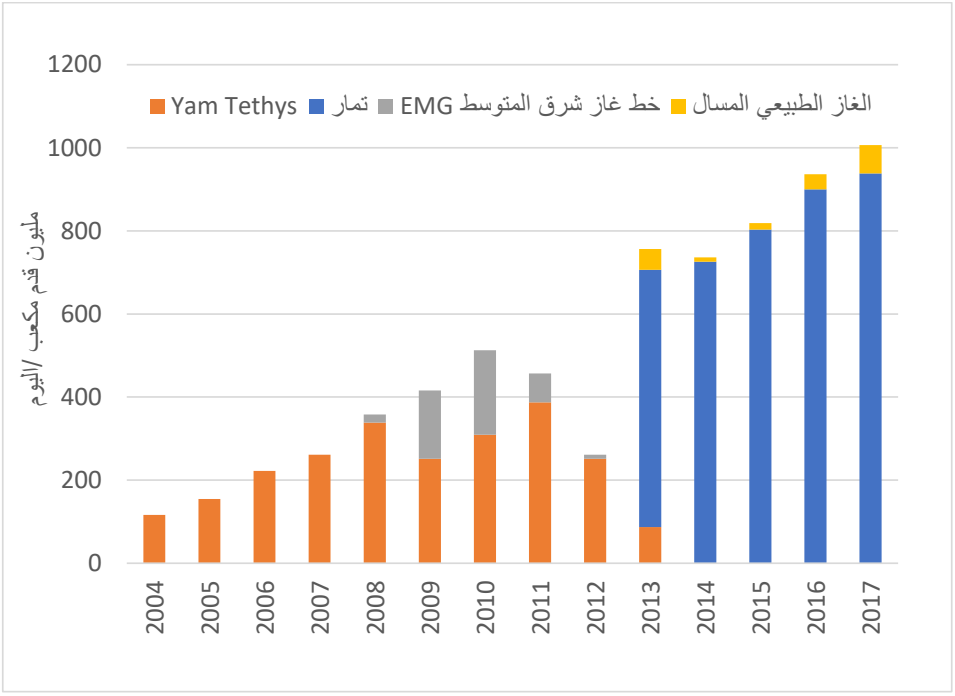


المصدر: Tamar Petroleum, Investors Presentation, February 2018

ويلبي إنتاج الغاز من " تمار" أكثر من 90% من الطلب المحلي على الغاز بفلسطين المحتلة، كما يبين الشكل 2-24. وهو يشكل وحده أكثر من 50% من الوقود المستخدم في قطاع الكهرباء، كما يساهم بـ 100% من احتياجات القطاع الصناعي من الغاز. ولا تزال فلسطين المحتلة تستورد الغاز الطبيعي المسال عبر المرفأ العائم في ميناء الخضيرة، وهو يساهم في تلبية نحو 10% من إجمالي الطلب المحلي على الغاز.

وإجمالا، فقد شهد الطلب على الغاز نمواً سنوياً مركباً خلال الفترة (2004-2017) بلغت نسبته حوالي 18%، حيث ارتفع من 116 مليون قدم مكعب/اليوم (1.2 مليار متر مكعب/السنة) عام 2004 ليصل إلى حوالي 1 مليار قدم مكعب/اليوم (10.4 مليار متر مكعب/السنة) عام 2017.

الشكل 2-24: تطور استهلاك الغاز في فلسطين المحتلة



المصادر: بيانات مجمعة استناداً إلى عدة مصادر:

-Cedigaz, natural gas in the world, (2008, 2009, 2010, 2011, 2012 editions)
- GIIGNL, LNG reports, (2013, 2014, 2015, 2016, 2017).
-Tamar Petroleum, Investor Presentation, February 2018.

- **مشروع تطوير "ليفاثان" Leviathan**

أما الاكتشاف الثاني والأكبر قبالة سواحل فلسطين المحتلة "ليفياثان"، فقد تعطلت خطط تطويره لعدة سنوات لأسباب منها تأخر إقرار "المخطط العام للغاز" الذي أعدته السلطات بفلسطين المحتلة، حول كيفية تنمية حقول الغاز المكتشفة حديثاً. وبعد تخطي كافة العقبات، اتخذ الشركاء في ليفياثان قرار الاستثمار النهائي لتنفيذ المرحلة الأولى "1A"من تطوير الحقل في شهر شباط/فبراير 2017، باستثمارات 3.75 مليار دولار(بأقل 50% من الاستثمارات الأولية التي كان من المزمع ضخها في المشروع في خطوة تشير إلى العقبات التي تواجه تنفيذه).

ووفقا لخطة التطوير التي تم إقرارها مطلع 2017[110]، سوف يتم حفر أربعة آبار برؤوس تحت سطح البحر (Subsea Wells) في المرحلة الأولى بطاقة 300 مليون قدم مكعب/اليوم لكل بئر. وسوف يتم تجميع الإنتاج من الآبار ونقله عبر خطي أنابيب بطول 117 كم وسعة 600 مليون قدم مكعب/اليوم لكل خط إلى منصة ثابتة على بعد 10 كم من الشاطئ.

وسوف تضم المنصة ثلاث وحدات لمعالجة الغاز المنتج بطاقة 450 مليون قدم مكعب/اليوم بإجمالي 1,350 مليون قدم مكعب/اليوم (13.95 مليار متر مكعب/السنة). وسوف يتم نقل الغاز المعالج من المنصة عبر خط أنابيب قطره 32 بوصة للربط مع شبكات الغاز في الجزء الشمالي بالقرب من مدينة حيفا كما هو مبين بالشكل 2-25. كما سيتم فصل المتكثفات ونقلها عبر خط أنابيب قطره 6 بوصة إلى البر.

ومن المخطط أن يبدأ تشغيل المرحلة الأولى من المشروع نهاية عام 2019، وهي تهدف إلى إنتاج نحو 1.2 مليار قدم مكعب/اليوم (12.4 مليار متر مكعب/السنة). كما تضم خطة التطوير إمكانية حفر آبار جديدة للوصول إلى الطبقة الحاوية للمتكثفات في المكمن التي تشير التقديرات إلى أنها تحتوي حوالي 39.4 مليار برميل، إلا أنه لم يتخذ قرار بعد بهذا الخصوص.

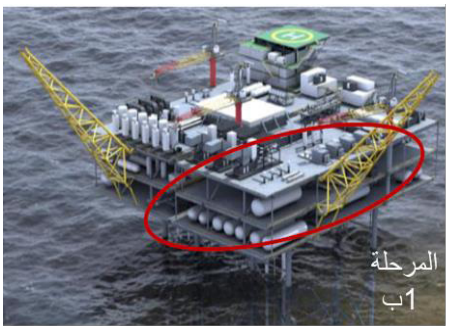
أما في المرحلة الثانية " المرحلة 1B"، فمن المخطط تركيب نموذج للتصدير (Export Module) على المنصة بطاقة 900 مليون قدم مكعب/اليوم لرفع طاقة المعالجة إلى 2,100 مليون قدم مكعب/اليوم (21.7 مليار متر مكعب/السنة)، وبتكلفة إجمالية 5-6 مليار دولار، كما هو مبين بالشكل 2-26.

[110] MEES; " Leviathan Advances"; Vol.60, No.8, February 24, 2017.

الشكل 2-25: مشروع تطوير حقل" ليفياثان" قبالة سواحل فلسطين المحتلة

المصدر: Delek Group Presentation, December 2016

الشكل 2-26: منصة الإنتاج في مشروع تطوير حقل "ليفياثان" قبالة سواحل فلسطين المحتلة



المصدر: Delek Group Presentation, December 2016

وقد نجح الشركاء في حقل "ليفياثان" في إبرام عدة اتفاقيات لبيع الغاز إلى المستهلكين في السوق المحلي، وأيضاً في دول الجوار (الأردن). ففي السوق المحلي، تم توقيع عدة اتفاقيات مع منتجين كهرباء مستقلين، ومنهم Dalia Energy، بالإضافة إلى معمل تكرير Paz كما هو مبين بالجدول 2-3.

ويبلغ إجمالي الكميات المتعاقد عليها محلياً حوالي 1 تريليون قدم مكعب (أي حوالي 5% فقط من احتياطيات الغاز بحقل ليفياثان). وهو ما يعني وجود فائض ضخم من احتياطيات الحقل ما زال بحاجة إلى إيجاد أسواق له.

الجدول 2-3: اتفاقيات بيع الغاز من حقل "ليفياثان" إلى المستهلكين بالسوق المحلي بفلسطين المحتلة

أطراف التعاقد	إجمالي الكمية التعاقدية		المعدل		فترة التعاقد	الإيرادات المتوقعة
	مليار متر3	تريليون قدم3	مليار متر3/السنة	مليون قدم3/يوم	سنة	مليار دولار
Edeltech	6	0.21	0.3	32	18	7
IPM	13	0.46	0.7	70	18	
Paz	3.12	0.11	0.2	20	15	
Dalia Energy	8.8	0.31	0.4	43	20	
الإجمالي	**30.92**	**1.09**	**1.6**	**165**	**-**	**-**

المصادر: بيانات مجمعة استنادا إلى

- Delek Group Presentation, December 2016.

-Middle East Energy Survey (MEES)

2-3-3: الغاز الطبيعي في جمهورية قبرص

2-3-3-1: خطط استيراد الغاز

انضمت قبرص إلى الاتحاد الأوروبي عام 2004، وهي تعد سوق طاقة معزول لعدم وجود أية شبكات تربطها مع باقي الأسواق الأوروبية. وتعتمد قبرص على الوقود السائل في قطاع الكهرباء بأكثر من 90% والذي يتم استيراده بالكامل، أما النسبة المتبقية فتأتي من مصادر الطاقة المتجددة.

وتماشياً مع أهداف الاتحاد الأوروبي، وضعت قبرص استراتيجية الطاقة التي تقوم على ثلاثة عناصر أساسية[111]:

- تأمين إمدادات الطاقة.
- زيادة تنافسية الاقتصاد القبرصي مع نظائره الأوروبيين (أسعار الكهرباء في قبرص هي الأعلى في أوروبا).
- الالتزام بالمعايير البيئية.

وفي هذا الإطار، بدأت قبرص منذ أكثر من عقد، وقبل بداية نشاط البحث عن الغاز في مياهها الإقليمية، في التخطيط لاستيراد الغاز الطبيعي بغية استخدامه في قطاع الكهرباء الذي يعتمد على استخدام الوقود السائل، لتقليل الانبعاثات الحرارية الناتجة، وتنويع مصادر الإمدادات، والربط مع باقي دول الاتحاد في منطقة المتوسط عبر تجارة الغاز الطبيعي المسال.

وبالرغم من تكرار محاولات الاستيراد إلا أنها لم تكلل بالنجاح، نظراً لارتفاع أسعار الغاز الطبيعي المسال في الأسواق العالمية من ناحية، ولاكتشاف حقل "أفروديت" من ناحية أخرى لدراسة خيارات استغلال إنتاجه محليا. ولقد أُنشئت لهذا الغرض شركة محلية باسم الشركة العامة للغاز الطبيعي (DEFA) لتكون مسؤولة عن استيراد ونقل وتوزيع الغاز في قبرص. وبعد دراسة كافة الخيارات، توصلت DEFA إلى أن أفضل الخيارت هو تنفيذ مشروع مرفأ عائم لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادته إلى الحالة الغازية. وقد أطلق على المشروع اسم CyprusGastoEU، وحصل على موافقة بتمويل جزئي من المفوضية الأوروبية قيمته 101.5 مليون يورو، بينما تصل التكلفة الاستثمارية الإجمالية للمشروع إلى 340 مليون يورو، ومن المخطط أن يكون قيد التشغيل بداية من كانون الثاني/يناير

[111] Natural Gas Public Company (DEFA);" Energy Market in Cyprus: Natural Gas Changing the Picture"; December 2012.
https://www.defa.com.cy/presentations/4Dec12UBIFRANCEGREECE_atKEVE_.pdf

2020. وتأتي أهمية المشروع كونه سيجنب قبرص دفع غرامات سيتم فرضها من قبل المفوضية الأوروبية بداية من كانون الأول/يناير 2020، إذا لم تتخذ إجراءات لتخفيض الانبعاثات الناتجة عن حرق الوقود في قطاع الكهرباء، بغية تحقيق أهداف الاتحاد الأوروبي الرامية إلى خفض انبعاثات الاحتباس الحراري بنسبة 40% مقارنة بمستويات عام 1990.

ومشروع المرفأ المخطط تنفيذه يضم مناقصتين، الأولى خاصة بشراء شحنات الغاز الطبيعي المسال، ومن المخطط أن يتم الإعلان عنها خلال عام 2018. أما المناقصة الثانية فخاصة باستئجار المرفأ العائم وتنفيذ الأعمال البحرية، وإنشاء البنية التحتية لرسو المرفأ وضخ الغاز الطبيعي المسال، ومن المخطط أن يتم الإعلان عنها خلال عام 2018 أيضاً[112]. ويأتي أهمية المرفأ في هذ التوقيت لتغطية الفترة إلى أن يتم تطوير حقل "أفروديت" المكتشف عام 2011.

2-3-3-2: تطوير حقل "أفروديت"

أما عن تطوير حقل أفروديت، فوضعت شركة Noble Energy عدة سيناريوهات، ومنها:

- ***إنشاء محطة إسالة في منطقة Vasilikos***

يتطلب المضي في هذا الخيار تحقيق اكتشافات أخرى لإنشاء محطة تضم ثلاث وحدات إسالة بطاقة 4-7 مليون طن/السنة. ويتطلب تنفيذ المشروع نحو 3-4 سنوات من تاريخ اتخاذ قرار الاستثمار النهائي. وتقدر التكاليف الاستثمارية لهذا المشروع بنحو 10 مليار دولار. علماً بأن إنشاء خط أنابيب بحري من حقل "أفروديت" إلى منطقة ***Vasilikos*** سيتطلب وحده نحو 2 مليار دولار.

[112] WorldOil; " EMGC '18: Cyprus to import gas via FSRU to meet EU GHG targets"; March 22, 2018. http://www.worldoil.com/news/2018/3/22/emgc-18-cyprus-to-import-gas-via-fsru-to-meet-eu-ghg-targets

إنشاء محطة إسالة عائمة بجوار الحقل

تكفي احتياطيات الغاز في "أفروديت" لإنشاء محطة إسالة عائمة بطاقة 4 مليون طن/السنة، ويتطلب تنفيذ المشروع من 3-4 سنوات من تاريخ اتخاذ قرار الاستثمار النهائي.

مد خط أنابيب لتصدير الغاز إلى مصر

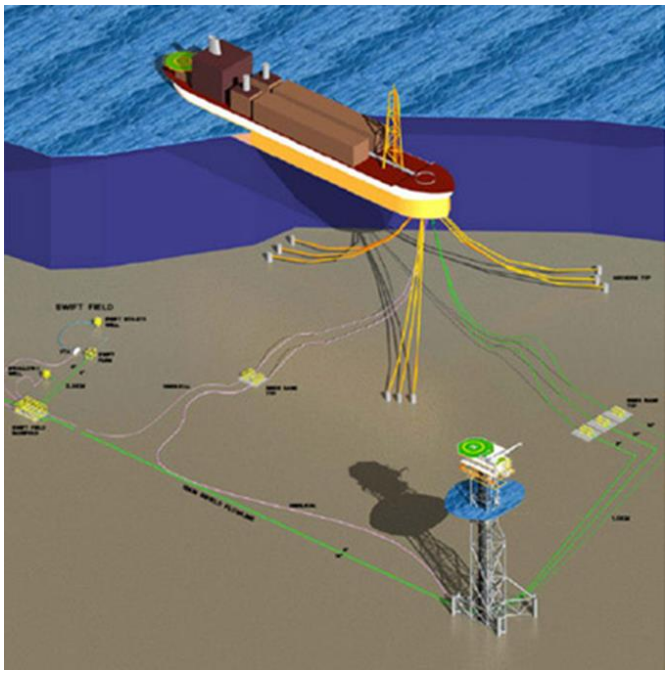
ويعتمد هذا السيناريو على إنشاء خط أنابيب لتصدير الغاز إلى مصر، حيث يمكن استغلال وحدات الإسالة شبه المتوقفة في إدكو لإسالة الغاز القبرصي وإعادة تصديره إلى الأسواق الأوروبية.

وفي ذات السياق، تم توقيع مذكرة تفاهم بين قبرص ومصر [113] مطلع عام 2015، بهدف دعم التعاون بين البلدين في مجال تنمية واستغلال اكتشاف " أفروديت" للغاز الواقع بالمياه الاقتصادية القبرصية. وقد أعقب ذلك قيام الشركاء في حقل "أفروديت" بعدة أشهر (منتصف عام 2015) بتسليم خطة تطوير الحقل إلى وزارة الطاقة بقبرص. وتضم خطة التطوير الأولية للحقل تركيب منصة إنتاج وتخزين عائمة (FPSO) في موقع الحقل الذي يقع في مياه عمقها 2,000 متر لمعالجة الغاز الخام بطاقة 800 مليون قدم مكعب/اليوم كما هو مبين بالشكل 2-27، على أن يتم تصدير الغاز المعالج عبر خطوط الأنابيب إلى الأسواق المحتملة[114]. وقد قدرت تكلفة خطة التطوير (بدون تكلفة إنشاء خطوط الأنابيب إلى الأسواق المحتملة) بنحو 3.5-4.5 مليار دولار.

[113] الموقع الرسمي لوزارة البترول والثروة المعدنية، جمهورية مصر العربية، " توقيع مذكرة تفاهم للتعاون في مجال البترول والغاز بين مصر وقبرص، فبراير 2015

[114] MEES;" Aphrodite Plan Filed"; Vol.58, No.24, June 12, 2015.

الشكل 2-27: مشروع تطوير حقل" أفروديت" قبالة سواحل قبرص باستخدام منصة إنتاج وتخزين عائمة



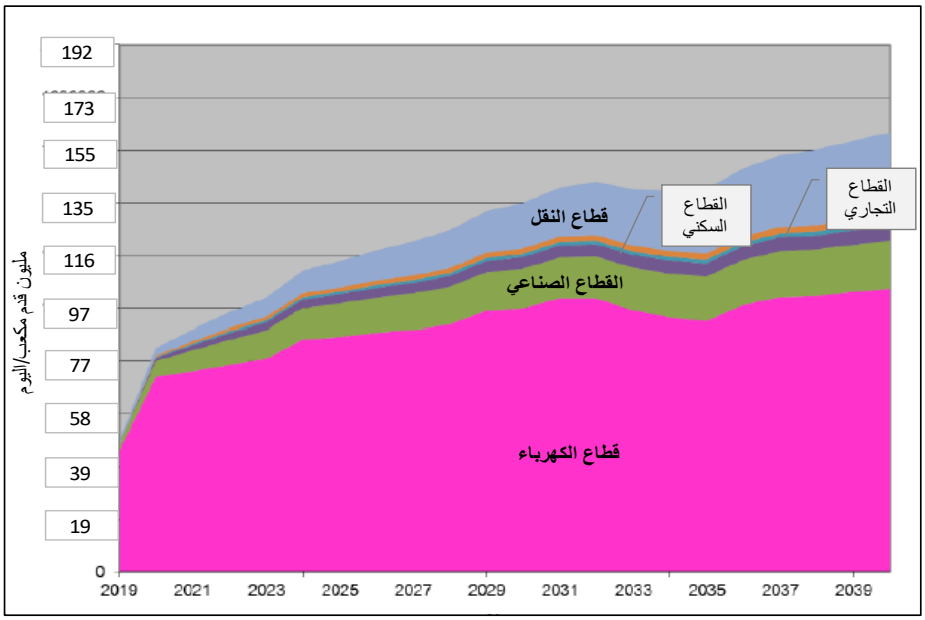
المصدر: وزارة التجارة والصناعة والسياحة-جمهورية قبرص

وقد اتجهت قبرص نحو خيار تصدير الغاز بدلا من استغلاله في السوق المحلي لعدة أسباب:

أولاً: لأنها سوق صغير للطاقة، حيث يتوقع أن يصل إجمالي الطلب على الغاز بحلول عام 2039 إلى قرابة 160 مليون قدم مكعب/اليوم (1.65 مليار متر مكعب/السنة)، حيث سيستحوذ قطاع الكهرباء على نحو 100 مليون قدم مكعب/اليوم كما هو مبين بالشكل 2-28. وبالتالي لا يمكن استيعاب الإنتاج المتوقع من حقل أفروديت والذي يقدر بنحو 800 مليون قدم مكعب/اليوم (8.2 مليار متر مكعب/السنة).

ثانيـاً: لارتفـاع تكـاليف الاسـتخراج فـي الميـاه العميقـة بـالبحر المتوسـط، وهـو مـا يتطلـب ضـمان تسـويق الإنتـاج بأسـعار معقولـة لتغطيـة التكـاليف الاسـتثمارية وتحقيـق عوائـد مجديـة للشـركاء فـي المشـروع. عـلاوة علـى ذلـك، بُعـد الحقـل عـن اليابسـة بمسـافة تصـل إلـى 160 كـم، وقربـه مـن الحـدود البحريـة المشتركة مع مصر.

الشكل 2-28: توقعات الطلب على الغاز الطبيعي في قبرص حتى عام 2039



المصدر : معدل عن DEFA[115]

[115] S. Kassianides (NATURAL GAS PUBLIC COMPANY "DEFA"; Shaping the Natural Gas Market of Cyprus"; New York, November 29, 2017.

