منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول
(أوابك)

# الغاز الطبيعي المسال ودوره في مواجهة الطلب العالمي على الطاقة

دولة الكويت : كانون الأول / ديسمبر 2017

## 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)

# الغاز الطبيعي المسال ودوره في مواجهة الطلب العالمي على الطاقة

دولة الكويت : كانون الأول / ديسمبر 2017

# مقدمة

تتنامى أهمية صناعة وتجارة الغاز الطبيعي المسال عالمياً، ويعود ذلك إلى المرونة التي تتسم بها الصناعة، والتطور التكنولوجي الهائل في كافة مراحلها بداية من مرحلة الإسالة ومروراً بالنقل وحتى مرحلة الاستقبال في البلد المستورد، إضافة إلى دورها المحوري في تعزيز أمن الطاقة بمفهومه الشامل. فمن جانب الدول المصدرة، تساهم مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال في تنويع أسواقها، والوصول بإمدادات الغاز إلى مراكز الاستهلاك البعيدة التي يصعُب فنياً واقتصادياً الوصول إليها عبر خطوط الأنابيب. أما الدول المستوردة، فيمكّنُها الغاز الطبيعي المسال من تنويع مصادر وارداتها وتجنُّب الاعتماد على مصدر واحد.

وبالرغم من أن صناعة الغاز الطبيعي المسال حديثة نسبياً، إلا أنها شهدت تطورات عديدة هامة حتى أصبحت تمثل الملمح الأبرز لتطور صناعة الغاز. فقد توسعت العديد من الدول في تنفيذ مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال، ومن ثم نمت الطاقة الإنتاجية العالمية (الاسمية) بشكل هائل وبلغت قرابة 340 مليون طن/السنة نهاية عام 2016، مقارنة بـ 1 مليون طن/السنة عام 1964. بيد أن التطور الأبرز قد ظهر خلال العقدين الماضيين في الفترة (1996 – 2016) مقارنة بالعقود الثلاثة السابقة لهذه الفترة. وذلك بفضل المشاريع الكبرى التي نفذتها دولة قطر والتي مكنتها من تبوء المرتبة الأولى عالمياً كأكبر منتج للغاز الطبيعي المسال.

وتتسم صناعة الغاز الطبيعي المسال بأنها صناعة باهظة التكاليف خاصة في مرحلة الإسالة، وهو ما يجعل قرار الاستثمار في مشروع لتصدير الغاز الطبيعي المسال **"قراراً استراتيجياً"** يحتاج إلى تحليل دقيق للأسواق

المستهدفة، وتوقعات الطلب المستقبلي على الغاز في الأسواق الرئيسية، وتوقيع اتفاقيات بيع وشراء مسبقة مع المستهلكين لتسويق إنتاج المشروع بأسعار مقبولة وبما يضمن تحقيق عائدات مالية مجدية اقتصادياً طوال فترة تشغيله.

وقد كان لتراجع أسعار النفط والغاز الطبيعي المسال في السنوات الأخيرة الماضية، أثراً بالغاً على اتخاذ قرارات الاستثمار النهائية في مشاريع إسالة جديدة، حيث أصبحت الشركات العالمية أكثر تحوطاً نحو ضخ استثمارات جديدة، خاصة في ظل تخمة المعروض من إمدادات الغاز الطبيعي المسال نتيجة تشغيل المشاريع الجديدة في أستراليا، وتشغيل أولى مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال على خليج المكسيك في الولايات المتحدة. حيث شكل ذلك ضغطاً إضافياً على أسعار الغاز الطبيعي المسال في الأسواق العالمية، وأشعل المنافسة بين المصدرين.

من هذا المنطلق، تأتي أهمية هذه الدراسة التي تسلط الضوء على صناعة الغاز الطبيعي المسال، وتطور تكاليفها الاستثمارية، وتبرز الدور الذي يساهم به الغاز الطبيعي المسال في مواجهة الطلب العالمي على الطاقة، والدوافع الرئيسية وراء نمو الطلب عليه. كما تعطي تحليلاً شاملاً للاتجاهات الحالية للغاز الطبيعي المسال في الأسواق العالمية، وتحدياته الراهنة، وآفاقه المستقبلية.

إن الأمانة العامة إذ تصدر هذه الدراسة المتخصصة في صناعة الغاز الطبيعي، في إطار سعيها الدؤوب نحو رصد أبرز المتغيرات والتطورات لهذه الصناعة وآفاقها المستقبلية.