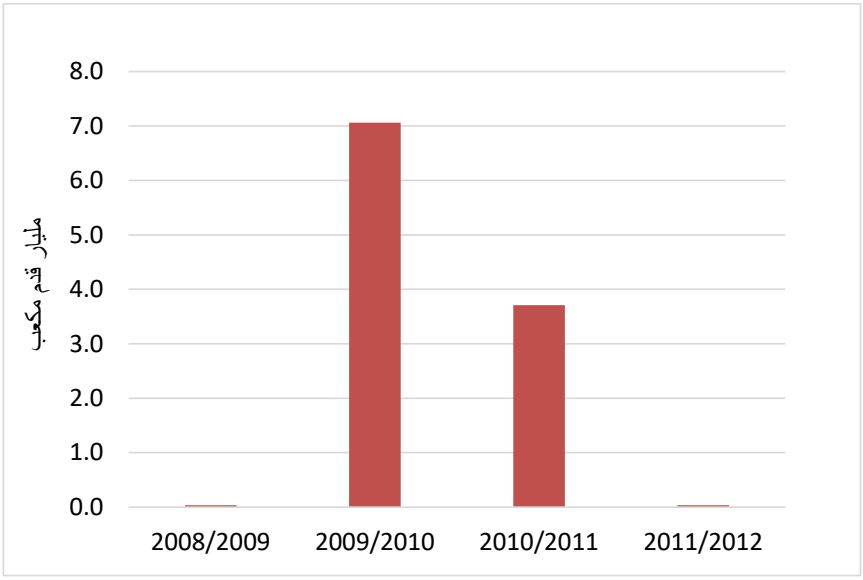
2-3-4: الغاز الطبيعي في الجمهورية اللبنانية

2-3-4-1: خطط استيراد الغاز

لعب الغاز الطبيعي في مزيج الطاقة في لبنان دوراً محدوداً للغاية، ويعود ذلك إلى صعوبة الوصول إلى إمدادات الغاز، حيث لا تمتلك لبنان أية حقول للغاز الطبيعي. ومع سعي الحكومة اللبنانية لإدخال الغاز ضمن منظومة الطاقة لتنويع أنواع الوقود المستخدمة في محطات توليد الكهرباء، تم توقيع اتفاقية مع سوريا عام 2001 قضت باستيراد 1.5 مليون متر مكعب/اليوم (53 مليون قدم مكعب/اليوم) من الغاز السوري بداية من منتصف 2004 على أن يتم رفعها تدريجيا إلى 3-6 مليون متر مكعب/اليوم (105-210 مليون قدم مكعب/اليوم). وعلى الرغم من بناء البنية التحتية اللازمة لنقل الغاز إلا أن سوريا لم تتمكن من تصدير الغاز إلى لبنان لعدم وجود فائض عن الاستهلاك المحلي يمكن تصديره.

بيد أن الوضع شهد منعطفاً جديداً بعد استكمال إنشاء وتشغيل المراحل المتتالية من خط الغاز العربي، ليصل إلى مدينة حمص بسوريا قادما من مصر مروراً بالأردن. حيث تم توقيع اتفاقية بين الهيئة المصرية العامة للبترول والشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية، والمؤسسة العامة للنفط السورية، ووزارة الطاقة والمياه اللبنانية عام 2009، لنقل/ تبادل الغاز المصري إلى لبنان عبر الأراضي السورية. وبالفعل تم بموجب هذه الاتفاقية البدء في إمداد الجانب اللبناني اعتباراً من أيلول/سبتمبر 2009. وبلغ إجمالي صادرات الغاز المصري إلى لبنان نحو 200 مليون متر مكعب (7.1 مليار قدم مكعب) خلال العام المالي 2009/ 2010، وتراجع إلى 105 مليون متر مكعب (3.7 مليار قدم مكعب) عام 2010/ 2011 كما هو مبين بالشكل 2-29، حتى توقفت خلال عام 2011 بسبب وقف الإمدادات من مصر بسبب تراجع الإنتاج المحلي وتلاشي الفائض المخصص للتصدير.

الشكل 2-29: إجمالي صادرات الغاز المصري إلى لبنان عبر خط الغاز العربي



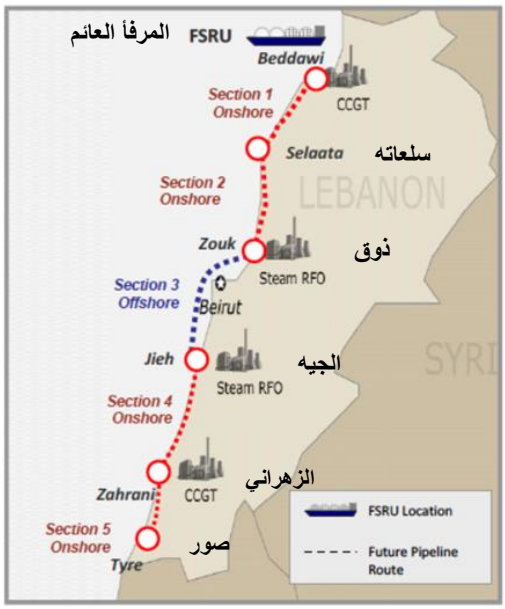
المصدر: الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية (إيجاس)

وفي عام 2010، أصدرت وزارة الطاقة والمياه اللبنانية، ورقة سياسة قطاع الكهرباء التي نصت على ضرورة تنويع أنواع الوقود المستخدمة في محطات توليد الكهرباء بحيث يشكل الغاز الطبيعي نسبة الثلثين مع تنويع مصادره بما يحقق أمن الطاقة، بالإضافة إلى 12% من مصادر الطاقة المتجددة[116]. ونظراً لمحدودية فرص استيراد الغاز من الدول المجاورة عبر خطوط الأنابيب، بدأ التوجه نحو دراسة خيار استيراد الغاز الطبيعي المسال وباستخدام وحدة عائمة للتخزين والتغويز (التحويل إلى الحالة الغازية) في منطقة البداوي مع إنشاء خط أنابيب على طول الساحل اللبناني (خط الغاز الساحلي) من دير عمار إلى صور في جنوب لبنان بطول 175 كم وقطر 36 بوصة. وكان من المخطط أن يتم ربط الخط المقترح مع كافة محطات توليد الكهرباء في مناطق: سلعاتا، ذوق، الجيه، الزهراني، صور كما هو مبين بالشكل 2-30، مما يسمح بتغذية مرنة ومستمرة لتلك المحطات بالغاز الطبيعي الذي يتم ضخه من المرفأ العائم في

[116] وزارة الطاقة والمياه اللبنانية- ورقة سياسة قطاع الكهرباء 2010

البداوي، وقد قدرت التكلفة الاستثمارية لهذا الخط بنحو 455 مليون دولار، والوقت اللازم لتنفيذه بنحو سنتين.

الشكل 2-30: مشروع خط الغاز الساحلي، والمرفأ العائم في لبنان



المصدر: وزارة الطاقة والمياه اللبنانية

وفي هذا الصدد، طرحت وزارة الطاقة والمياه في نهاية عام 2013 مناقصتين أحدهما خاص بمشروع إنشاء وتركيب مرفأ عائم لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادته إلى الحالة الغازية بنظام الإنشاء والتشغيل ونقل الملكية (B.O.T)، والثاني خاص بتوريد الغاز الطبيعي المسال (عقد طويل الأمد)، على أن يتم توقيع العقود الفائزة قبل نهاية عام 2014[117]. وكانت تخطط لبنان لاستيراد نحو 1.2 مليون طن/السنة بحلول عام 2016، على أن يتم رفعها إلى 3.5 مليون طن/السنة بحلول عام 2020. وكان من المخطط في المرحلة الأولى للمشروع أن يتم استخدام الغاز الطبيعي

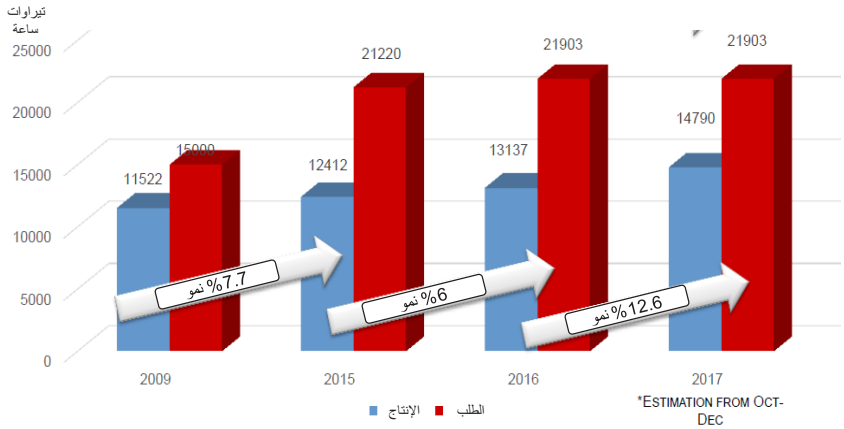
[117] MEES;" Lebanon LNG Imports A Distant Prospect Amid Bidding Confusion"; Vol. 56, No. 51/52, December 20, 2013.

المسال المستورد (بعد تحويله إلى الحالة الغازية) في محطة دير عمار لتوليد الكهرباء بقدرة 450 ميجاوات [118]. إلا أن البت في المناقصات تأجل عدة مرات، ولم يتم تنفيذ مشروع المرفأ العائم حتى تاريخه.

2-4-3-2: الآفاق المستقبلية للغاز في لبنان

تعاني لبنان من أزمة طاقة، بسبب غياب الإمكانيات الإضافية لتوليد الطاقة المطلوبة، في ظل الاعتماد الكامل على استيراد الوقود السائل عالي التكلفة في قطاع توليد الكهرباء، وعدم إنتاج أو استيراد الغاز الطبيعي. وتشكل فاتورة الكهرباء السنوية نحو 10-18.5% من إجمالي الانفاق العام، كما بلغت حصة قطاع الكهرباء من الدين العام البالغ نحو 80 مليار دولار، نحو 45%[119]. وبالرغم من المساعي الحثيثة نحو زيادة إنتاج الكهرباء كما هو مبين بالشكل 2-31، بغية تقليل الفجوة بين العرض والطلب، إلا أن ارتفاع الفاتورة النفطية بشكل حاد بات يكلف الدولة أعباء مالية إضافية، ويحد من قدرتها على مجابهة الطلب المتنامي، مما يتسبب في توقفات وانقطاعات للكهرباء بشكل مستمر.

الشكل 2-31: الفجوة بين الإمداد والطلب على الكهرباء في لبنان



المصدر: وزارة الطاقة والمياه اللبنانية

[118] MEES;" Lebanon's LNG Import Plans Inch Forward"; Vol. 57, No. 14, April 4, 2014.
[119] MEEs;" Lebanon's Gas Hype: Is It All Hot Air?"; Vol. 61, No.17, April 27, 2018.

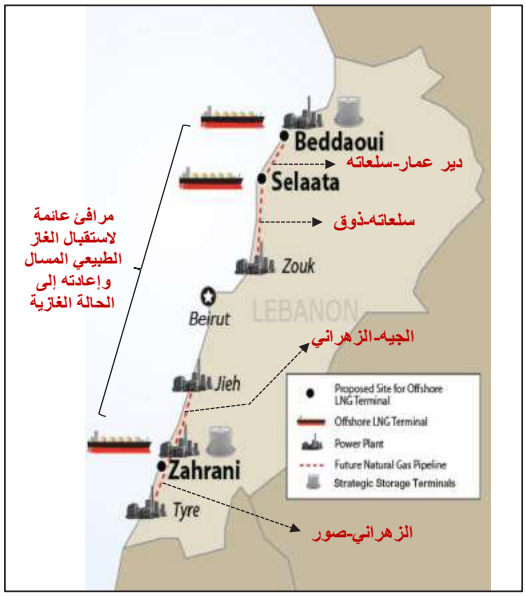
وقد وضعت وزارة الطاقة والمياه اللبنانية رؤيتها خلال الفترة 2017-2030 لحل أزمة قطاع الكهرباء والاستفادة من موارد الغاز المحتملة، على النحو التالي[120]:

المدى القصير والمتوسط

توفير إمدادات الغاز الطبيعي عبر استيراد الغاز الطبيعي المسال من خلال ثلاثة مرافئ بحرية عائمة في مناطق دير عمار، وسلعاته، والزهراني، مع استكمال إنشاء أربعة خطوط للربط بين محطات الكهرباء الساحلية كما هو مبين بالشكل 2-32:

- خط أنابيب دير عمار-سلعاته.
- خط أنابيب سلعاته- ذوق.
- خط أنابيب الجيه- الزهراني.
- خط أنابيب الزهراني-صور.

الشكل 2-32: مشاريع خطوط أنابيب نقل الغاز بين محطات الكهرباء الساحلية في لبنان



المصدر: وزارة الطاقة والمياه اللبنانية

[120] César Abi Khalil (Minister of Energy and Water);" A National Energy Strategy for Lebanon"; Lebanese National Energy Conference; October 28, 2017.

على المدى الطويل

الاعتماد على الغاز الطبيعي المحتمل إنتاجه مستقبلاً لتقليل الحاجة إلى استيراد الوقود السائل، والمساهمة في حل أزمة قطاع الكهرباء مع تحقيق وفر في الموازنة العامة للدولة. وبالتالي فإن استمرار النهج الحالي الرامي نحو استكشاف موارد لبنان من الغاز سيتيح لها إيجاد مصدراً آمناً للطاقة يكفي لتلبية احتياجاتها لعقود قادمة.

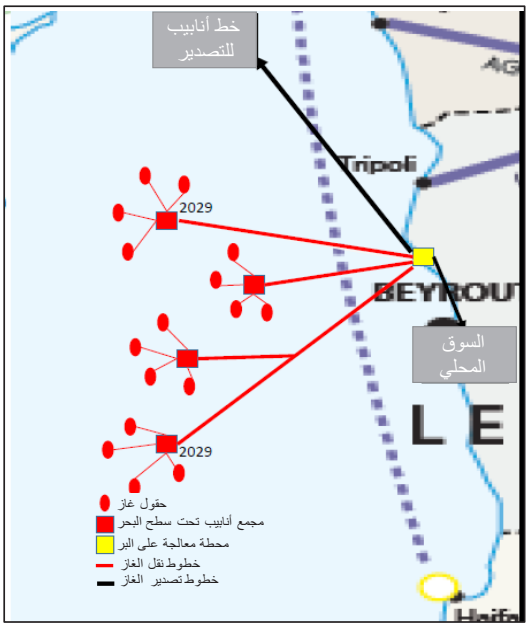
وفي نفس السياق، وضعت هيئة إدارة قطاع البترول في لبنان "سيناريو مبدئي" حول الجدول الزمني المتوقع لاستغلال الثروات الغازية المحتملة في القطاعات البحرية التي تم توقيع اتفاقيات للبحث والاستغلال فيها مطلع عام 2018.

ووفقاً للجدول الزمني المقترح، يتوقع أن يتم تحقيق أولى الاكتشافات خلال عام 2019، وانطلاق باكورة الإنتاج التجاري عام 2024. وتضم خطة التطوير المقترحة تجميع الإنتاج من الآبار من خلال خطوط تحت سطح البحر (Subsea Flowlines) كما هو مبين بالشكل 2-33، ونقله إلى البر لمعالجته في محطة معالجة سيتم إنشائها.

أما فيما يتعلق بخيارات التصدير، فيتمتع لبنان بموقع جغرافي متميز يمكّنه من تصدير فائض إنتاجه عبر خيارين إما عبر خطوط الأنابيب إلى الأسواق المجاورة أو إنشاء محطة للغاز الطبيعي المسال[121].

[121] هيئة إدارة قطاع البترول-لبنان، " قطاع النفط والغاز في لبنان"

الشكل 2-33: تصور مبدئي لخطة تطوير الغاز المحتمل اكتشافه قبالة سواحل لبنان



المصدر: هيئة إدارة قطاع البترول (LPA)-لبنان [122]

- **التصدير عبر خطوط الأنابيب**

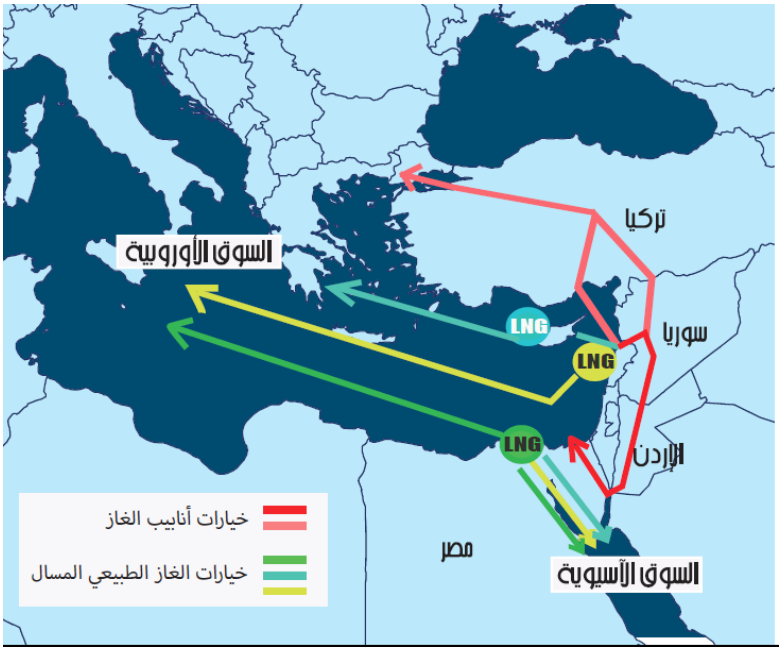
يمكن تصدير الغاز اللبناني المحتمل إلى كل من سوريا والأردن ومصر وذلك عبر خط الغاز العربي، خاصة في ظل الطلب المتنامي على الغاز في هذه الدول، ورخص سعر الغاز المصدر عبر الأنابيب مقارنة بالغاز الطبيعي المسال. كما يمكن تصدير الغاز اللبناني مباشرة إلى تركيا عبر خط أنابيب بحري جديد يتم إنشائة بين الدولتين، ومنها يمكن الدخول إلى باقي الأسواق الأوروبية كما هو مبين بالشكل 2-34.

[122] Wissam Zahabi (Lebanon Petroleum Administration, LPA); " Lebanon Oil and Gas Sector: Challenges and Opportunities "; June 2016

- **تصدير الغاز الطبيعي المسال**

في حال وجود كميات كبيرة من الغاز، يمكن إنشاء محطة إسالة بهدف تصدير الغاز من لبنان عبر ناقلات الغاز الطبيعي المسال إلى مختلف الأسواق الأوروبية والآسيوية.

الشكل 2-34: خيارات تصدير الغاز الطبيعي المحتمل إنتاجه مستقبلا في لبنان



المصدر: هيئة إدارة قطاع البترول (LPA)-لبنان

الفصل الثالث

تداعيات اكتشافات الغاز في منطقة شرق المتوسط على المستويين الاقليمي والعالمي

3-1: التعاون الإقليمي بين دول شرق المتوسط في مجال الغاز الطبيعي

3-2: أهمية الغاز الطبيعي في منظومة الطاقة الأوروبية

3-3: غاز شرق المتوسط كمصدر محتمل لإمدادات الغاز لأوروبا

الفصل الثالث

تداعيات اكتشافات الغاز في منطقة شرق المتوسط على المستويين الإقليمي والعالمي

تلعب مشاريع النفط والغاز الدور المحوري في تلبية احتياجات الدول من مصادر الطاقة، ودعم خططها التنموية، وتنفيذ رؤيتها المستقبلية. وقد نجحت مشاريع تطوير اكتشافات الغاز في منطقة شرق المتوسط في دعم تلبية الطلب عليه لدى بعض دول المنطقة كما هو الحال في مصر وفلسطين المحتلة. كما أن توقعات نمو الطلب تشير إلى وجود فائض لدى دول المنطقة يمكن تصديره، وهو الأمر الذي سيعزز من أهمية منطقة شرق المتوسط على خريطة الطاقة العالمية. وبالرغم من ما تم تحقيقه من اكتشافات كبرى مثل "تمار" و " ليفياثان" و "ظهر"، فإن تقييم ثروات المنطقة من الغاز لا يزال في مراحله الأولى. وفي هذا الإطار يمكن أن تلعب منطقة شرق المتوسط مستقبلاً دوراً عالمياً كمحور للطاقة يمد أسواق كبرى مثل السوق الأوروبي.

ويعد السوق الأوروبي **"وجهة مثالية"** لصادرات الغاز المحتملة من منطقة شرق المتوسط، وذلك لموقعه القريب من المنطقة من ناحية، ولحاجة أوروبا إلى تنويع مصادر إمداداتها من الغاز من ناحية أخرى بما يحقق أمنها الطاقوي. حيث تعد روسيا المصدر الرئيسي لإمدادات الغاز إلى أوروبا بحصة تصل إلى 33% من إجمالي الطلب، ومن المتوقع أن تزيد درجة اعتماد أوروبا على استيراد الغاز مستقبلا بسبب تراجع إنتاج الحقول الواقعة في بحر الشمال. وهنا تكمن أهمية منطقة شرق المتوسط كمصدر محتمل يساهم في تلبية احتياجات أوروبا المستقبلية من الغاز.

3-1: التعاون الإقليمي بين دول شرق المتوسط في مجال الغاز الطبيعي

3-1-1: التعاون بين فلسطين المحتلة والأردن في مجال الغاز

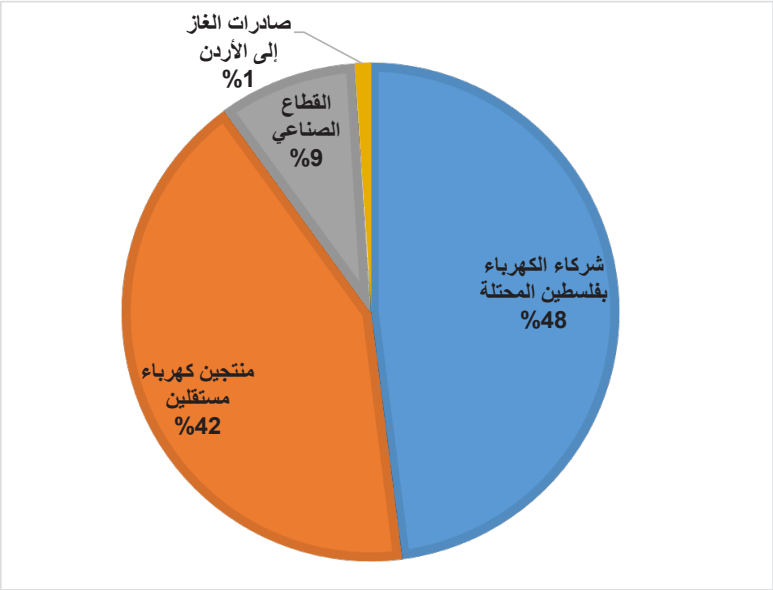
بعد صدور تقرير اللجنة الوزارية في فلسطين المحتلة في آب/أغسطس 2012 ووضوح معالم السياسة العامة لاستغلال اكتشافات الغاز، والتي خصص منها حوالي 17.6 تريليون قدم مكعب (حسب إجمالي الاحتياطيات للاكتشافات الحالية) لأغراض التصدير لتحقيق عائدات تحفز المستثمرين على المضي قدماً في تنفيذ المشاريع التطويرية، بدأت شركة Noble Energy الأمريكية، وحليفتها Delek Drillling سباقاً مع الزمن لتوقيع اتفاقيات مع المستهلكين المحتملين في دول الجوار التي تمثل المخرج الوحيد للغاز من فلسطين المحتلة.

وقد كانت الأردن محط أنظار الشركاء في حقلي " تمار" و" ليفياثان"، كسوق محتمل للغاز، وذلك بسبب توقف إمدادات الغاز الطبيعي من مصر عبر خط الغاز العربي منذ منتصف عام 2013، بالإضافة إلى حاجة الأردن الشديدة إلى استيراد الغاز لتلبية احتياجات عدة قطاعات، وبالأخص قطاع الكهرباء الذي تكبد خسائر فادحة بسبب فاتورة استيراد الوقود السائل ليحل محل الغاز المصري. وفي هذا الصدد، وقعت شركة Noble Energy (القائم بالعمليات بحقل "تمار" والمالكة لحصة 32.5%) في شباط/فبراير 2014، على اتفاقية مع شركة "البوتاس العربية" وشركة "برومين الأردن" لتصدير الغاز الطبيعي إلى الأردن من حقل "تمار" لمدة خمسة عشرة عاماً. وقد نصت الاتفاقية على أن يتم تزويد تسهيلات الشركتين الواقعة بالقرب من البحر الميت بغاز " تمار" بداية من عام 2016، بكمية إجمالية 66 مليار قدم مكعب (1.8 مليار متر مكعب) بسعر 6.5 دولار/مليون وحدة حرارية بريطانية[123].

[123] أوابك، تقرير الأمين العام السنوي الحادي والأربعون، 2014

وقد بدأت الأردن في استقبال أولى دفعات الغاز من حقل " تمار" مطلع عام 2017[124]، حيث حصلت على ما يعادل نحو 1% من إجمالي الغاز المباع من الحقل كما هو مبين بالشكل 3-1، أما النسبة المتبقية فكانت من نصيب المستهلكين بالسوق المحلي بفلسطين المحتلة.

الشكل 3-1: توزيع مبيعات الغاز من حقل "تمار" عام 2017



المصدر: Tamar Petroleum, Investors Presentation, February 2018

وفي تطور آخر، نجح الشركاء في حقل "ليفياثان" (شركة Noble Energy، وشركة Delek) في إبرام اتفاقية نهائية مع شركة الكهرباء الوطنية الأردنية (NEPCO) في أيلول/سبتمبر 2016، لتصدير الغاز من " ليفياثان" إلى الأردن لمدة خمسة عشرة عاماً. وقد نصت الاتفاقية على أن يتم تصدير نحو 290 مليون قدم مكعب/اليوم خلال مدة الاتفاقية (إجمالي 1.6 تريليون قدم مكعب) بنظام الأخذ أو الدفع (Take or Pay) مقابل كمية محددة لم يتم الإفصاح عنها. ويتوقع أن تدر الاتفاقية

[124] MEES;' Lots of Gas But Where's The Market?"; Vol.60, No.40, April 14, 2017.

عائدات إجمالية تصل إلى 10 مليار دولار[125]. وقد جاءت الاتفاقية بعد سنتين من توقيع خطاب نوايا بين الطرفين في أيلول/سبتمبر 2014. يلخص الجدول 3-1 الاتفاقيات الموقعة لتصدير الغاز من حقلي "تمار" و" ليفياثان" إلى الأردن، والتي يبلغ مجموع كمياتها التعاقدية إلى 1.67 تريليون قدم مكعب.

الجدول 3-1: اتفاقيات تصدير الغاز من حقلي " تمار" و" ليفياثان" إلى الأردن

المشتري	المصدر	إجمالي الكمية التعاقدية		المعدل		فترة التعاقد	الإيرادات المتوقعة	تاريخ التوقيع
		مليار متر3	تريليون قدم3	مليار متر3/السنة	مليون قدم3/يوم	سنة	مليار دولار	
شركة البوتاس العربية وشركة بروميين الأردن	حقل "تمار"	1.86	0.066	0.124	12	15	أقل من 1 مليار دولار	فبراير 2014
شركة الكهرباء الوطنية الأردنية	حقل "ليفياثان"	45	1.6	3	290	15	10	سبتمبر 2016
الإجمالي	**-**	**46.86**	**1.67**	**3.124**	**302**	**-**		

المصادر: بيانات مجمعة استنادا إلى

- بيانات شركة Delek Group
- بيانات شركة Noble Energy
- Middle East Energy Survey (MEES)

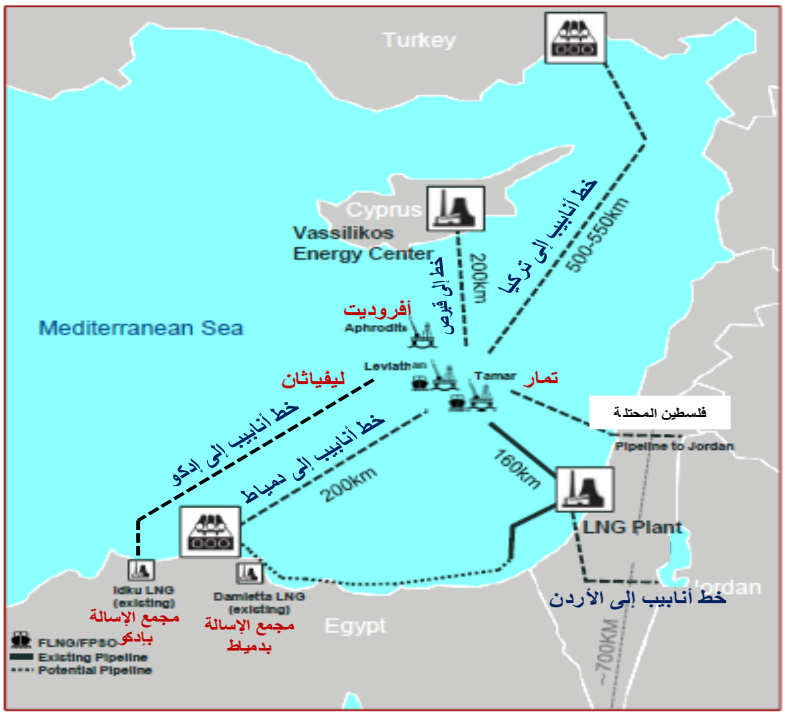
3-1-2: التعاون بين فلسطين المحتلة وجمهورية مصر العربية في مجال الغاز

كانت مصر أيضاً محل أنظار الشركاء في المشروع المشترك لتطوير حقل "تمار" والمشروع المشترك لتطوير حقل " ليفياثان". وتأتي أهمية مصر لسببين رئيسيين، **أولهما** لأنها تملك محطات لإسالة الغاز في مدينتي دمياط وإدكو على ساحل البحر المتوسط ومتوقفة عن التشغيل، ومن ثم يمكن الاستفادة منها كوجهة لإعادة تصدير الغاز المنتج من حقلي" تمار" و"ليفياثان" بعد إسالته فيها إلى الأسواق العالمية كما هو مبين بالشكل 3-2.

[125] MEES;" Struggles To Attract Interest In Offshore Acreage"; Vol.59, No.39, September 30, 2016.

أما السبب الثاني، فهو أن مصر سوق كبير للغاز، ويشهد نمواً سنوياً ملحوظاً في الطلب عليه، بما يفوق مستويات الإنتاج المحلي الذي تراجع بشكل حاد خلال الأعوام القليلة الماضية، وبالتالي يمكن تصدير الغاز إلى مصر في ضوء توقعات الطلب المستقبلي على الغاز.

الشكل 3-2: خيارات تصدير الغاز من حقول "تمار" و " ليفياثان" إلى الأسواق الإقليمية



المصدر: Delek Group Presentation, September 2017

وفي هذا الصدد، نجحت الشركات المطورة لحقلي "تمار"، "ليفياثان" في توقيع "**اتفاقيتين مبدئيتين**" مع الشركات الأوروبية المالكة لمحطات إسالة الغاز الطبيعي في مصر لتصدير الغاز إليها. حيث تم توقيع خطاب نوايا غير ملزم في شهر أيار/مايو 2014 بين الشركاء في حقل "تمار" بقيادة شركة Noble Energy، وشركة يونيون فينوسا (Union Fenosa) الإسبانية المالكة لحصة 80% لمجمع

إسالة الغاز الطبيعي في دمياط بمصر، لتصدير قرابة 450 مليون قدم مكعب/اليوم من "تمار" إلى المجمع لمدة خمسة عشرة عاماً بإجمالي 2.5 تريليون قدم مكعب (67.5 مليار متر مكعب)[126].

أما الاتفاق الثاني والأكثر أهمية من حيث الكمية التعاقدية، هو توقيع الشركاء في "ليفياثان" خطاب نوايا غير ملزم في شهر حزيران/يونيو 2014 مع شركة BG (Shell)* المالكة لحصة 35.5%، و38% على التوالي لوحدتي إسالة الغاز في مجمع الشركة المصرية للغاز الطبيعي المسال بمدينة إدكو في مصر، لتصدير ما يقارب 700 مليون قدم مكعب/اليوم من حقل "ليفياثان" إلى المجمع لمدة خمسة عشرة عاما، أي بكمية إجمالية 3.75 تريليون قدم مكعب (تكافئ 105 مليار متر مكعب)[127]. على أن يتم توقيع الاتفاقيات النهائية بعد الحصول على الموافقات التشريعية في كلا البلدين. وبذلك ستؤمن هذه الاتفاقيات حال تنفيذها بيع نحو 6.25 تريليون قدم مكعب/اليوم من احتياطيات الغاز في حقلي "تمار" و" ليفياثان".

أما من جانب السوق المحلي بمصر، فقد أعلنت شركة Delek في آذار/مارس 2015[128]، أنها وقعت على خطاب نوايا مع شركة دولفينوس المصرية وهي شركة تضم مجموعة من المستهلكين الصناعيين والتجاريين من القطاع الخاص بمصر، لتصدير نحو 250 مليون قدم مكعب/اليوم كحد أقصى من حقل "تمار"، بشكل متقطع على مدار سبع سنوات، وبكمية لا تقل عن 0.18 تريليون قدم مكعب (5 مليار متر مكعب) خلال السنوات الثلاث الأولى. وبموجب الاتفاق، سيقوم الشركاء في حقل تمار بنقل الغاز من "تمار" إلى عسقلان عبر شبكة الغاز المحلية، ثم تتولى شركة دولفينوس مسؤولية نقل الغاز من عسقلان إلى العريش عبر الخط البحري الذي يربط

---

[126] Noble Energy, Noble Energy Announces LOI with UnionFenosa Gas, May 5,2014

[127] Noble Energy, Noble Energy Announces LOI for Leviathan export, June 30 .2014.

* استحوذت شركة Shell على شركة BG البريطانية في في شباط/فبراير 2016 بموجب صفقة بلغت قيمتها 53 مليار دولار.

[128] Delek Group, Contract for the Export of Natural Gas from the Tamar Project to Consumers in Egypt, 18 Mar 2015

بين مصر وفلسطين المحتلة (أي في مسار عكسي)، والمملوك لشركة غاز شرق المتوسط (EMG). إلا أن هذا الاتفاق سيتطلب الحصول على العديد من الموافقات من بينها موافقة شركة غاز شرق المتوسط على استخدام الخط.

وفي تطور لافت أيضاً، فقد أعلنت Delek في تشرين الثاني/نوفمبر 2015[129]، أنها وقعت خطاب نوايا غير ملزم مع شركة دولفينوس المصرية وذلك لتصدير قرابة 400 مليون قدم مكعب/اليوم (4 مليار متر مكعب/السنة) من حقل "ليفياثان" لفترة تتراوح من 10 إلى 15 سنة، وذلك باستخدام خط غاز شرق المتوسط الرابط بين مصر وفلسطين المحتلة. واتفق الجانبان على أن تستمر المفاوضات حتى يتم التوصل إلى توقيع "اتفاق نهائي ملزم" لجميع الأطراف.

وقد جاء أول تفعيل لهذه التفاهمات غير الملزمة بتوقيع اتفاقيات نهائية بين شركة Noble Energy وشركائها، وشركة دولفينوس المصرية في شباط/فبراير 2018، تقضي بتصدير الغاز من حقلي" تمار"، و"ليفياثان" إلى شركات صناعية ومصانع بتروكيماويات ومحطات كهرباء بكمية إجمالية 1.15 تريليون قدم مكعب من كل حقل على حدة (أي بإجمالي 2.3 تريليون قدم مكعب)[130].

ووفقاً للاتفاقية الخاصة بحقل "ليفياثان"، فإنه سيتم تصدير قرابة 350 مليون قدم مكعب/اليوم مع بدء تشغيل الحقل المخطط نهاية عام 2019، وتسري الاتفاقية لمدة عشر سنوات. أما بموجب الاتفاقية الخاصة بحقل "تمار"، فسوف يتم تصدير ما يصل إلى 350 مليون قدم مكعب/اليوم بشكل متقطع حسب الفائض المتاح بعد تلبية احتياجات المستهلكين الحاليين في فلسطين المحتلة والأردن، وتسري الاتفاقية أيضاً لمدة عشر سنوات. وسوف يتم ربط سعر الغاز المباع بموجب الاتفاقيتين بسعر خام

[129] Delek Group, Letter of Intent to Export Natural Gas from the Leviathan Project for Consumers in Egypt, 24 November 2015

[130] Noble Energy; " Noble Energy Announces Execution of Gas Sales Agreements for Export of Gas to Egypt"; Press Release; February 19, 2018.

برنت الأمريكي، وقد قدرت شركة Noble Energy أن تصل عائدات بيع الغاز بموجب الاتفاقيتين إلى 14 مليار دولار (عند سعر 65 دولار لكل برميل من خام برنت الأمريكي). يلخص الجدول 3-2 الاتفاقيات الموقعة لتصدير الغاز من حقلي "تمار" و" ليفياثان" إلى مصر، والتي يبلغ مجموع كمياتها التعاقدية حوالي 8.55 تريليون قدم مكعب، أي يعادل نحو 50% من حجم الفائض المخصص للتصدير في فلسطين المحتلة والمقدر بنحو 17.6 تريليون قدم مكعب.

الجدول 3-2: اتفاقيات تصدير الغاز من حقلي " تمار" و" ليفياثان" إلى مصر

المشتري	المصدر	إجمالي الكمية التعاقدية		المعدل		فترة التعاقد	الإيرادات المتوقعة	تاريخ التوقيع
		مليار متر^3	تريليون قدم^3	مليون قدم^3/يوم	مليار متر^3/السنة	سنة	مليار دولار	
شركة دولفينوس	حقل "تمار"	32.5	1.15	350 (متقطع)	3.25	10	7	فبراير 2018
شركة دولفينوس	حقل "ليفياثان"	32.5	1.15	350	3.25	10	7	فبراير 2018
شركة UnionFenosa	حقل "تمار"	67.5	2.5	450	4.5	15	غ.م	مايو 2014 (خطاب نوايا)
شركة BG (Shell)	حقل "ليفياثان"	105	3.75	700	7	15	غ.م	يونيو 2014 (خطاب نوايا)
الإجمالي		**237.5**	**8.55**	**1,850**	**18**	**-**	**-**	**-**

المصادر: بيانات مجمعة استنادا إلى

- بيانات شركة Delek Group
- بيانات شركة Noble Energy
- Middle East Energy Survey (MEES)

3-1-3: التعاون بين جمهورية مصر العربية وجمهورية قبرص في مجال الغاز

كانت مصر أيضاً محط أنظار الشركاء في حقل "أفروديت" في قبرص، لعدة أسباب، منها قرب الحقل من موقع حقل " ظهر" وبالتالي يمكن الربط مع التسهيلات البحرية المتاحة لدى مصر، علاوة على أن مخزون الغاز الذي يحتويه الحقل يفوق احتياجات " قبرص" من الغاز، وبالتالي لابد من تصريفه إلى الأسواق المحتملة لتغطيه تكاليف تطويره وتحقيق الجدوى الاقتصادية المرجوة.

وفي هذا الصدد، تم توقيع مذكرة تفاهم بين قبرص ومصر مطلع عام 2015، بهدف دعم التعاون بين البلدين في مجال تنمية واستغلال اكتشاف "أفروديت" بالاستفادة من البنية الأساسية للغاز المتاحة بمصر بما يحقق المصلحة المشتركة للبلدين. وتسمح مذكرة التفاهم التي وقعتها الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية"إيجاس" مع الشركة القبرصية للهيدروكربونات بدراسة الحلول الفنية لنقل الغاز عبر خط أنابيب بحرى مباشر من حقل "أفروديت" إلى مصر بما يساهم في تحقيق الاستفادة المثلى من البنية الأساسية المتاحة لدى مصر ومنها مجمعات الإسالة في دمياط وإدكو، وتعظيم القيمة المضافة فى قطاع البترول بمصر وقبرص.

وفي تطور لافت جداً، قامت شركة BG (Shell) في تشرين الثاني/نوفمبر 2015، بشراء نصف حصة شركة Noble Energy في حقل "أفروديت" البالغة 70% (أي 35%) في خطوة تستهدف على ما يبدو ضمان تصدير الغاز القبرصي إلى مجمع الشركة المصرية للغاز الطبيعي المسال بمدينة إدكو في مصر، والذي تملك فيه شركة BG (Shell) حصة 35.5%، و38% في وحدتي الإسالة الأولى والثانية.

وفي تفعيل لمذكرة التفاهم الموقعة بين مصر وقبرص، تم توقيع اتفاق حكومي في شهر أيلول/سبتمبر 2018، لإنشاء خط أنابيب بحري مباشر لنقل الغاز من حقل "أفروديت" إلى تسهيلات الإسالة بمصر، وإعادة تصديره إلى الأسواق المختلفة[131]. إلا أن ذلك سيتطلب أيضاً توقيع اتفاق تجاري قبل البدء في نقل الغاز، علاوة على توقيع اتفاقية استغلال مع الشركاء في حقل Ishai بفلسطين المحتلة[132]، حيث يعتقد أنه امتداد لحقل "أفروديت" القبرصي داخل المياه الاقتصادية لفلسطين المحتلة. وتقدر احتياطيات حقل Ishai من الغاز بنحو 0.25-0.31 تريليون قدم مكعب.

[131] وزارة البترول والثروة المعدنية، جمهورية مصر العربية، " اتفاق مصري قبرصى لإنشاء خط أنابيب بحرى من حقل أفروديت إلى تسهيلات الإسالة بمصر"، بيان صحفي 19 سبتمبر 2018.

[132] MEES;" Cyprus Exploration: Crunch Period Nears"; Vol.61, No. 18, May 4, 2018.

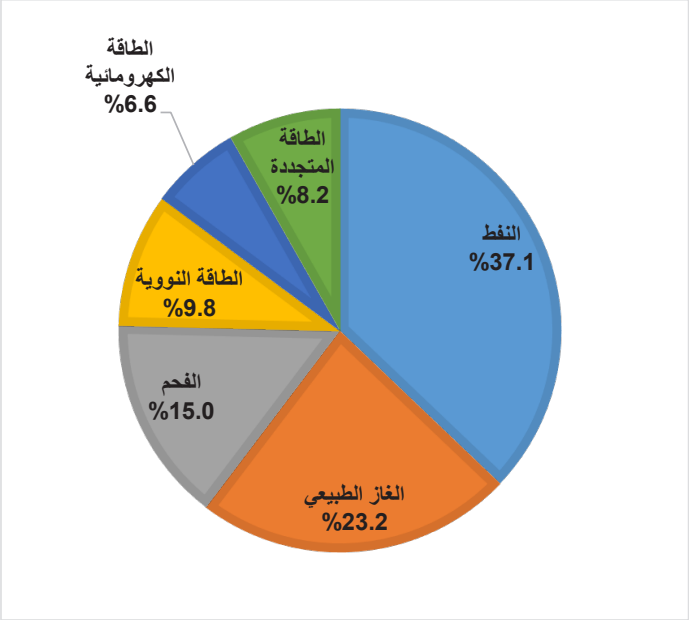
2-3: أهمية الغاز الطبيعي في منظومة الطاقة الأوروبية

1-2-3: مزيج الطاقة الأولية في السوق الأوروبي

يلعب الغاز الطبيعي دوراً محورياً في مزيج الطاقة في السوق الأوروبي، وقد تزايدت أهميته بشكل ملحوظ في العقود الثلاثة الماضية. فحتى مطلع السبعينيات، لم يحظ الغاز الطبيعي بالأهمية الكافية مقارنة بباقي مصادر الطاقة الأخرى. بيد أن الطفرة التي شهدتها أسعار النفط في عام 1973، وعامي 1980/1979 وما أعقب ذلك من تداعيات، جذبت انتباه صانعي السياسات ومتخذي القرار في أوروبا لضرورة التوسع في استخدام الغاز الطبيعي كمصدر للطاقة بجانب النفط، وخاصة في القطاع السكني، وقطاع النقل، وقطاع الكهرباء. وفي ضوء ذلك، بدأ الاعتماد على الغاز في النمو في منظومة الطاقة الأوروبية. وقد عزز ذلك التوسع، التطور التكنولوجي الهائل في مجال تصميم محطات توليد الكهرباء، وخاصة المحطات العاملة بنظام الدورة المركبة (Combined Cycle Gas Turbine, CCGT) والتي تصل كفاءتها الحرارية إلى 60% مقارنة بالمحطات الحرارية الأخرى التي تتراوح كفاءتها بين 33% و35%.

ويعد الغاز الطبيعي ثاني أهم مصدر من مصادر الطاقة الأولية في السوق الأوروبي حيث تبلغ حصته نحو 23.2% في مزيج الطاقة، بينما يساهم النفط بحصة نسبتها 37.1%. أما الفحم، فيحل في المرتبة الثالثة بحصة 15%. وبذلك يساهم الوقود الأحفوري بنحو 75.4% من إجمالي احتياجات دول الاتحاد الأوروبي من الطاقة. من جانب آخر، تلعب مصادر الطاقة المتجددة والطاقة الكهرومائية دوراً هاماً في منظومة الطاقة الأوروبية حيث تساهمان معاً بنسبة 14.8%. بينما تساهم الطاقة النووية بالنسبة المتبقية والبالغة 9.8%. يبين الشكل 3-3، مزيج الطاقة الأولية في أوروبا عام 2017.

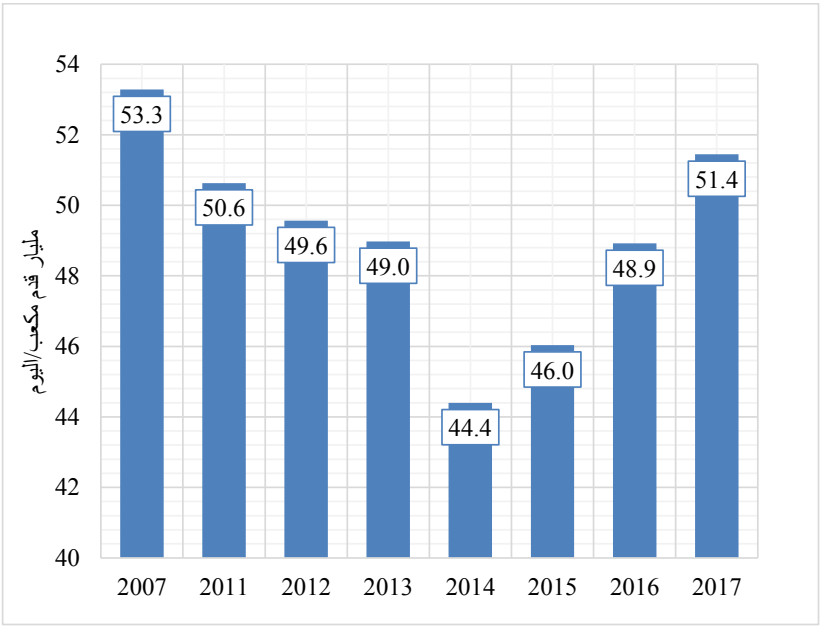
الشكل 3-3: مزيج الطاقة الأولية في أوروبا عام 2017



المصدر: BP Statistical Review of the World Energy, June 2018

ويعد السوق الأوروبي، من أكبر الأسواق المستهلكة للغاز الطبيعي عالمياً، ففي عام 2017، شكل استهلاك الغاز في السوق الأوروبي نحو 14.5% من إجمالي الطلب العالمي على الغاز والمقدر بنحو 355 مليار قدم مكعب/اليوم (3,670 مليار متر مكعب/السنة). وقد شهد الطلب على الغاز في السوق الأوروبي في السنوات القليلة الماضية نمواً واضحاً بعد تراجع دام لسنوات والتي تراجع فيها الطلب من 53.3 مليار قدم مكعب/اليوم (550.7 مليار متر مكعب/السنة) عام 2007 ليصل إلى أدنى مستوى له عام 2014 حيث بلغ 44.4 مليار قدم مكعب/اليوم (458.9 مليار متر مكعب/السنة)، إلا أنه عاود الصعود مرة أخرى منذ ذلك التاريخ ليصل إلى 51.4 مليار قدم مكعب/اليوم (531.7 مليار متر مكعب/السنة) عام 2017 كما هو مبين بالشكل 3-4.

الشكل 3-4: تطور الطلب على الغاز الطبيعي في أوروبا



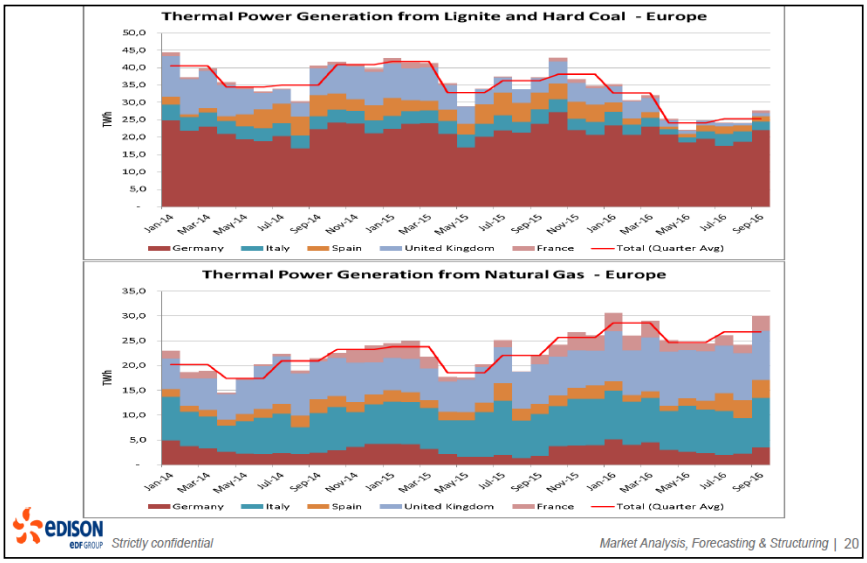
المصدر: BP Statistical Review of the World Energy, June 2018

ويعد قطاع الكهرباء والحرارة (Power and Heat Sector) المستهلك الأكبر للغاز في السوق الأوروبي، حيث يمثل وحده نحو 27.7% من إجمالي الطلب على الغاز.

ويعد الغاز الطبيعي والفحم الوقود الرئيسي المستخدم في قطاع الكهرباء. وقد شهدت حصة الغاز في مزيج توليد الكهرباء تذبذباً صعودا وهبوطاً بسبب التنافسية الشديدة مع الفحم الذي شهدت أسعاره تراجعاً في السنوات القليلة الماضية، مما أدى إلى ارتفاع حصته في مزيج التوليد، إلا أن التراجع الذي شهدته أسعار الغاز عالمياً، علاوة على المرونة التي تتسم بها المحطات العاملة بالغاز، كونها البديل السريع لسد العجز في الطلب في الأوقات أو الفترات التي لا تتوفر فيها مصادر الطاقة المتجددة، كان له أثراً

إيجابياً على تطور حصة الغاز الطبيعي في مزيج توليد الكهرباء، حيث ارتفعت مجدداً على حساب الفحم بداية من عام 2016 كما يبين الشكل 3-5.

الشكل 3-5: تطور توليد الكهرباء في أوروبا باستخدام الفحم والغاز الطبيعي خلال الفترة 2014-2016

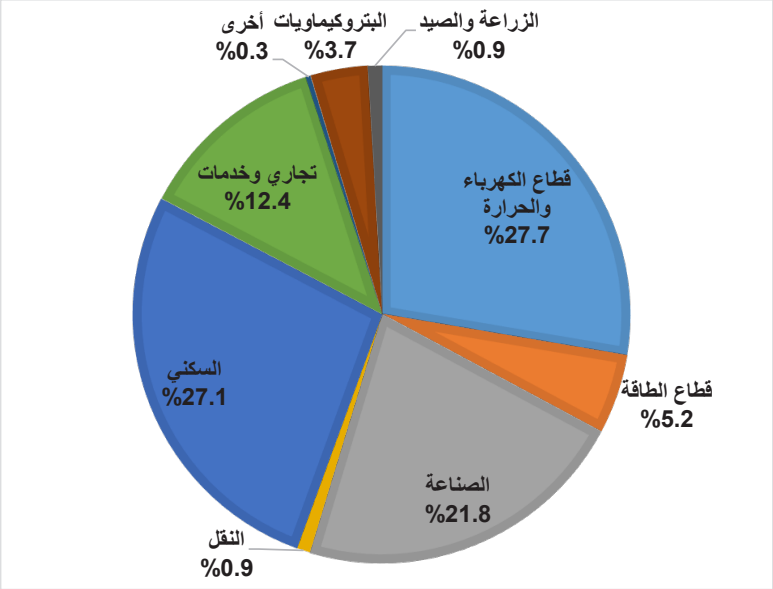


المصدر: Edison EDF Group ([133])

ويعد القطاع السكني ثاني أكبر قطاع مستهلك للغاز بحصة 27.1% من إجمالي الطلب، حيث يتم الاعتماد عليه بشكل كبير كوقود لأغراض التدفئة والتسخين. كما يعد أيضاً القطاع الصناعي من القطاعات الكبرى المستهلكة للغاز، حيث يستحوذ على 21.8% من إجمالي الطلب. وتتعدد استخدامات الغاز في العديد من المجالات القطاعية الأخرى مثل القطاع التجاري والخدمي وتبلغ حصته نحو 12.4%، وقطاع البتروكيماويات الذي يستخدم فيه الغاز الطبيعي كمادة خام (لقيم) وتبلغ حصته 3.7%. كما يستخدم الغاز في قطاع النقل إلا أنه حصته من إجمالي الطلب متواضعة وتبلغ حوالي 0.9% كما هو مبين بالشكل 3-6.

[133] Elisa Scarpa (Edison EDF Group);" Recent developments and features in the European power generation mix: a new role for gas?"; International Gas Summit, Nice, France, 28-29 November 2016.

الشكل 3-6: الاستهلاك القطاعي من الغاز الطبيعي في الاتحاد الأوروبي عام 2016

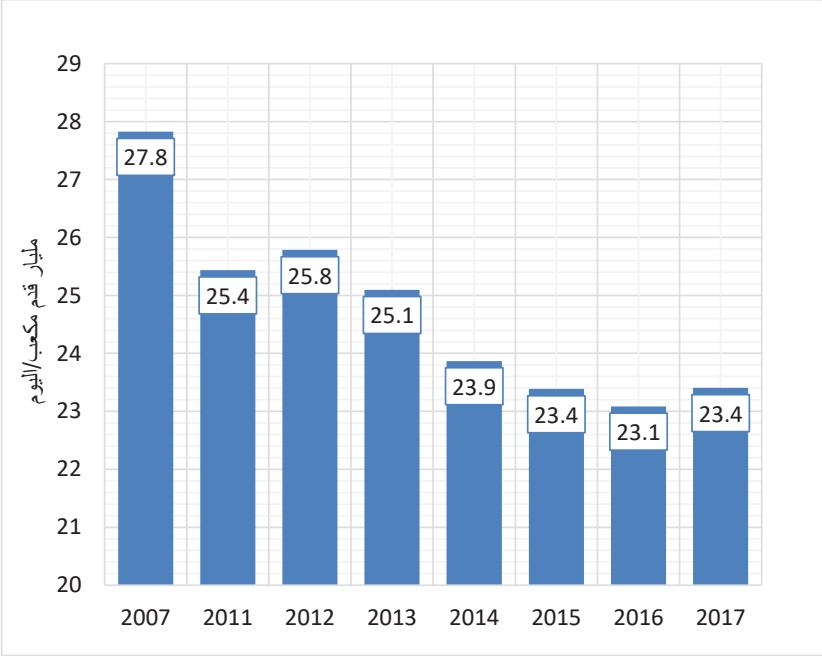


المصدر: IEA Statistics Database

3-2-2: مصادر إمدادات الغاز الطبيعي في أوروبا

تعتمد أوروبا بشكل كبير على واردات الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب وواردات الغاز الطبيعي المسال في تلبية احتياجاتها، فإنتاج أوروبا من الغاز (يشمل النرويج) يلبي أقل من 50% من إجمالي الطلب، وقد بدأ إنتاج الغاز في التراجع منذ عدة سنوات وارتفعت وتيرته بشكل محلوظ في الأعوام الخمسة الماضية. ففي عام 2007، بلغ إنتاج أوروبا من الغاز حوالي 27.8 مليار قدم مكعب/اليوم (287.6 مليار متر مكعب/السنة)، ثم تراجع تدريجيا ليصل إلى 25.5 مليار قدم مكعب/اليوم (262.9 مليار متر مكعب/السنة) في عام 2011 واستمر في التراجع ليصل إلى 23.4 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2017 (241.9 مليار متر مكعب/السنة) كما يبين الشكل 3-7.

الشكل 3-7: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في أوروبا خلال الفترة 2007-2017



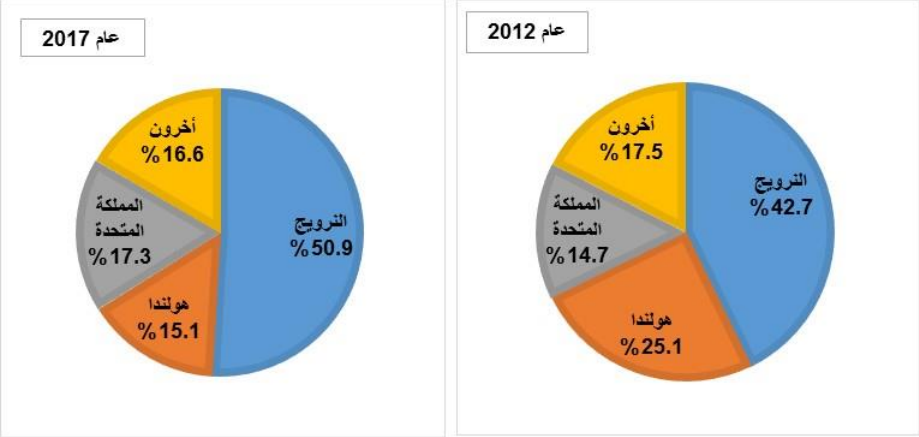
المصدر: BP Statistical Review of the World Energy, June 2018

وتعد النرويج أكبر منتج للغاز الطبيعي في أوروبا، ويشكل إنتاجها نحو نصف الإنتاج الأوروبي، وهي أيضاً ثاني أكبر مصدر للغاز الطبيعي (بعد روسيا) إلى دول دول الاتحاد الأوروبي. كما تعد هولندا ثاني أكبر منتج للغاز في أوروبا، إلا أن إنتاجها تراجع إلى النصف تقريبا، في أعقاب القرار الذي اتخذه مجلس الوزراء عام 2013 لتخفيض الإنتاج إلى النصف من حقل Groningen الذي يساهم بالنصيب الأكبر من الإنتاج، بعد تنامي عدد وقوة الهزات الأرضية في المناطق المحيطة بالحقل، وما تبعه من أضرار لحقت بمنازل السكان.

وكما هو مبين بالشكل 3-8، بات إنتاج هولندا من الغاز يمثل حوالي 15.1% من إجمالي إنتاج الغاز في أوروبا عام 2017، وذلك مقارنة بـ 25.1% عام 2012،

بينما تساهم المملكة المتحدة بحصة 17.3%، أما النرويج فقد بلغت حصتها عام 2017 حوالي 50.9%.

الشكل 3-8: توزيع إنتاج الغاز الطبيعي في أوروبا عامي 2012 و2017



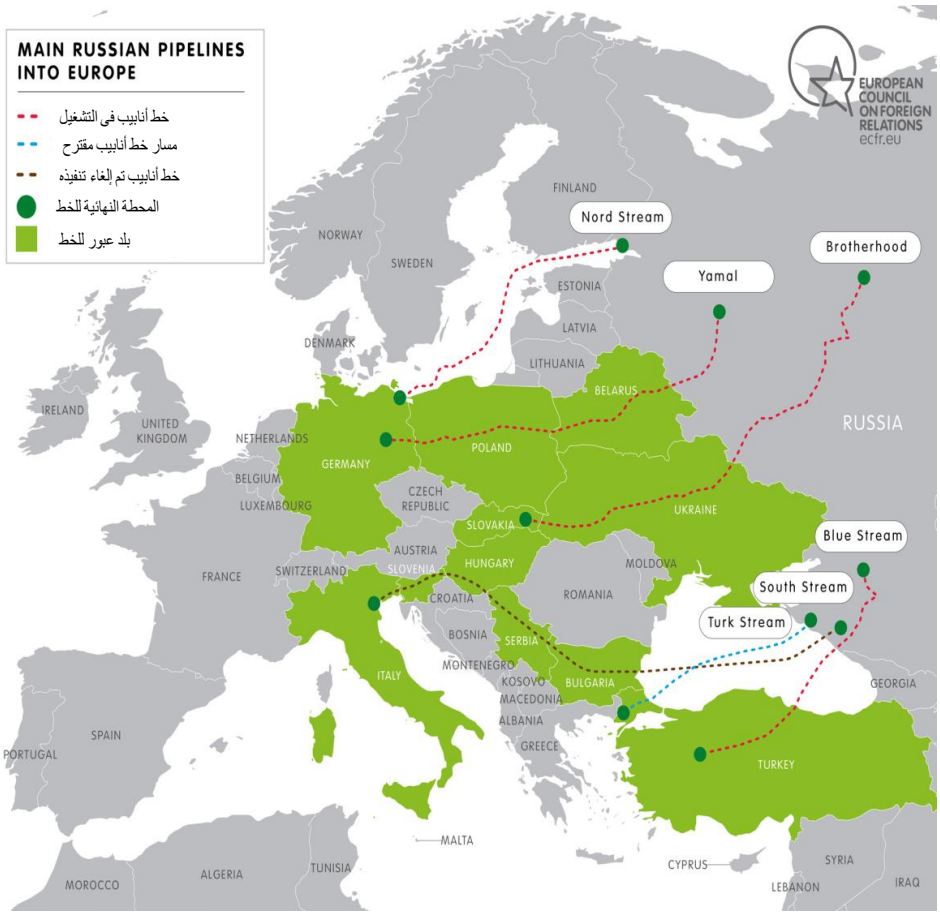
المصدر: BP Statistical Review of the World Energy, June 2018

أما من خارج أوروبا، فتعد روسيا المصدر الرئيسي لإمدادات الغاز، حيث يوجد العديد من خطوط الأنابيب التي تنقل الغاز الطبيعي من روسيا إلى أوروبا[134] إما مباشرة أو عبر المرور بدول أخرى مثل أوكرانيا وبيلاروسيا. ومن الخطوط الرئيسية لنقل الغاز الروسي إلى أوروبا خط "السيل الشمالي" Nord Stream، والذي يربط بين روسيا وألمانيا دون المرور بأي بلد آخر، وهو عبارة عن خطي أنابيب بسعة إجمالية حوالي 5.3 مليار قدم مكعب/اليوم (55 مليار متر مكعب/السنة). وخط أنابيب "يامال" Yamal، وهو ينقل الغاز من روسيا مرورا بـ بيلاروسيا وبولندا حتى يصل إلى ألمانيا، وتبلغ سعته التصميمية حوالي 3.1 مليار قدم مكعب/اليوم (33 مليار متر مكعب/السنة).

[134] GazpromExport website: http://www.gazpromexport.ru/en/projects/transportation/

كما يوجد خط أنابيب "Brotherhood" وهو ينقل الغاز من روسيا مروراً بأوكرانيا حتى يصل إلى سلوفاكيا، ومنها يتفرع خط أنابيب أخر ليصل إلى جمهورية التشيك، وهو منظومة النقل الأكبر حيث تقدر سعته بنحو 9.7 مليار قدم مكعب/اليوم (100 مليار متر مكعب/السنة). كما يوجد خط أنابيب "السيل الأزرق" Blue Stream لتصدير الغاز الروسي إلى تركيا. يبين الشكل 3-9، خطوط نقل الغاز من روسيا إلى أوروبا.

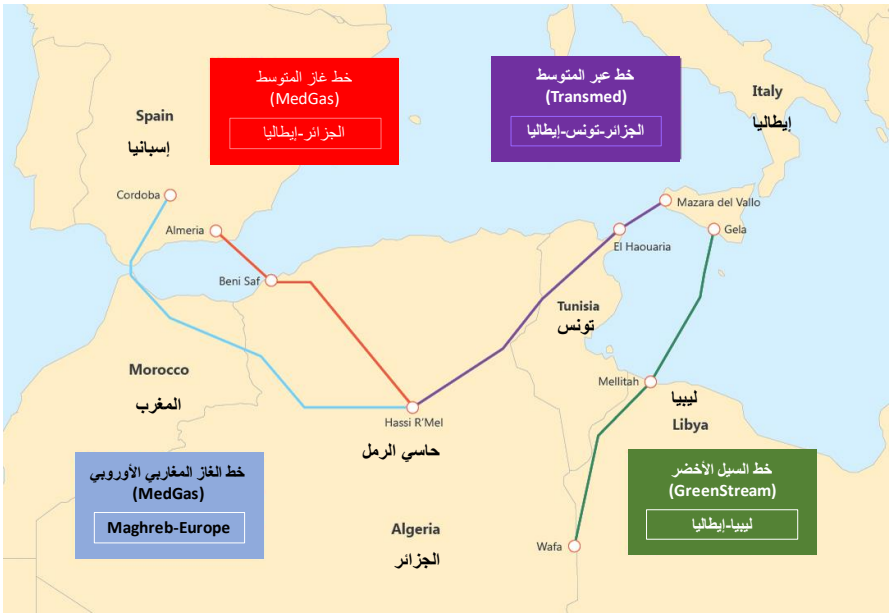
الشكل 3-9: خطوط تصدير الغاز الطبيعي من روسيا إلى أوروبا



المصدر: European Council for Foreign Relations

وبجانب روسيا، تمتد من المنطقة العربية أربعة خطوط لتصدير الغاز إلى إيطاليا وإسبانيا عبر البحر المتوسط، حيث يمتد ثلاثة خطوط من الجزائر وهم خط أنريكو-ماتي أو عبر المتوسط (TransMed)، ويمر عبر تونس حتى يصل إلى إيطاليا بطاقة 3.2 مليار قدم مكعب/اليوم (33.5 مليار متر مكعب/السنة)، وخط الغاز المغاربي الأوروبي ويمر عبر المغرب حتى يصل إلى إسبانيا، وتقدر سعته التصميمية بنحو 1 مليار قدم مكعب/اليوم (11 مليار متر مكعب/السنة)، وخط غاز المتوسط (Medgas) وهو يربط بين الجزائر وإيطاليا دون المرور ببلد آخر، وتقدر سعته التصميمية بنحو 775 مليون قدم مكعب/اليوم (8 مليار متر مكعب/السنة). كما يمتد خط أنابيب "السيل الأخضر" لنقل الغاز من ليبيا إلى إيطاليا، وتقدر طاقته بنحو 1 مليار قدم مكعب/اليوم (11 مليار متر مكعب/السنة). يبين الشكل 3-10، خطوط نقل الغاز من المنطقة العربية إلى أوروبا.

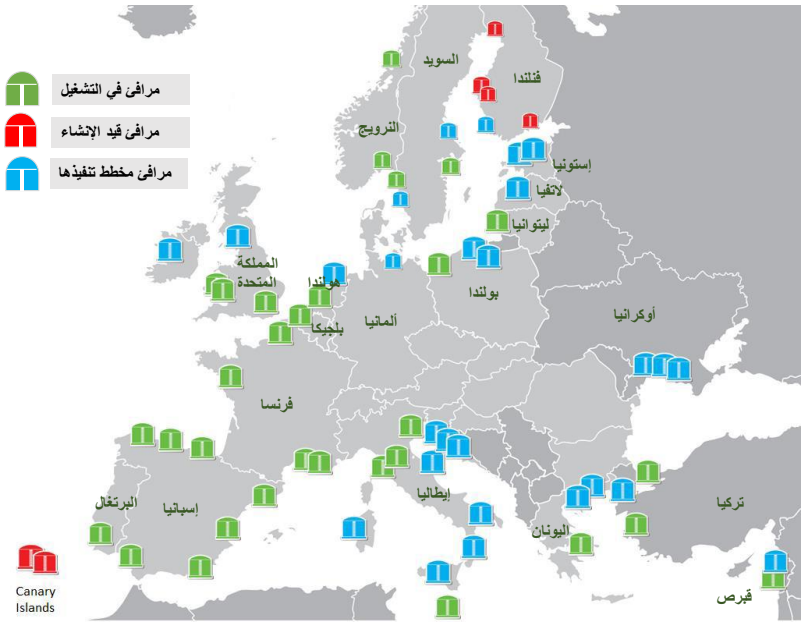
الشكل 3-10: خطوط تصدير الغاز الطبيعي من المنطقة العربية إلى أوروبا



المصدر: IntefaxEnergy

وبجانب خطوط الأنابيب سالفة الذكر، تمتلك أوروبا بنية تحتية ضخمة من مرافئ استقبال الغاز الطبيعي المسال، والتي تنتشر في معظم دول الاتحاد الأوروبي وتركيا كما هو مبين بالشكل 3-11، وقد بلغ عددها الإجمالي نهاية عام 2017 حوالي 31 مرفأ، منها 26 مرفأ استقبال كبير الحجم (Large Scale)، وخمسة مرافئ صغيرة الحجم (Small Scale). ويصل إجمالي طاقة التغويز (أي إعادة تحويل الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية) لهذه المرافئ مجتمعة إلى نحو 21.9 مليار قدم مكعب/ اليوم (227 مليار متر مكعب/السنة).

الشكل 3-11: مرافئ استقبال الغاز الطبيعي المسال في أوروبا



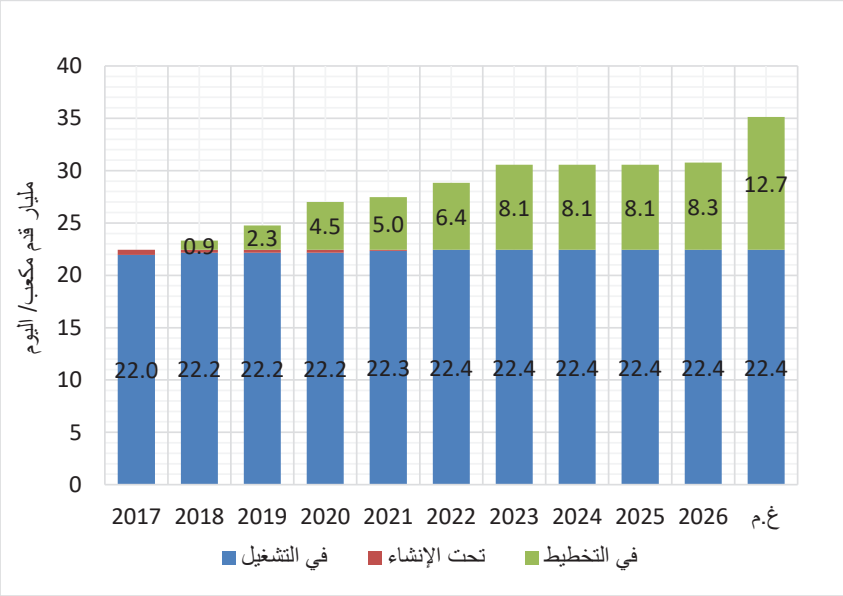
المصدر: منظمة البنية التحتية للغاز الأوروبية GIE

ولا يقتصر عمل المرافئ في أوروبا على تقديم الخدمات التقليدية بإعادة تحويل شحنات الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية وضخه في الشبكة الداخلية، بل أصبح يشمل تقديم عدة خدمات لوجستية أخرى ومنها عمليات إعادة التحميل (Reloading)، وعمليات إعادة التصدير، وتحميل الشاحنات (Truck Loading)

لنقل الغاز الطبيعي المسال إلى المناطق البعيدة، وخدمات تموين الغاز الطبيعي المسال كوقود للنقل البحري (LNG Bunkering).

وتستثمر دول الاتحاد الأوروبي في البنية التحتية لمرافئ الاستقبال، بهدف تنويع مصادر إمداداتها من الغاز حيث يمكن استقبال شحنات الغاز الطبيعي من وجهات تصدير مختلفة حول العالم. وفي هذا الصدد، يجرى إنشاء مرافئ جديدة بطاقة تغويز 500 مليون قدم مكعب/ اليوم لترفع الطاقة الإجمالية للمرافئ إلى 22.4 مليار قدم مكعب/اليوم (231 مليار متر مكعب/السنة) بحلول عام 2022. كما يجرى التخطيط لإنشاء مرافئ جديدة بطاقة 8.3 مليار قدم مكعب/اليوم (86 مليار متر مكعب/السنة) بحلول عام 2026[135] كما هو مبين بالشكل 3-12.

الشكل 3-12: طاقة التغويز الحالية والمستقبلية لمرافئ استقبال الغاز الطبيعي المسال في أوروبا

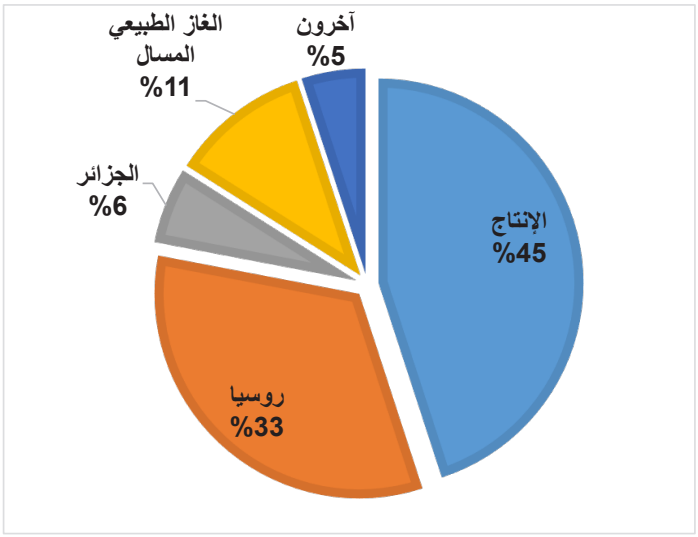


المصدر: منظمة البنية التحتية للغاز الأوروبية GIE

[135] S. Sieradzki, GLE Vice President;" The Use of LNG as a Fuel-Infrastructure"; "3rd International LNG Summit", Hamburg, Germany: 25-26 April 2018

وفي ضوء ما سبق، فإن درجة اعتماد أوروبا على واردات الغاز الطبيعي سواء عبر خطوط الأنابيب أو واردات الغاز الطبيعي المسال ارتفعت في السنوات الأخيرة بسبب تراجع الإنتاج. حيث بلغت نسبة مساهمة الواردات من خارج أوروبا حوالي 55% من إجمالي الإمدادات في عام 2017، بينما يساهم الإنتاج بالنسبة المتبقية البالغة 45%، حيث تمثل النرويج وحدها نحو 22%، وتساهم الدول الأوروبية الأخرى بالحصة المتبقية (أي 23%). وتعد روسيا منفردة أكبر مصدر للغاز إلى أوروبا بنسبة 33% من إجمالي الإمدادات، بينما تمثل واردات الغاز الطبيعي المسال نحو 11%، وتعد قطر المصدر الرئيسي للغاز الطبيعي المسال إلى الأسواق الأوروبية، أما صادرات الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب من الجزائر فتشكل حوالي 6% من إجمالي الإمدادات كما هو مبين بالشكل 3-13.

الشكل 3-13: مصدر إمدادات الغاز الطبيعي في أوروبا عام 2017



مصدر البيانات: Cedigaz, The 2017 Natural Gas Year in Review, May 2018

3-3: غاز شرق المتوسط كمصدر محتمل لإمدادات الغاز لأوروبا

3-3-1: سياسة تنويع مصدر إمدادات الغاز لتحقيق أمن الطاقة لأوروبا

لا شك أن منطقة شرق المتوسط منطقة واعدة على الخريطة العالمية للطاقة بفضل ما تحقق من اكتشافات كبيرة من الغاز، وما يتوقع أن تسفر عنه عمليات البحث الجارية. وقد أبدى الاتحاد الأوروبي اهتماما لدراسة إمكانية الاستفادة من موارد الغاز في هذه المنطقة الواعدة كمصدر إمدادات آخر يقلل من الاعتماد الكبير على الغاز الروسي. وقد صدرت في هذا الإطار دراسة من البرلمان الأوروبي تتناول عدة سيناريوهات للاستفادة من موارد الغاز في شرق المتوسط[136]. فروسيا لا زالت تشكل المصدر الرئيسي لإمدادات الغاز من خارج أوروبا، وهي تقدم الغاز بأسعار تنافسية مقارنة بأسعار الغاز الطبيعي المسال، إلا أن قضية "أمن الطاقة" لا يمكن التغافل عنها. وبالتالي فإن وجود لاعب جديد على الساحة يمكن أن يمد أو يساهم في إمداد أوروبا بجزء من احتياجاتها من الغاز، سيساعدها على تقليل الاعتماد على الغاز الروسي، وتنويع مصادر امداداتها، خاصة بعد أزمة أيقاف تصدير الغاز من روسيا إلى أوكرانيا عام 2009 لتحقيق أمنها الطاقوي. وقد بدأت أوروبا منذ سنوات في تطبيق سياسة تنويع مصادر الإمدادات، وتقليل الاعتماد على الغاز الروسي، وذلك على ثلاثة مراحل:

- الإحلال التدريجي لواردات الغاز الروسي باستيراد شحنات الغاز الطبيعي المسال الفورية من قطر، والجزائر، ونيجيريا على **المدى القريب كحل فوري.**
- الاستمرار في إنشاء مرافئ استقبال للغاز الطبيعي المسال على **المدى المتوسط**، والتعاقد على استيراد الشحنات من الولايات المتحدة بعد دخول المشاريع الجديدة التي تنفذها في التشغيل.

[136] Pa squale DI MICCO, The prospect of Eastern Mediterranean gas production: An alternative energy supplier for the EU, European Parliament, April 2014.

- السعي نحو إيجاد بديل استراتيجي على **المدى الطويل** لتأمين احتياجات الاتحاد الأوروبي المستقبلية من الغاز.

وقد بدا ملحوظاً عزم الاتحاد الأوروبي على تنفيذ سياسة الإحلال التدريجي لواردات الغاز الروسي، ودعم أي إجراء من شأنه تحقيق التكامل بين دول الاتحاد وتأمين احتياجاتها من الطاقة. فمؤخراً، قام بنك الاستثمار الأوروبي بتمويل مشروع لإنشاء مرفأ لاستقبال الغاز في ميناء Klaipeda في ليتوانيا التي تعتمد بشكل كامل على واردات الغاز من شركة Gazprom عبر خط أنابيب يمر عبر روسيا البيضاء. وبالفعل تم إنشاء رصيف بحري بطول 450 متر، وخط أنابيب بطول 18 كم للربط مع شبكة الغاز المحلية، وتم التعاقد على استئجار مرفأ عائم لاستقبال وتخزين الغاز المسال وإعادته إلى حالته الغازية من شركة Hoegh النرويجية، ووصل المرفأ إلى ليتوانيا في تشرين الأول/أكتوبر 2014، وأطلق عليه اسم "Independence"، كإشارة إلى الاستقلال في مجال الغاز عن روسيا. وتبلغ الطاقة القصوى للمرفأ حوالي 400 مليون قدم مكعب/ اليوم، وهو ما سيمكن ليتوانيا من تأمين كامل احتياجاتها من الغاز التي تبلغ حوالي 300 مليون قدم مكعب/ اليوم.

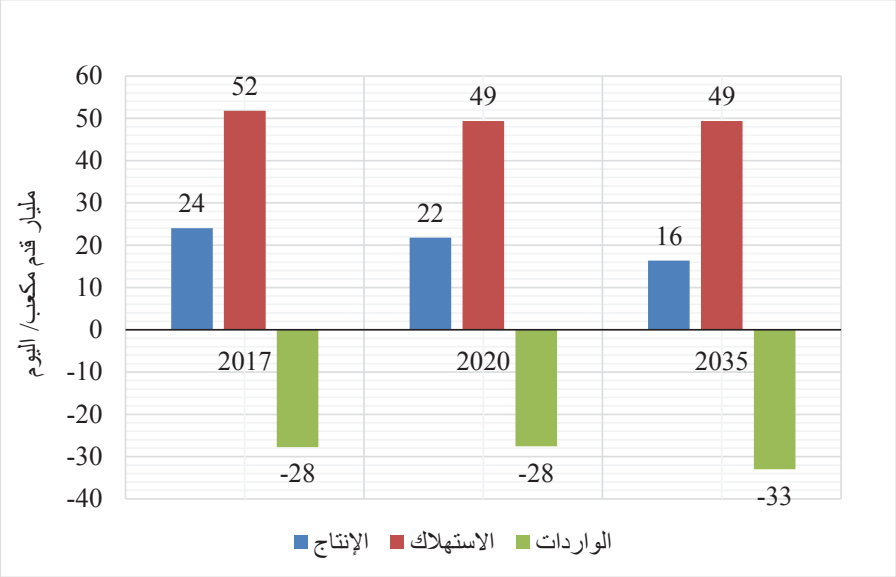
بل ومن المخطط أن يساهم المرفأ مستقبلا في تلبية احتياجات دول البلطيق (لاتفيا واستونيا وهما أعضاء في الاتحاد الأوروبي) التي تعتمد أيضا بشكل كامل على الغاز الروسي، بالإضافة إلى بولندا وذلك بعد اتمام مشروع توسعة شبكات نقل الغاز الرابطة بين دول البلطيق، وإنشاء خط أنابيب بين ليتوانيا وبولندا كما هو مبين بالشكل 3-14، وذلك وفقاً لخطة التنمية المعدة من قبل الاتحاد الأوروبي لربط شبكات الغاز الأوروبية خلال الفترة 2012-2021.

الشكل 3-14: مشاريع ربط شبكات نقل الغاز في منطقة البلطيق

وتشير التوقعات إلى أن الطلب على الغاز في أوروبا خلال العقدين القادمين سيستقر عند 49-50 مليار قدم مكعب/ اليوم (510 مليار متر مكعب/السنة) حتى عام 2035، إلا أن الإنتاج سيشهد مزيداً من التراجع من الحقول الواقعة في بحر الشمال ليصل الإنتاج الإجمالي إلى 22 مليار قدم مكعب/اليوم (225 مليار متر مكعب/السنة) بحلول عام 2020، ثم إلى 16 مليار قدم مكعب/اليوم (169 مليار متر مكعب/السنة) بحلول عام 2035.

وهو الأمر الذي سينعكس على ارتفاع درجة اعتماد أوروبا على استيراد الغاز من الخارج لتلبية الطلب المستقبلي كما هو مبين بالشكل 3-15. حيث يتوقع أن يرتفع صافي الواردات من 28 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2017 ليصل إلى 33 مليار قدم مكعب/اليوم بزيادة حوالي 5 مليار قدم مكعب/اليوم. وفي المقابل سترتفع درجة اعتماد أوروبا على استيراد الغاز من 54-55% عام 2017 لتصل إلى قرابة 57% بحلول عام 2020، ثم إلى 67% بحلول عام 2035.

الشكل 3-15: توقعات إنتاج واستهلاك وواردات الغاز الطبيعي في أوروبا حتى عام 2035

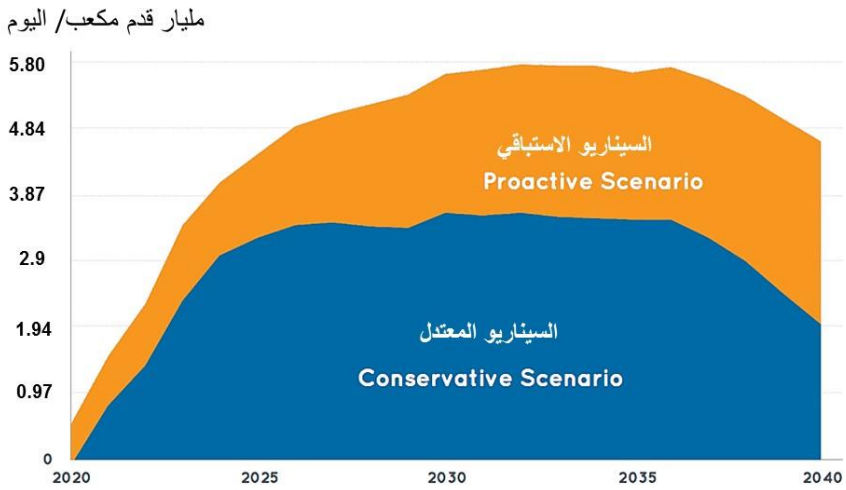


مصدر البيانات: Cedigaz, Medium and Long Term Natural Gas Outlook 2017

لذا فإن بزوغ نجم منطقة شرق المتوسط كمنطقة غنية بالغاز، وتسارع الدول المطلة عليها نحو تنمية الاكتشافات الحديثة بشكل متكامل بينهم، وتحقيق اكتشافات جديدة كبيرة على مقياس عالمي يمكن تطويرها في المستقبل، قد يسهم بشكل فعال في تحويلها إلى مصدر محتمل يمد أوروبا بالغاز على المدى الطويل. فالمنطقة تملك قدرات تصديرية تصل إلى 2.9 مليار قدم مكعب/ اليوم، وذلك وفق الاكتشافات الحالية وخطط التطوير الجاري تنفيذها، وقد ترتفع الكميات مستقبلا إلى أكثر من 5 مليار قدم مكعب/اليوم في ضوء ما قد تسفر عنه أنشطة البحث الجارية في أكثر من 30 قطاعاً قبالة سواحل قبرص، ولبنان، ومصر وفلسطين المحتلة. وهذا الفائض يتماشى مع النمو المتوقع في زيادة واردات أوروبا من الغاز مستقبلاً والمقدر بنحو 5 مليار قدم مكعب/اليوم.

يبين الشكل 3-16، الكميات المتاحة للتصدير من منطقة شرق المتوسط وهي تصل وفق السيناريو الأول (المعتدل) إلى 2.9 مليار قدم مكعب/ اليوم، أما وفق السيناريو الثاني (الاستباقي) إلى 4.8-5.8 مليار قدم مكعب/اليوم.

الشكل 3-16: كميات الغاز المتاحة للتصدير من منطقة شرق المتوسط حتى عام 2040



المصدر: شركة DEFA نقلاً عن IGI Poseidon

3-3-2: سيناريوهات تصدير الغاز من منطقة شرق المتوسط إلى أوروبا

لترجمة تحويل منطقة شرق المتوسط وتحديداً من قبرص، وفلسطين المحتلة، ومصر كمصدر محتمل يساهم في تلبية الاحتياجات المستقبلية لأوروبا من الغاز، فهناك عدة سيناريوهات مقترحة لاستغلال الموارد المكتشفة ومنها على سبيل المثال الاستيراد مباشرة من فلسطين المحتلة بواسطة ناقلات الغاز الطبيعي المسال، أو إنشاء خط أنابيب يربط فلسطين المحتلة بقبرص ويمر عبر اليونان ومنها إلى أوروبا. بيد أن أغلب السيناريوهات المقترحة تصطدم بعدة معوقات فنية أو اقتصادية تحول دون تنفيذها على المدى القريب أو المتوسط، وهو ما يستدعي البحث عن سيناريو يمكن تنفيذه على المدى القريب كما سيتضح لاحقا.

3-3-2-1: الاستيراد مباشرة من فلسطين المحتلة بواسطة ناقلات الغاز الطبيعي المسال

لتنفيذ إمكانية الاستيراد مباشرة من فلسطين المحتلة بواسطة الناقلات فلابد من إنشاء وحدات لإسالة الغاز، وهو ما يتطلب **أولاً** وجود كميات كبيرة من الغاز تكفي لتغذية مجمع الإسالة لفترة لا تقل عن عشرين عاماً. فلتنفيذ مشروع لإنتاج وتصدير الغاز المسال بطاقة 8 مليون طن/السنة لمدة عشرين عاماً، لا بد من تأمين احتياطيات في حدود 8-10 تريليون قدم مكعب. **وثانياً** توافر استثمارات باهظة وضمان توقيع عقود بيع وشراء مسبقة مع كبار المستهلكين في السوق الأوروبية وباقي الأسواق العالمية لضمان تأمين سعر بيع مُجد يكفل تغطية تكاليف المشروع وتحقيق العائد الاقتصادي المطلوب للشركاء.

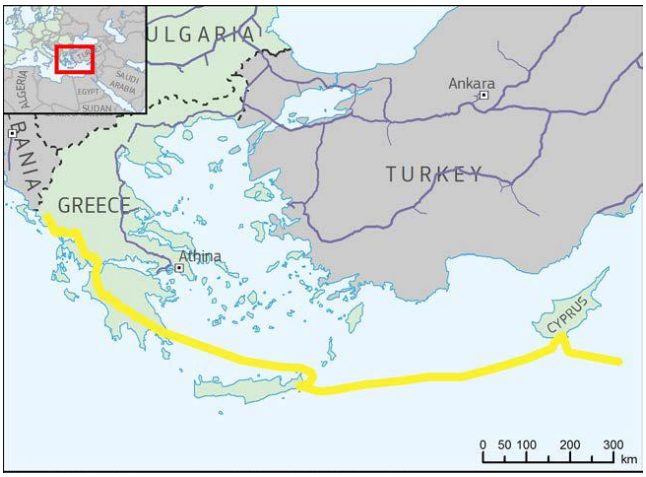
وقد اتجه الشركاء في حقلي "تمار" و" ليفياثان" نحو تصريف إنتاج الغاز منهما عبر البيع إلى المستهلكين في السوق المحلي والأسواق المجاورة، وتجنب تنفيذ مشروع لإسالة الغاز لتكلفته الباهظة، حيث خفض الشركاء في حقل " ليفياثان" الاستثمارات إلى النصف (3.75 مليار دولار) من الاستثمارات الأولية التي كان من المزمع ضخها في المشروع. إلا أن السيناريو يظل حلاً مطروحاً إذا تحققت اكتشافات جديدة كبرى على غرار "تمار" أو " ليفياثان"، حيث يمكن حينها تنفيذ مشروع ضخم لإسالة الغاز وتصديره إلى الأسواق الأوروبية.

3-3-2-2: إنشاء خط أنابيب يربط فلسطين المحتلة بقبرص ويمر عبر اليونان ومنها إلى أوروبا

هناك خيار يقضي بمد خط أنابيب جديد يربط حقول الغاز في حوض "ليفانت" قبالة سواحل فلسطين المحتلة وقبرص، ثم يمر عبر اليونان للربط مع شبكات الغاز الطبيعي في جنوب شرق أوروبا. وقد اكتسب هذا السيناريو المقترح دفعة قوية بعد أن اعتبر الاتحاد الأوروبي (المفوضية الأوروبية) مشروع مد خط أنابيب للغاز الطبيعي

في شرق المتوسط (East Mediterranean Natural Gas Pipeline) واحداً من المشاريع ذات الاهتمام المشترك (Project of Common Interest, PCI)، وقام بتمويل نصف تكاليف دراسة الجدوى الأولية (Pre-FEED)، حيث قدم دعماً قدره 2 مليون يورو من تكلفة الدراسة المقدرة بأربعة ملايين يورو[137]. وتهدف الدراسة إلى توفير المعلومات والبيانات الضرورية للمنتجين، ومشغلي أسواق الغاز في قطاع المصب (Downstream Gas Market Operators) بما يمكنهم من تقييم واعتماد مشروع إنشاء خط أنابيب لتصدير الغاز من الحقول الواقعة في حوض "ليفانت" قبالة قبرص مرورا بجزيرة كريت حتى يصل إلى اليونان كما هو مبين بالشكل 3-17، بطاقة تصميمية أولية حوالي 1 مليار قدم مكعب/اليوم (10 مليار متر مكعب/السنة). وقد تم تكليف شركة IGI Poseidon وهي مشروع مشترك مناصفة بين شركة Edison الإيطالية وشركة DEFA اليونانية، بإعداد دراسة الجدوى في شهر أيار/مايو 2015، على أن يتم الانتهاء منها بحلول عام 2017.

الشكل 3-17: المسار المقترح لخط أنابيب شرق المتوسط حسب دراسة الجدوى الممولة من الاتحاد الأوروبي

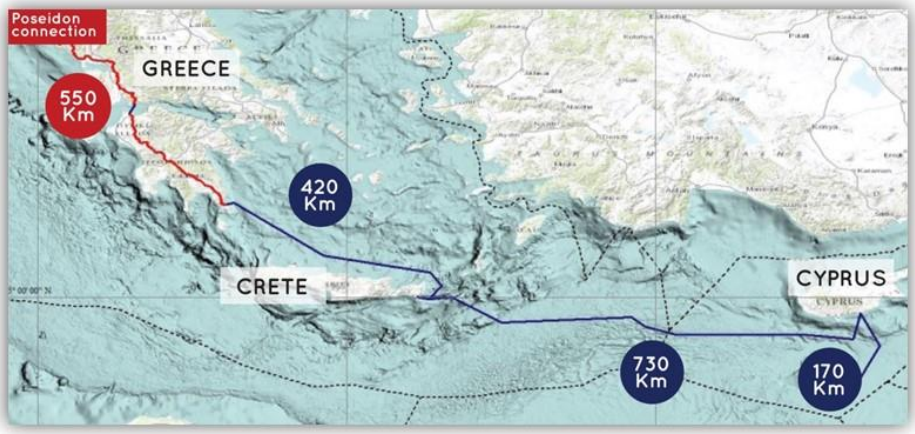


المصدر: المفوضية الأوروبية

[137] "Eastern Mediterranean Natural Gas Pipeline – Pre-FEED Studies", European Commission, May 2015.

وقد أسفرت نتائج الدراسة[138] عن أن خط الأنابيب المقترح يمكن تنفيذه من الناحية الفنية، ويحقق الجدوى الاقتصادية والتجارية. وقد قدرت الدراسة الطول النهائي للخط بحوالي 1,900 كم مقسماً على أربعة أجزاء كما هو مبين بالشكل 3-18. حيث سيبدأ مسار الجزء الأول من الحقول الواقعة في حوض "ليفانت" في شرق المتوسط إلى قبرص بطول 170 كم، بينما سيمتد الجزء الثاني من قبرص إلى جزيرة كريت بطول 730 كم، أما الجزء الثالث فسيمتد من كريت إلى اليونان بطول 420 كم، ومنها يتم الربط مع الجزء الرابع والذي يمتد بطول 520 كم داخل اليونان وهو الجزء البري الوحيد من الخط، ليتم ربطه مع خط أنابيب Poseidon الذي سيتم تنفيذه أيضاً لربط شبكات الغاز بين اليونان وإيطاليا ضمن ما يعرف باسم " ممر الغاز الجنوبي" الذي تدعمه وتموله المفوضية الأوروبية، ويشرف على تنفيذه شركة IGI Poseidon أيضاً.

الشكل 3-18: مسار خط أنابيب غاز شرق المتوسط المقترح تنفيذه لنقل الغاز من حقول شرق المتوسط إلى اليونان ومنها إلى إيطاليا



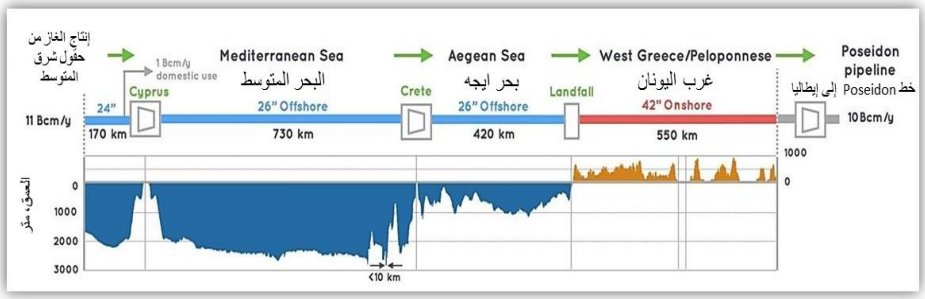
المصدر: شركة DEFA نقلاً عن IGI Poseidon

[138] Dr. Stelios Bikos, Head of Commercial Division/DEFA," "DEPA prepares for the energy challenges in SE Mediterranean"; HAEE ENERGY WORKSHOP 2017 Athens, 2 October 2017.

ولا شك أن تنفيذ هذا الخط على أرض الواقع سيستغرق وقتاً بسبب طوله من ناحية، وعمق المياه الذي يعترض مسار الخط من ناحية أخرى، حيث يصل في بعض الأجزاء إلى قرابة 3,000 متر. علاوة على أن جغرافيا قاع البحر في بعض المناطق القريبة من اليونان ذات وعورة عالية كما هو مبين بالشكل 3-19، وهو الأمر الذي قد يتسبب في تعطل بناء الخط على أرض الواقع أو رفع تكاليفه عن ما تم تقديره. علماً بأن التكاليف الإجمالية للخط وفقاً لدراسة الجدوى ستبلغ حوالي 5.2 مليار يورو.

وقد اكتسب هذا المشروع المقترح زخماً إضافياً بعد توقيع اتفاق أولي بين كل من فلسطين المحتلة، وقبرص، واليونان، وإيطاليا لدراسة تنفيذ الخط المقترح، على أن يكون قيد التشغيل بحلول عام 2025[139]. وتسعى الأطراف المشاركة إلى توقيع اتفاق نهائي قبل نهاية العام 2018.

الشكل 3-19: أعماق المياه على طول مسار خط أنابيب غاز شرق المتوسط المقترح تنفيذه لنقل الغاز من حقول شرق المتوسط إلى اليونان ومنها إلى إيطاليا



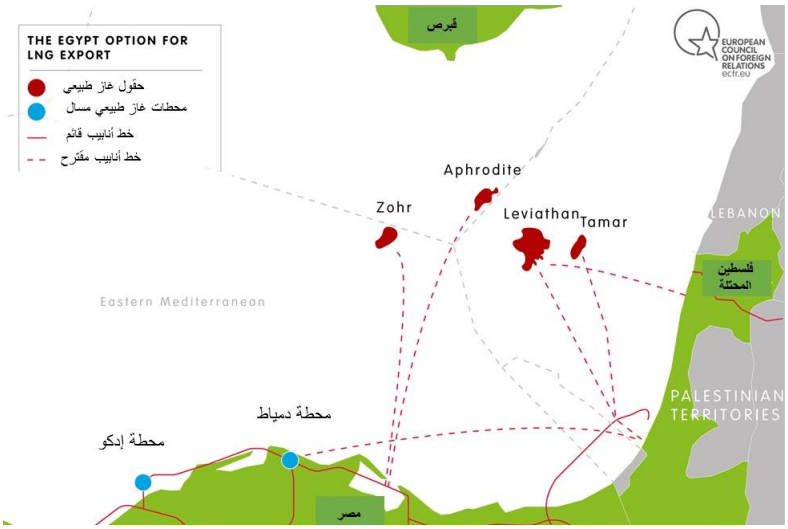
المصدر: شركة DEFA نقلاً عن IGI Poseidon

[139] Tareq Baconi (European council on Foreign Relations);" Pipelines and Pipedreams: How The EU Can Support A Regional Gas Hub In The Eastern Mediterranean; April 2017.

3-3-2-3-3: استغلال البنية الأساسية المتاحة لدى مصر لتصدير الغاز إلى أوروبا

نظرا لصعوبة تنفيذ الخيارات سالفة الذكر، لما يصاحبها من معوقات فنية واقتصادية وتعقيدات جيوسياسية يصعب التغلب عليها في الوقت الراهن أو على المدى القريب، أصبح هناك اتجاهاً نحو استغلال مجمعات الإسالة المتاحة لدى مصر لتصدير غاز شرق المتوسط، أولاً بحكم أنها غير مستغلة، وثانياً لموقعها الجغرافي المتميز الذي يتوسط حقول شرق المتوسط من ناحية، والأسواق الأوروبية من ناحية أخرى كما هو مبين بالشكل 3-20. كما أن مجمعات الإسالة قابلة للتوسع بإضافة وحدات جديدة بتكلفة أقل لكونها مشاريع قائمة بالفعل، حيث يمكن إضافة وحدة إسالة جديدة في مجمع دمياط، لتصل إجمالي الطاقة التصديرية للمجمع إلى قرابة 10 مليون طن/السنة (تكافئ 1.3 مليار قدم مكعب/ اليوم). أما مجمع إدكو فيضم وحدتين فقط، وتتسع أرض المجمع لست وحدات، أي يمكن أن تصل الطاقة التصديرية إلى 21.6 مليون طن/السنة (تكافئ 2.9 مليار قدم مكعب/اليوم)، وبالتالي يمكن أن تكون مصر مستقبلاً محوراً لتجميع وعبور غاز منطقة شرق المتوسط إلى أوروبا.

الشكل 3-20: السيناريوهات الممكنة لاستغلال مجمعات الإسالة في مصر لتصدير الغاز إلى أوروبا



المصدر: European Council for Foreign Relations

وهذا ما يفسر نجاح الشركاء في حقلي "تمار وليفياثان" في توقيع خطاب نوايا مع شركة Union Fenosa الإسبانية المالكة لحصة 80% لمجمع إسالة الغاز الطبيعي في دمياط بمصر، لتصدير قرابة 450 مليون قدم مكعب/اليوم من حقل "تمار" إلى المجمع لمدة خمسة عشرة عاماً، وخطاب آخر مع شركة BG (Shell) المالكة لحصة 35.5%، و38% على التوالي لوحدتي إسالة الغاز في مجمع إدكو، لتصدير ما يقارب 700 مليون قدم مكعب/اليوم من حقل "ليفياثان" لمدة خمسة عشرة عاماً. هذا بالإضافة إلى مذكرة التفاهم التي وقعتها الشركة القبرصية للهيدروكربونات مع الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية "إيجاس" لدراسة الحلول الفنية لإنشاء خط أنابيب بحرى مباشر من حقل "أفروديت" إلى مصر، بما يساهم في تحقيق الاستفادة المثلى من البنية الأساسية المتاحة في مصر وبالأخص وحدات الإسالة في مجمع إدكو، علما بأن شركة BG (Shell) تملك حصة 35% في حقل "أفروديت".

وبالتالي فإن الخيار المصري (بالنسبة لباقي دول شرق المتوسط) سيغني عن المعوقات السالفة الذكر في حال إنشاء خط أنابيب عالي التكلفة وصعب التنفيذ يمر عبر اليونان، أو توفير بلايين الدولارات لإنشاء محطة إسالة على سواحل فلسطين المحتلة أو قبرص، وهو ما سيحقق لمصر منفعة أيضاً بحصولها على رسوم أو عائدات نظير السماح باستخدام بنيتها الأساسية لإعادة تصدير غاز شرق المتوسط.

إلا أن الأمر سيظل مرهونا أيضاً بقدرة مصر على تطوير مواردها من الغاز الطبيعي، وما ستسفر عنه عمليات البحث الجارية في العديد من القطاعات البحرية التي فازت بها الشركات الأوروبية مثل Eni وBP وغيرهما، حيث قد تتحقق اكتشافات جديدة يمكن تطويرها، وتحقق فائض عن حاجة السوق المحلي يمكن تصديره عبر محطات الإسالة شبة المتوقفة.

ولا شك أن هذا هو الوضع الأفضل لمصر لأنه سيسهم في ضخ الاستثمارات الأجنبية مباشرة في قطاع البترول المصري بتنفيذ مشاريع تطويرية مستقبلية تساهم في دفع عجلة الإنتاج ودعم الاقتصاد. علاوة على تنافسية تصدير الغاز من مصر مباشرة لانخفاض التكلفة مقارنة بإعادة تصدير الغاز من قبرص أو فلسطين المحتلة (بعد إسالته)، في ضوء ضرورة استرداد التكاليف الرأسمالية التي سيتم انفاقها من قبل الشركات المطورة في إنشاء خطوط أنابيب لنقل الغاز إلى محطات الإسالة مصر، وتكاليف الإسالة ذاتها، وإعادة التصدير إلى الأسواق الأوروبية.

الخلاصة والاستنتاجات

1-رحلة البحث عن الغاز في منطقة شرق المتوسط

أجرت الدول المطلة على منطقة شرق المتوسط منذ عقود عدة دراسات جيولوجية وجيوفيزيائية لتحديد وتقييم مواقع المكامن الجيولوجية المأمولة في شرق مياه المتوسط. وتضم منطقة شرق المتوسط حوض "ليفانت" الرسوبي والذي يمتد على مساحة 83,000 كم^2، وهو يبدأ من شمال مصر على طول الساحل الشرقي للبحر المتوسط مروراً قبالة سواحل قطاع غزة وفلسطين المحتلة، ولبنان، وسوريا، وقبرص حتى يصل إلى تركيا. كما تضم حوض "دلتا النيل" الذي يمتد القسم الأكبر منه أسفل المياه المصرية، وهو يمتد على مساحة شاسعة تبلغ نحو 250,000 كم^2. وقد استعانت دول شرق المتوسط بكبريات الشركات العالمية المتخصصة في جمع وتفسير بيانات المسح السيزمي ثنائي وثلاثي الأبعاد مستخدمة أحدث التقنيات المتوفرة في هذا المجال لتقييم جيولوجيا المنطقة، والتي أسفرت نتائجها عن وجود هيكليات وطبقات جيولوجية واضحة المعالم قد تشكل مكامن محتملة للنفط والغاز.

وفي ضوء هذه النتائج، طرحت دول شرق المتوسط (كل دولة داخل نطاق مياهها الاقتصادية الخالصة) عدة جولات تراخيص لفتح مياه شرق المتوسط لعمليات البحث والاستكشاف أمام شركات البترول العالمية. ومن العوامل التي أثرت على عمليات البحث والاستكشاف في شرق المتوسط هو العمق الكبير للمياه الذي يصل إلى أكثر من 3,000 متر في بعض المناطق، وهو ما يعني ارتفاع تكاليف الحفر والتي قد تصل إلى 150 مليون دولار للبئر الواحد. علاوة على ذلك، الحاجة إلى سفن حفر متقدمة للعمل في الأعماق السحيقة، ولا تملك العديد من الشركات هذه التقنيات المتقدمة أو الخبرة اللازمة للقيام بمثل هذه العمليات شديدة المخاطرة، وعالية التكلفة.

وبالرغم من هذه الصعوبات الفنية، استطاعت شركات البترول العالمية مثل BP، وEni تحقيق عدة اكتشافات كبرى للغاز مثل "تمار"، "ليفياثان"، "أفروديت"، "ظهر"، "أتول" كما هو مبين بالجدول-1، التي تأتي في سياق متصل يبرهن على أن شرق المتوسط بمثابة مقاطعة غنية بالغاز، إلا أن الوقت لا يزال مبكراً جداً لاكتشاف ثروات منطقة شرق المتوسط بشكل كامل. فمتوسط المصادر الهيدركربونية غير المكتشفة والقابلة للاستخراج فنياً في حوضي ليفانت ودلتا النيل يقدر بنحو 346 تريليون قدم مكعب من الغاز الطبيعي، ونحو 3.5 مليار برميل من النفط، بالإضافة إلى 9 مليار برميل من سوائل الغاز الطبيعي. كما تشير بعض الدراسات الجيولوجية الحديثة إلى وجود نحو 122 تريليون قدم مكعب من الغاز في حوض "هيرودوت" الرسوبي الواقع في المنطقة الغربية المفتوحة من شرق المتوسط، وهو ما يرفع إجمالي تقديرات مصادر الغاز القابلة للاستخراج في المنطقة إلى 468 تريليون قدم مكعب.

الجدول-1: أبرز اكتشافات الغاز التجارية في منطقة شرق المتوسط

الموقع	الاكتشاف	تاريخ الاكتشاف	عمق المياه (متر)	الاحتياطيات (تريليون قدم^3)	الشركاء
قطاع غزة	غزة مارين	1999	603	1	BG (100%)
فلسطين المحتلة	تمار* Tamar	2009	1,676	11.2	Noble Energy (32.5%), Isramco (28.75%),Delek Drillig (22%), Tamar (9.25%), Dor Gas (4%), Everst (3.5%)
	ليفياثان Leviathan	2010	1,645	21.9	Delek Drillig (45.34%), Noble Energy (39.66%), Ratio Oil (15%)
قبرص	أفروديت Aphrodite	2011	1,700	5	Noble* (35%), Shell (35%), Delek (30%)
مصر	ظهر	2015	1,450	21	Eni (60%), BP(30%), Rosneft (10%)
	(تورس، ليبرا، رافين، جيزة، فيوم)	-2000 2007	800:650	5	BP (82.75%), RWE DEA (17.25%)
	سلامات	2013	650	1.637	BP (100%)
	أتول	2015	923	1.459	BP (100%)

*يشمل اكتشاف تمار-جنوب غرب (Tamar SW)

2- تطوير اكتشافات الغاز في دول شرق المتوسط لتلبية احتياجاتها من الطاقة

في ضوء الاكتشافات الغازية التي تم تحقيقها في منطقة شرق المتوسط، قامت بعض دول المنطقة بالإسراع بتطوير هذه الاكتشافات، للاستفادة من إنتاج الغاز في تلبية احتياجات السوق المحلي، ولتصدير الفائض لتحقيق عائدات تغطي تكاليف الاستثمار، وتحقق الفائدة الاقتصادية. بينما لم يتمكن البعض الآخر من تطوير اكتشافات الغاز حتى الآن، بسبب بعض العقبات الفنية والاقتصادية. ويعد العائق الأساسي للاستثمار هو كيفية تسويق إنتاج الغاز على المستوى المحلى أو الإقليمي، خاصة أن مشاريع تطوير حقول الغاز الواقعة في المياه العميقة والعميقة جداً تتطلب استثمارات باهظة، وبالتالي لابد من إبرام اتفاقيات مسبقة لضمان بيع الغاز المزمع إنتاجه لتحقيق عائدات تغطي تكاليف الاستثمار، وتحقق الفائدة الاقتصادية.

وتعد مصر أكبر سوق للطاقة بشكل عام في المنطقة، وتشهد نمواً سنوياً مستمراً في الطلب عليها، وهو ما يحفز ويشجع على الاستثمار في مواردها النفطية والغازية لتلبية احتياجات السوق المحلي من موارد الطاقة. كما نجحت مصر في تعظيم القيمة المضافة من الاكتشافات الغازية التي بدأت وتيرتها تتسارع منذ عام 2000، بتنفيذ مشاريع لتصدير الغاز عبر خطوط الأنابيب إلى الدول المجاورة، وبإنشاء محطات لإسالة الغاز في مدينتي إدكو ودمياط على ساحل البحر المتوسط. إلا أنها شهدت تراجعاً حاداً في الإنتاج في الآونة الأخيرة نتيجة تراجع أنشطة التطوير، وهو ما دفع مصر لاستيراد الغاز الطبيعي المسال لتلبية الطلب المحلي المتزايد. إلا أن اكتشاف "ظهر" وغيره من الاكتشافات الحديثة التي جاءت ثمار عمليات البحث في البحر المتوسط في السنوات الأخيرة كان له أثراً إيجابياً، حيث تبنت مصر استراتيجية طموحة تقضي بالإسراع بتطوير هذه الاكتشافات ودخولها على الإنتاج في أقرب وقت ممكن، بغية الاكتفاء الذاتي مجدداً قبل عام 2020.

أما في فلسطين المحتلة، فقد كان لتطوير اكتشافات الغاز دوراً فعالاً في رفع الإنتاج المحلي لتلبية احتياجات قطاع الكهرباء لتعويض النقص الناتج عن توقف إمدادات الغاز التي كانت تأتي من مصر. ويلبي إنتاج الغاز من "تمار" الذي تم تشغيله عام 2013، أكثر من 90% من الطلب المحلي على الغاز.

وفي قبرص، وبالرغم من أنشطة البحث المكثفة عن الغاز، وما أسفرت عنه من اكتشافات، فلم يبدأ بعد تطوير أي منها، إلا أنها تسعى نحو استغلال هذه الموارد في أغراض التصدير سواء عبر خطوط الأنابيب أو عبر الإسالة والتصدير إلى مختلف الأسواق العالمية.

بينما دخلت لبنان، مؤخراً في نادي الطاقة مطلع عام 2018 بعد منح تراخيص البحث والإنتاج في منطقتين بحريتين، ويتوقع أن تلعب أية اكتشافات غازية مستقبلية دوراً هاماً في تلبية احتياجات السوق المحلي المعتمد كلياً في الوقت الراهن على استيراد النفط، مما يكبد خزينة الدولة المليارات من الدولارات سنوياً.

أما سوريا، وبسبب الأوضاع التي تمر بها البلاد، لم يتحقق حتى الآن أية اكتشافات غازية قبالة السواحل السورية، بالإضافة إلى توقف أنشطة شركة Soyuzneftegaz الروسية التي حصلت على عقد الاستكشاف والإنتاج في المنطقة البحرية منذ نهاية عام 2015. إلا أنها تعد أيضاً سوقاً كبيراً وواعداً للغاز، بالإضافة إلى أنها تمتلك بنية تحتية كبيرة من مجمعات لمعالجة الغاز وإنتاج مشتقاته كغاز البترول المسال والمتكثفات، وشبكات للنقل والتوزيع على اتساع المساحة الجغرافية للبلاد.

2- تداعيات اكتشافات الغاز في شرق المتوسط على المستويين الإقليمي والعالمي

كانت الأردن محط أنظار الشركات المطورة لاكتشافات الغاز في شرق المتوسط، كسوق محتمل للغاز، وذلك بسبب توقف إمدادات الغاز الطبيعي من مصر عبر خط الغاز

العربي منذ منتصف عام 2013، بالإضافة إلى حاجة الأردن الشديدة إلى استيراد الغاز لتلبية احتياجات عدة قطاعات، وبالأخص قطاع الكهرباء الذي تكبد خسائر فادحة بسبب فاتورة استيراد الوقود السائل ليحل محل الغاز المصري. وقد أسفر ذلك عن توقيع الأردن عدة اتفاقيات لاستيراد الغاز من هذه الاكتشافات. كما كانت مصر أيضاً، وبالرغم من ما حققته من اكتشافات ضمن نطاق مياهها الاقتصادية الخالصة، محل أنظار الشركات القائمة بعمليات الاستكشاف والتطوير في المناطق الاقتصادية الخالصة لباقي دول شرق المتوسط، لأنها تملك محطات لإسالة الغاز وغير مستغلة، ومن ثم يمكن الاستفادة منها كوجهة لإعادة التصدير، ولأنها تشهد طلب محلي على الغاز يفوق الإنتاج. وقد أسفر ذلك عن توقيع عدة اتفاقيات لتصدير الغاز كما هو مبين بالجدول-2.

الجدول -2: اتفاقيات تصدير غاز شرق المتوسط إلى الأسواق الإقليمية

المشتري		المصدر	إجمالي الكمية التعاقدية		المعدل		فترة التعاقد	الإيرادات المتوقعة	تاريخ التوقيع
			مليار متر^3	تريليون قدم^3	مليار متر^3/السنة	مليون قدم^3/يوم	سنة	مليار دولار	
الأردن	شركة البوتاس العربية وشركة بروميين الأردن	حقل "تمار"	1.86	0.066	0.124	12	15	أقل من 1 مليار دولار	فبراير 2014
	شركة الكهرباء الوطنية الأردنية	حقل "ليفياثان"	45	1.6	3	290	15	10	سبتمبر 2016
مصر	شركة دولفينوس	حقل "تمار"	32.5	1.15	3.25	350 (متقطع)	10	7	فبراير 2018
	شركة دولفينوس	حقل "ليفياثان"	32.5	1.15	3.25	350	10	7	فبراير 2018
	شركة UnionFenosa	حقل "تمار"	67.5	2.5	4.5	450	15	غ.م	مايو 2014 (خطاب نوايا)
	شركة BG (Shell)	حقل "ليفياثان"	105	3.75	7	700	15	غ.م	يونيو 2014 (خطاب نوايا)
الإجمالي			**284.4**	**10.216**	**21.21**	**2,161**	**-**	**-**	**-**

كما يعد السوق الأوروبي "وجهة مثالية" لصادرات الغاز المحتملة من منطقة شرق المتوسط، وذلك لموقعه القريب من المنطقة من ناحية، ولحاجة أوروبا إلى تنويع مصادر إمداداتها من الغاز من ناحية أخرى بما يحقق أمنها الطاقوي. حيث تعد روسيا المصدر الرئيسي لإمدادات الغاز إلى أوروبا بحصة تصل إلى 33% من إجمالي

الطلب، ومن المتوقع أن تزيد درجة اعتماد أوروبا على واردات الغاز مستقبلا بسبب تراجع إنتاج الحقول الواقعة في بحر الشمال. وهنا تكمن أهمية شرق المتوسط كمصدر محتمل يساهم في تلبية احتياجات أوروبا المستقبلية من الغاز.

لذا فإن بزوغ نجم منطقة شرق المتوسط كمنطقة غنية بالغاز، وتسارع الدول المطلة عليها نحو تنمية الاكتشافات الحديثة بشكل متكامل بينهم، وتحقيق اكتشافات جديدة كبيرة على مقياس عالمي يمكن تطويرها في المستقبل، قد يسهم بشكل فعال في تحويل شرق المتوسط إلى مصدر محتمل يمد أوروبا بالغاز على المدى الطويل. فالمنطقة تملك قدرات تصديرية تصل إلى 2.9 مليار قدم مكعب/ اليوم، وذلك وفق الاكتشافات الحالية وخطط التطوير الجاري تنفيذها، وقد ترتفع الكميات مستقبلا إلى أكثر من 5 مليار قدم مكعب/اليوم في ضوء ما قد تسفر أنشطة البحث الجارية في أكثر من 30 قطاعاً قبالة سواحل قبرص، ولبنان، ومصر وفلسطين المحتلة. وهذا الفائض يتماشى مع النمو المتوقع في زيادة واردات أوروبا من الغاز مستقبلاً والمقدر بنحو 5 مليار قدم مكعب/اليوم.

ولترجمة تحويل منطقة شرق المتوسط وتحديداً من قبرص، وفلسطين المحتلة، ومصر كمصدر محتمل يساهم في تلبية الاحتياجات المستقبلية لأوروبا من الغاز، فهناك عدة سيناريوهات مقترحة لاستغلال الموارد المكتشفة، لكن بعضها لا يزال يواجه بعض الصعوبات الفنية والاقتصادية، ومنها الاستيراد مباشرة من فلسطين المحتلة بواسطة ناقلات الغاز الطبيعي المسال. أو إنشاء خط أنابيب يربط فلسطين المحتلة بقبرص ويمر عبر اليونان ومنها إلى أوروبا وهو مقترح يدعمه الاتحاد الأوروبي. كما يمكن استغلال البنية الأساسية المتاحة لدى مصر وغير مستغلة بشكل كامل لتجميع ونقل غاز شرق المتوسط إلى أوروبا، وهو الأقرب إلى التنفيذ على المدى القصير.

المراجع

المراجع باللغة العربية

- الأمم المتحدة، اتفاقية الأمم المتحدة لقانون البحار، 1982 http://www.un.org/Depts/los/convention_agreements/texts/unclos/unclos_a.pdf
- أوابك، تقرير الأمين العام السنوي الحادي والأربعون، 2014.
- أوابك، التقرير الإحصائي السنوي، 2017.
- أوابك، ورقة جمهورية مصر العربية المقدمة إلى الاجتماع الحادي عشر لفريق عمل بحث إمكانيات التعاون في مجال إستثمار الغاز الطبيعي في الدول الأعضاء، القاهرة 4-5 تشرين الأول/أكتوبر 2011
- أوابك، ورقة جمهورية مصر العربية المقدمة إلى الاجتماع الثاني عشر للخبراء حول بحث إمكانيات التعاون في مجال استثمار الغاز الطبيعي في الدول الأعضاء، القاهرة 9-10 تشرين الأول/أكتوبر 2012.
- الاتحاد العربي للكهرباء، النشرة الإحصائية، الإصدارات السنوية (2017/2016/2015/2014/2013/2012/2011/2010/2009/2008/2007) http://auptde.org/Publications.aspx?lang=ar&CID=40
- وزارة البترول والثروة المعدنية المصرية، " « شروق» أكبر كشف غازى يتحقق فى مصر والبحر المتوسط "، بيان صحفي، 30 أغسطس 2015. http://www.petroleum.gov.eg/ar/MediaCenter/LocalNews/Pages/mop_30082015_1.aspx
- وزارة البترول والثروة المعدنية، جمهورية مصر العربية، " اتفاق مصري قبرصي لإنشاء خط أنابيب بحرى من حقل أفروديت إلى تسهيلات الإسالة بمصر"، بيان صحفي 19 سبتمبر 2018 http://www.petroleum.gov.eg/ar/MediaCenter/LocalNews/Pages/mop_24092018_02.aspx
- الموقع الرسمي للشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية http://www.egas.com.eg/home.aspx
- مجلة البترول المصرية،" الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية"، عدد ديسمبر 2017، صفحة 32.

- الموقع الرسمي لوزارة البترول والثروة المعدنية المصرية

http://www.petroleum.gov.eg/ar/Pages/default.aspx

- الموقع الرسمي للهيئة العامة لشئون المطابع الأميرية/الوقائع المصرية والجريدة الرسمية

http://alamiria.com/index_1.html

- هيئة إدارة قطاع البترول-لبنان، " تقويم العروض-دورة التراخيص الأولى في لبنان".
http://www.lpa.gov.lb/pdf/Bidding%20process%20for%20Lebanon's%20first%20offshore%20licensing%20round.pdf

- هيئة إدارة قطاع البترول-لبنان، "رسوم دفتر الشروط الخاص بدورات التراخيص في المياه البحرية ونموذج اتفاقية الاستكشاف والانتاج"
http://www.lpa.gov.lb/pdf/Decree%20%2043%20-%20TP%20-%20Rev%206%20-%2029-09-2015.pdf

- هيئة إدارة قطاع البترول، " قطاع النفط والغاز في لبنان"
http://www.lpa.gov.lb/pdf/Lebanon's%20oil%20and%20gas%20sector_ar.pdf

- الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية "إيجاس"، التقرير السنوي 2015/2014.

http://www.egas.com.eg/docs/pdf/Egas_AR_2015_Final%20@3-9-2015.pdf

- وزارة البترول والثروة المعدنية، " توقيع مذكرة تفاهم للتعاون في مجال البترول والغاز بين مصر وقبرص"، بيان صحفي، فبراير 2015.

http://www.petroleum.gov.eg/ar/MediaCenter/LocalNews/pages/16022015_2.aspx

- وزارة الطاقة والمياه اللبنانية- ورقة سياسة قطاع الكهرباء 2010.
http://www.energyandwater.gov.lb/mediafiles/articles/doc-99807-20161206124311.pdf

- وائل حامد عبد المعطي،" واقع وآفاق صناعة وتجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية"، أوابك، مجلة النفط والتعاون العربي، المجلد الأربعون 2014، العدد 150، صفحة 109-247.

المراجع باللغة الإنجليزية

- Alan Townsend;" Around the World in FSRU's"; The world Bank, October 2015.
https://energypedia.info/images/4/40/Around_the_World_in_FSRUs.pdf

- British Petroleum (BP);" BP Statistical Review of World Energy, 2018".
https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf

- British Petroleum (BP);" BP makes second significant gas discovery in Egypt's East Mediterranean sea"; Press Release, March 9, 2015. https://www.bp.com/en/global/corporate/media/press-releases/bp-makes-second-gas-discovery-egypt.html

- British Petroleum (BP);" BP makes third gas discovery in North Damietta Concession, East Nile Delta, Egypt"; Press Release, 27 March, 2017. https://www.bp.com/en/global/corporate/media/press-releases/bp-makes-third-gas-discovery-in-east-nile-delta.html

- British Petroleum (BP); Press Release;" BP makes a significant deep gas discovery in Egypt's West Nile Delta"; November 23, 2010. https://www.bp.com/en/global/corporate/media/press-releases/bp-makes-a-significant-deep-gas-discovery-in-egypts-west-nile-delta.html

- British Petroleum(BP); " BP announces start of production from West Nile Delta development achieving first gas eight months ahead of schedule and production 20 percent above plan"; Press Release, May 10, 2017. https://www.bp.com/en/global/corporate/media/press-releases/bp-announces-start-of-production-from-west-nile-delta-development.html

- British Petroleum (BP); BP discovers gas in Salamat well in Egypt"; Press Release, September 9, 2013. https://www.bp.com/en/global/corporate/media/press-releases/bp-discovers-gas-in-salamat-well-in-egypt.html

- British Petroleum(BP); " BP begins production from Egypt's Atoll gas field seven months ahead of schedule"; Press Release, February 12, 2018. https://www.bp.com/en/global/corporate/media/press-releases/bp-begins-production-from-egypts-atoll-gas-field-seven-months-ahead-of-schedule.html

- Cedigaz, Natural Gas in the World Annual Reports, 2006/2007/2008/2009/2010/2011/2012/2013/2014/2015/2016/2017.

- Cedigaz; Cedigaz, The 2017 Natural Gas Year in Review- early estimates, May 2018.

- Cedigaz, Medium and Long Term Natural Gas Outlook 2017.

- Cedigaz;" Another Major Gas field "; Cedigaz News Report CNR54-1; December 15, 2014.

- César Abi Khalil (Minister of Energy and Water);" A National Energy Strategy for Lebanon"; Lebanese National Energy Conference; October 28, 2017. lnelebanon.org/pdfs/lne8.pdf

- Cozzi A. et al., " Zohr Giant Gas Discovery – A paradigm shift in Nile Delta and East Mediterranean exploration"; Discovery Thinking Forum, AAPG/SEG International Conference & Exhibition 2017, London 16th October 2017. http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/20414cozzi/ndx_cozzi.pdf.html
- Dea Group;" West Nile Delta Project" https://www.dea-group.com/en/projects/west-nile-delta
- Delek Group Presentation, 2Q 2013 https://ir.delek-group.com/static-files/68ddee70-aadb-4af6-83cf-9a036900d786
- Delek Group Presentation, April 2014. https://ir.delek-group.com/static-files/b56a9179-3860-470f-abbe-437254e2bda4
- Delek Group Presentation; December 2016. https://ir.delek-group.com/static-files/ade9e5af-be2f-480a-b383-1f0ba652a9d1
- Delek Group Presentation; December 2015. https://ir.delek-group.com/static-files/b085b31c-6090-463f-8fa4-cf94b7a90530
- Delek Group; "Contract for the Export of Natural Gas from the Tamar Project to Consumers in Egypt"; 18 Mar 2015. https://ir.delek-group.com/static-files/73179a74-8d3a-4e61-bf03-8d8488f76ab7
- Delek Group; "Letter of Intent to Export Natural Gas from the Leviathan Project for Consumers in Egypt"; Press Release; 24 November 2015. https://ir.delek-group.com/static-files/ee27ceb0-38ce-4b44-9ecd-04c0f4b60dec
- Delek Group Presentation; September 2017 https://ir.delek-group.com/static-files/b0657b73-134e-4383-8d3d-0c7300db7c13
- Elia, C., Konstantopoulos, P., Maravelis, A., & Zelilidis, A. (2016). The tectono-stratigraphic evolution of Eastern Mediterranean with emphasis on Herodotus Basin prospectivity for the development of hydrocarbon fields. Bulletin of the Geological Society of Greece, 47(4), 1970-1979. https://ejournals.epublishing.ekt.gr/index.php/geosociety/article/viewFile/11006/11048.pdf
- Eni;" Zohr Discovery Preliminary Development Plan"; Cairo, September 13, 2015.
- Eni; " Eni and BP complete the sale of 10% of Shorouk, offshore Egypt"; Press Release, February 13, 2017. https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/media/press-release/2017/02/Eni_Zohr_PR.pdf

- Egypt Oil & Gas Newspaper; " EGAS Awards three Mediterranean blocks in the Mediterranean"; Issue.39, March 2010.

- European Commission ; "Eastern Mediterranean Natural Gas Pipeline – Pre-FEED Studies", May 2015.
https://ec.europa.eu/inea/sites/inea/files/7.3.1-0025-elcy-s-m-15_action_fiche_final_2.pdf

- Elisa Scarpa (Edison EDF Group);" Recent developments and features in the European power generation mix: a new role for gas?"; International Gas Summit, Nice, France, 28-29 November 2016.

- Eurostat Website, Energy Statistics.
http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy

- Energean Oil& Gas; "Energean awarded five exploration licenses"; Press Release; December 13, 2017.
https://www.energean.com/media/2349/20171213-energean-press-release-israel-awards-five-offshore-licences.pdf

- Eni;"Eni discovers a supergiant gas field in the Egyptian offshore, the largest ever found in the Mediterranean Sea"; Press Release; 30 August 2015.
http://www.eni.com/en_IT/attachments/media/press-release/2015/08/PR_EniEgypt_eng.pdf

- Eni;" Eni announces a gas discovery Offshore Cyprus"; Press release; February 2,2018.
https://www.eni.com/en_IT/media/2018/02/eni-announces-a-gas-discovery-offshore-cyprus

- EVA- Quarterly LNG Outlook, 2017.

- GazpromExport website:
http://www.gazpromexport.ru/en/projects/transportation/

- Gurel A., " Eastern Mediterranean Gas: Source of Prosperity for the Region?"; IAI, The Future of Natural Gas : Markets and Geopolitics, 2016, P 117-137.
http://www.iai.it/sites/default/files/iai-ocp_gas.pdf

- G. Shammas (Cyprus Energy Regulatiry Authority);" Cyprus Potential Role in the East Med Energy Developments"; Sabanciuniversity , Istanbul, Turkey; November 19, 2013.
https://www.kcl.ac.uk/sspp/departments/warstudies/research/groups/eucers/events/ppt-shammas-east-med-gas.pdf

- GeoExpro;" Exploration Update - Cyprus :Non-Commercial but Encouraging Discovery"; Vol.14, No.5, 2017. https://www.geoexpro.com/articles/2017/11/are-there-any-hydrocarbons-in-cyprus
- CGGVeritas;" IS-SYRIA-05 - Offshore 2D Survey-Syria". https://www.cgg.com/data/1/rec_docs/1883_syria.pdf
- Hydrocarbon Service/Ministry of Energy, Commerce, Industry and Tourism;" Granted Licenses". http://www.mcit.gov.cy/mcit/hydrocarbon.nsf/page16_en/page16_en?OpenDocument
- Interfax Global Energy;" Eni takes 50% in Cyprus Block 10"; March 8,2017.
- International Group of LNG Importers(GIIGNL); "The LNG industry annual report"; 2006/2007/2008/2009/2010/2011/2012/2013/2014/2015/2016/2017. https://giignl.org/publications
- International Energy Agency (IEA), Statistical Data Base. https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/
- I. Opportunity Energy Resources LP;" Royee License" http://www.oilandgas.co.il/englishsite/assetsmap/gal-early-permit.aspx
- I. Opportunity Energy Resources LP;" Ishai License" . http://www.oilandgas.co.il/englishsite/assetsmap/pelagic-licenses.aspx
- IENE; " Lebanon's Offshore Gas Estimated at 25 TCF"; September 27, 2012. http://www.iene.gr/page.asp?pid=1783&lng=2
- Kassinis.S (MCIT-Energy Service); " Offshore Cyprus Hydrocarbon Exploration Activities"; PETEX 2010; London UK, November 24, 2010.
- Kassinis.S (MCIT-Energy Service); " Offshore Cyprus Hydrocarbon Exploration Activities"; Nicosia, December 5, 2012. http://slideplayer.com/slide/747835/
- LNG World News;" Noble Finds Gas Off Cyprus"; December 28, 2011. https://www.lngworldnews.com/noble-finds-gas-off-cyprus/
- Middle East Energy Survey (MEES);" EGPC Announces First E&P Bid Round For 1998"; Vol. 41, No.2, January 12, 1998.
- Middle East Energy Survey (MEES);" EGPC Approves Concession Offers From Amoco/Elf And Shell"; Vol.41, No.33, August 17, 1998.

- Middle East Energy Survey (MEES);" Egypt Signs E&P Agreements With Shell and ENI For Two Blocks In Offshore Mediterranean"; Vol.42, No.13, March 19, 1999.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Shell Optimistic About Prospects of NEMED Mediterranean Deep Offshore Block"; Vol.44, No.7, February 21, 2001.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Egypt Proven Natural Gas Reserves Reach 55 Trillion Cu Ft"; Vol.44, No.42, October 15, 2001.
- Middle East Energy Survey (MEES);"Shell Shooting New Round Of 3D Seismic on Egypt's Offshore NEMED Block"; Vol.44, No.50, December 10, 2001.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Shell Announces NEMED Deep-Water Discovery"; Vol.46, No.48, December 1, 2003.
- Middle East Energy Survey (MEES)," Shell Announces Two Deepwater Discoveries in NEMED Block"; Vol.47, No.8, February 24, 2004.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Shell Seeks Sufficient Gas Reserves in NEMED Block to Launch LNG Train"; Vol.48, No.52, December 26, 2005.
- Middle East Energy Survey (MEES)," Shell Egypt Kicks Off Ultra-Deep-Water Drilling Program In NEMED Block"; Vol.50, No.7, February 12, 2007.
- Middle East Energy Survey (MEES);" BP/RWE Dea Announce Ruby-2 Gas Discovery Offshore Alexandria"; Vol.46, No.45, November 10, 2003.
- Middle East Energy Survey (MEES);" BP Makes New Gas Discovery In the Deep Mediterranean Concession"; Vol.47, Issue.31, August 2, 2004.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Egypt Gas Output At Record Levels As Cairo Launches Bid Rounds"; Vol.61, No.21, May 2018.
- Middle East Energy Survey (MEES);" BP Announces Natural Gas Discovery In Egyptian Offshore"; Vol.44, No.24, June 11, 2001.
- Middle East Energy Survey (MEES);" BP Announces Gas Find In Offshore North Alexandria Concession"; Vol.44, No. 30, July 23, 2001.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Egypt Launches 2002 Upstream Licensing Round"; Vol.45, No.20, May 20, 2002.
- Middle East Energy Survey (MEES);" EGAS Launches Licensing Round For Nine Blocks In Offshore Mediterranean, North Sinai"; Vol.47, No.36, September 6, 2004.

- Middle East Energy Survey (MEES);" EGAS And Ganoub El Wadi Invite Bids For 20 Blocks"; Vol.49, No.9, February 27, 2006.
- Middle East Energy Survey (MEES);" EGAS Launches New Bid Round As Ministry Finalizes Gas Price Amendments"; Vol.51, No.39, September 29, 2008.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Egypt Awards Four Offshore Gas Blocks Following August 30 tcf Discovery"; Vol.58, No.41, October 9, 2015.
- Middle East Energy Survey (MEES); "Egypt Gas Turns the Corner, But Can It Maintain Investment?"; Vol.61, No.7, February 16, 2018.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Egypt Touts Block Awards But IOC Debts Mount"; Vol.56, No.46, November 8, 2013.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Lebanon Takes Vital Steps To Opening Up Offshore Exploration"; V60, N01, January 06,2017.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Lebanon Takes Vital Steps To Opening Up Offshore Exploration"; V60, N01, January 06,2017.
- Middle East Energy Survey (MEES);" East Med Gas: Troubled Waters"; Vol.61, No.7, February 16, 2018.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Syria Opens Offshore Blocks To International Bidding For First Time"; Vol.50, No.20, Ma 14, 2007.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Eastern Mediterranean States Keen To Test Offshore Waters"; Vol.50, No.21, May 21, 2007.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Egypt Gas Output Set To Hit 5-Year High By Year-End"; Vol.60, No.41, October 13, 2017.
- Middle East Energy Survey (MEES);" First Gas Discovery Offshore Gaza Announced By BG International And CCC"; Vol.43, No.40, October 2, 2000.
- Middle East Energy Survey (MEES);" I. Faces Power Crunch, As Gas Supplies Dwindle"; Vol.: 5, No 43; October 27, 2008.
- Middle East Energy Survey (MEES); " Leviathan 3TCF Boost"; V57; N29; July 18, 2014.
- Middle East Energy Survey (MEES);" ENI/Kogas Secure Deal For Cyprus Offshore Gas Exploration"; Vol.56, No.5, February 1,2013.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Total Wins Cyprus Blocks"; Vol.56, No.6, February 8, 2013.

- Middle East Energy Survey (MEES);" Cyprus Disappoints"; Vol.58, No.1, January 2, 2015.
- Middle East Energy Survey (MEES);" End of the Road for Cyprus Gas Hub Dreams"; Vol.58, No.15, April 10, 2015.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Total Wins Cyprus Blocks"; Vol.56, No.6, February 8, 2013.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Cyprus LNG plans wobble"; V56N41; October 11, 2013.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Syria Launches Bid Round For Three Offshore Blocks"; Vol.54, N.14, April 1, 2011.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Cyprus: Total Spuds Key Wildcat As Unification Talks Collapse"; Vol.60, No.58, july 14, 2017.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Cyprus Launches New Bid Round: Will There Be Eni Interest?"; V59, No.12, March 25, 2016.
- Middle East Energy Survey (MEES);" ExxonMobil, Statoil & QP make first forays into Cyprus' offshore"; V59, No.30; July 29, 2016.
- Middle East Energy Survey (MEES); "Cyprus Exploration: Crunch Period Nears"; Vol.61, No.18, May 4, 2018.
- Middle East Energy Survey (MEES); " BP's WND Start Up"; Vol.58, No.19, May 12, 2017.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Eni Greenlights Egypt's Zohr"; Vol.56, No.12, March 25, 2016.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Zohr Almost There As Egypt Plots Further Gas Gains"; Vol.60, No.31, August 4, 2017.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Aphrodite Plan Filed"; Vol.58, No.24, June 12, 2015.
- Middle East Energy Survey (MEES);"Lebanon LNG Imports A Distant Prospect Amid Bidding Confusion"; Vol. 56, No. 51/52, December 20, 2013.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Lebanon's LNG Import Plans Inch Forward"; Vol. 57, No. 14, April 4, 2014.

- Middle East Energy Survey (MEES);" Lebanon's Gas Hype: Is It All Hot Air?"; Vol. 61, No.17, April 27, 2018.
- Middle East Energy Survey (MEES);' Lots of Gas But Where's The Market?"; Vol.60, No.40, April 14, 2017.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Struggles To Attract Interest In Offshore Acreage"; Vol.59, No.39, September 30, 2016.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Cyprus Exploration: Crunch Period Nears"; Vol.61, No. 18, May 4, 2018.
- Middle East Energy Survey (MEES); " Leviathan Advances"; Vol.60, No.8, February 24, 2017.
- Middle East Energy Survey (MEES);" Egypt Gas Output At Record High As Zohr Hits 2bn cfd"; Vol.16, N.37, September 14, 2018.
- Ministry of Energy and Water Resources/Petroleum administration;" Lebanon First Offshore Licensing Round Pre-Qualification Results"; April 18, 2013. http://www.lpa.gov.lb/pdf/Pre-Qualification%20Results%20Presentation.pdf
- Ministry of Energy and Water Resources/Petroleum administration;" Lebanon First Offshore Licensing Round Pre-Qualification Results"; April 18, 2013. http://www.lpa.gov.lb/pdf/Pre-Qualification%20Results%20Presentation.pdf
- Mona Sukkarieh; "The energy landscape in the East Mediterranean"; Middle East Strategic Perspectives (MESP); January 21, 2016. https://www.mesp.me/wp-content/uploads/2016/01/The-energy-landscape-in-the-eastern-mediterranean.pdf
- Middle East Energy Survey (MEES),"BP Still Owed $2.3Bn In Egypt"; Vol.60, No.10, March 6, 2015.
- Ministry of energy;" Bid Round Block Delineation". http://www.energy-sea.gov.il/English-Site/Pages/1ST%20Bid%20Round/Tender_Block_Delineation.aspx
- Ministry of Energy; "Minister of Energy announced the launching of a first bid round"; November 15, 2016. http://www.energy-sea.gov.il/English-Site/Lobby/Articles/Pages/Minister-of-Energy-announced-the-launching-of-a-first-bid-round-.aspx
- Ministry of Energy, Commerce, Industry and Tourism;" Announcement regarding the drilling of "Onesiphoros West 1" well in Block 11, within the Exclusive Economic Zone of the Republic of Cyprus;" July 12, 2017.

http://www.mcit.gov.cy/mcit/hydrocarbon.nsf/All/2F2E0D3F1447FBAEC225816300336DF0?OpenDocument

- Ministry of Energy;" Petroleum Council Approved the Winning Bids"; Press Release; December 11, 2017. http://www.energy-sea.gov.il/English-Site/Lobby/Articles/Pages/Petroleum-Council-Approved-the-Winning-Bids.aspx

- Ministry of Commerce, Industry and Tourism/ Republic OF Cyprus;" 2nd Licensing Round Offshore Cyprus 2012". http://www.mcit.gov.cy/mcit/hydrocarbon.nsf/All/AF4DB4AEBBE418AEC2257F5A00310F7D/$file/Guidance_Note_2LR.pdf

- Mubadala Petroleum; "Mubadala Petroleum completes the acquisition of a 10 percent interest in the Shorouk Concession in Egypt"; Press Release; June 20, 2018. https://www.mubadala.com/en/news/mubadala-petroleum-completes-acquisition-10-percent-interest-shorouk-concession-egypt

- Natural Gas Public Company (DEFA);" Energy Market in Cyprus: Natural Gas Changing the Picture"; December 2012. https://www.defa.com.cy/presentations/4Dec12UBIFRANCEGREECE_atKEVE_.pdf

- Noble Energy; "Noble Energy Announces LOI with UnionFenosa Gas"; May 5, 2014 http://investors.nblenergy.com/news-releases/news-release-details/noble-energy-announces-letter-intent-union-fenosa-gas-export

- Noble Energy; "Noble Energy Announces LOI for Leviathan Export", Press Release; June 30 .2014. http://investors.nblenergy.com/news-releases/news-release-details/noble-energy-announces-letter-intent-leviathan-export

- Noble Energy; " Noble Energy Announces Execution of Gas Sales Agreements for Export of Gas to Egypt"; Press Release; February 19, 2018. https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/72207/000007220718000016/nbl-20171231ex997.htm

- NewBase; "Israel bid round ends in disappointment"; Week 46, Issue 652, November 21, 2017. https://newsbase.com/topstories/israel-bid-round-ends-disappointment

- Ministry of energy;" Exploration History"; http://www.energy-sea.gov.il/English-Site/Pages/Oil%20And%20Gas%20in%20Israel/History-of-Oil--Gas-Exploration-and-Production-in-Israel.aspx

- Offshore' "CGGVeritas supports Syrian bid round with seismic datasets**"; April 4, 2011.**
  http://www.offshore-mag.com/articles/2011/04/cggveritas-supports.html
- Oikonomopoulos K., and Stambolis C. (IENE); " Hydrocarbon Exploration and Production in the East Mediterranean and the Adriatic Sea"; IENE's International Workshop, Athens, April 26-27,2012. http://www.iene.gr/articlefiles/hydrocarbon%20exploration.pdf

- OilPrice;" Syria signs first-ever offshore oil deal, with Russia"; December 26, 2013. https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Syria-Signs-First-Ever-Offshore-Oil-Deal-with-Russia.html

- Offshore-technology; " Atoll Gas Field, North Damietta Offshore Concession, East Nile Delta".
  https://www.offshore-technology.com/projects/atoll-gas-field-north-damietta-offshore-concession-east-nile-delta/

- PGS;" PGS Signs Significant MultiClient Deal for Egypt"; June 29, 2015.
  https://www.pgs.com/media-and-events/news/pgs-signs-significant-multiclient-deal-for-egypt/

- Pa squale DI MICCO," The prospect of Eastern Mediterranean gas production: An Alternative Energy Supplier for the EU"; European Parliament, April 2014.
  http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/briefing_note/join/2014/522339/EXPO-AFET_SP%282014%29522339_EN.pdf

- Stelios Bikos, Head of Commercial Division/DEFA," "DEPA Prepares for the Energy Challenges in SE Mediterranean"; HAEE Energy Workshop 2017 Athens, 2 October 2017.
  https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwie7pDWyOvbAhVQF8AKHcfHDaQQFgglMAA&url=https%3A%2F%2Fwww.haee.gr%2Fmedia%2F1990%2F%25CE%25BC%25CF%2580%25CE%25B9%25CE%25BA%25CE%25BF%25CF%2583.pptx&usg=AOvVaw3sLU6Ase3cYy-tQOqctxEq

- S. Sieradzki, GLE Vice President;" The Use of LNG as a Fuel-Infrastructure"; "3rd International LNG Summit"; Hamburg, Germany: 25-26 April 2018.

- S. Kassianides (NATURAL GAS PUBLIC COMPANY "DEFA"; Shaping the Natural Gas Market of Cyprus"; New York, November 29, 2017
  http://www.amchamcyprus.com.cy/wp-content/uploads/2018/01/Symeon-Kassianides-The-Cyprus-LNG-Import-Project.pdf

- Sara Haggas; “Offshore Levant Basin: Time to re-evaluate the prospectivity of the eastern Mediterranean region?”; PESGB 2010.
https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjX08PRxevbAhWTXsAKHfZlCXEQFggIMAA&url=https%3A%2F%2Fwww.jiscmail.ac.uk%2Fcgi-bin%2Fwebadmin%3FA3%3Dind1008%26L%3DINT-BOUNDARIES%26E%3Dbase64%26P%3D64115%26B%3D--_003_FB174BBBB028504C803F96AFDD54340DC5A288F32BENG2PMAI03CCR_%26T%3Dapplication%252Fpdf%3B%2520name%3D%2522PESGB%25202010.pdf%2522%26N%3DPESGB%25202010.pdf%26attachment%3Dq&usg=AOvVaw0s3GlcI5kqNzp09dczL-r9

- Steven Bowman and Toril Leite Jensen (CGGVeritas); “ Syrian Offshore: Exciting New Frontier”; GEoExpro; Vol. 8, No. 3 – 2011.
https://www.geoexpro.com/articles/2011/03/syrian-offshore-exciting-new-frontier

- Tamar Petroleum; "Investors Presentation"; February 2018.
https://ir.tamarpetroleum.co.il/wp-content/uploads/2018/02/Tamar-P-Investors-Presentation-Feb-2018-Eng.pdf

- Tareq Baconi (European Council on Foreign Relations);” Pipelines and Pipedreams: How the EU can Support a Regional Gas Hub in the Eastern Mediterranean"; April 2017.
http://www.ecfr.eu/publications/summary/pipelines_and_pipedreams_how_the_eu_can_support_a_regional_gas_hub_in_7276

- Transmission System Orerator Cyprus (TSO) website:
https://www.dsm.org.cy/en/home

- Upstream Online;" Frontier Mediterranean acreage opening up in exploration drive"; March 9, 2018.
http://www.upstreamonline.com/hardcopy/1444506/frontier-mediterranean-acreage-opening-up-in-exploration-drive

- USGS; “Assessment of Undiscovered oil and Gas Resources of the Levant Basin Province East Mediterranean”; Fact Sheet 2010-3014, March 2010.
https://pubs.usgs.gov/fs/2010/3014/pdf/FS10-3014.pdf

- USGS;” assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Nile Delta Basin Province, East Mediterranean”; Fact Sheet 2010-3027, May 2010.
https://pubs.usgs.gov/fs/2010/3027/pdf/FS10-3027.pdf

- Øystein Lie, PGS;" Egypt’s West Mediterranean Sea: A New Opportunity"; London, October 2010.
http://d8d673da5f0d55e3ea5a-6496b70fad7e6663b590babbc0242de1.r89.cf1.rackcdn.com/FP%2020.10.2015%20PGS-GeolSoc_%C3%98ystein%20Lie.pdf

- WorldOil; " EMGC '18: Cyprus to import gas via FSRU to meet EU GHG targets"; March 22, 2018.
http://www.worldoil.com/news/2018/3/22/emgc-18-cyprus-to-import-gas-via-fsru-to-meet-eu-ghg-targets

- Wissam Zahabi (Lebanon Petroleum Administration, LPA); " Lebanon Oil and Gas Sector: Challenges and Opportunities "; June 2016
https://www.lebanon2025.com/uploads/5/9/4/1/59410383/lebanon_oil_and_gas_sector_challenges_and_opportunities.pdf

Current and Prospects of Natural Gas in the East Mediterranean Region

East Mediterranean region has become the center of attention in the recent years, thanks to several successful gas discoveries like " Aphrodite" in 2011 in the EEZ of Cyprus and " Zohr" in 2015 in the EEZ of Egypt. From geological perspective, east Mediterranean region has two sedimentary basins "Levant and Nile delta". The two basins encompass approximately 333,000 km^2 of the east Mediterranean area. According to USGS estimates published in 2010, the volume of undiscovered technically recoverable gas resources in the two basins is 345 tcf. Thus, the east Mediterranean region can be considered as a rich gas province with a potential to be a regional gas hub.

This study sheds light on the gas discoveries in the east Mediterranean region and their regional and global implications. The study is divided into three chapters: chapter-**I** provides an overview on the sedimentary basins in the region and the mean estimates of its undiscovered, technically recovered hydrocarbon resources.

Chapter-**II** addresses the development plans of recent gas discoveries in the east Mediterranean region and how they can help to meet the growing demand on gas in this region.

Chapter-**III** addresses the implications of gas discoveries on the regional and global levels. It also provides different scenarios to covert the east Mediterranean region into a gas hub that can act as a potential supplier to Europe in the near and far future.

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)