والله ولي التوفيق،،،

**الأمين العام**

**عباس علي النقي**

# قائمة المحتويات



## يتبع: قائمة المحتويات

## يتبع: قائمة المحتويات

# قائمة الأشكال

## يتبع: قائمة الأشكال

## يتبع: قائمة الأشكال

## يتبع: قائمة الأشكال

# قائمة الجداول

# ملخص

تهدف الدراسة إلى استعراض مراحل صناعة الغاز الطبيعي المسال وهي الاستخراج، والإسالة، والنقل، والتغويز (إعادة تحويله إلى الحالة الغازية) مع تسليط الضوء على مرحلة الإسالة التي تعد الأعلى في التكلفة مقارنة بباقي المراحل الأخرى. كما تتطرق إلى تطور تكاليف مشاريع إنشاء محطات الإسالة، وتطور الطاقة الإنتاجية العالمية للغاز الطبيعي المسال. وتبرز الدور الذي يساهم به في مواجهة الطلب العالمي على الطاقة، بالإضافة إلى الاتجاهات الحالية والمستقبلية للغاز الطبيعي المسال في الأسواق العالمية.

تقع الدراسة في ثلاثة فصول، يستعرض **الفصل الأول** سلسلة القيمة لصناعة الغاز الطبيعي المسال بمراحلها المختلفة. كما يتناول بشيء من التفصيل مجموعة العمليات التي تتم في محطة إنتاج الغاز الطبيعي المسال، والطرق التكنولوجية المختلفة المستخدمة في تبريد وإسالة الغاز.

بينما يتناول **الفصل الثاني** التطور الذي شهدته طاقات الإسالة على مستوي العالم، والعوامل المؤثرة على تكاليف إنشاء محطات الغاز الطبيعي المسال. كما يتطرق إلى تطور عدد محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال، وتوزيعها في مناطق العالم المختلفة.

أما **الفصل الثالث** فيتناول الدور الذي يساهم به الغاز الطبيعي المسال في مواجهة الطلب العالمي، والدوافع الرئيسية وراء نمو الطلب عليه. كما يستعرض الاتجاهات الحالية للغاز الطبيعي المسال في الأسواق العالمية. كما يتطرق إلى الآفاق المستقبلية في ضوء مشاريع الإسالة الجاري تنفيذها حالياً في عدة دول في مقدمتها أستراليا والولايات المتحدة.

## تمهيد

تمثل عملية نقل الغاز من مناطق إنتاجه إلى الأسواق المختلفة عصب صناعة الغاز الطبيعي، وهي تتم إما باستخدام خطوط الأنابيب وبواسطتها ينقل الغاز في حالته الغازية، أو يتم تبريده ليتحول إلى الحالة السائلة، حيث ينخفض حجمه إلى 600/1 من حجمه وهو في الحالة الغازية ثم يتم نقله بواسطة الناقلات. وتعتبر الجدوى الاقتصادية عامل الحسم في تحديد الطريقة الأمثل لنقل الغاز، ولكن يعتبر الغاز الطبيعي المسال الأعلى جدوى اقتصادياً في حال طول المسافة بين مناطق الإنتاج والاستهلاك، أو صعوبة مد خطوط أنابيب بسبب عوائق الجغرافيا أو الجغرافية السياسية.

وتتسم صناعة الغاز الطبيعي المسال بأنها صناعة باهظة التكاليف بشكل عام. وتعتبر مرحلة الإسالة قلب صناعة الغاز الطبيعي المسال، والمرحلة الأعلى في التكلفة، والأعلى استهلاكاً للطاقة مقارنة بباقي المراحل الأخرى. وفيها يخضع الغاز إلى مجموعة من العمليات بهدف تحويله إلى غاز طبيعي في الحالة السائلة عند -162 درجة مئوية.

يوجد عالمياً عدد ضخم من الطرق المستخدمة في تبريد وإسالة الغاز. وتعد كبريات شركات النفط والغاز، وشركات التصميم الهندسي هي صاحبة براءات الاختراع لهذه الطرق، لذا يشار عادة إلى الطرق المستخدمة باسم الشركة صاحبة براءة الاختراع. ولقد كان للتطور الهائل في تكنولوجيا الإسالة دوراً بارزاً في رفع الطاقة التصميمية لوحدة/قاطرة الإسالة (LNG Train)، إلا أن هذا التطور قد صاحبه أيضاً ارتفاعاً كبيراً في التكاليف الاستثمارية لمشاريع الإسالة، التي تضاعفت في المشاريع الحالية إلى ثلاثة أضعاف ما كانت عليه مطلع عام 2000.

ولقد أدى النمو المستمر في تنفيذ مشاريع الإسالة إلى رفع الطاقة الإنتاجية للغاز الطبيعي المسال على مستوى العالم. وتنتشر محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في ثلاث مناطق رئيسية في العالم وهي منطقة حوض المحيط الهادي، ومنطقة حوض الأطلسي-المتوسط، ومنطقة الشرق الأوسط، وتضم المناطق الثلاثة نحو تسعة عشر دولة مصدرة. وقد انعكس نمو تجارة الغاز الطبيعي المسال بشكل واضح على نسبة مساهمتها في تلبية الطلب العالمي على الغاز، وفي تجارة الغاز العالمية فهي باتت تمثل نحو ثلث حجم تجارة الغاز العالمية.

وبالرغم من أن السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال يشهد حالياً طفرة في الإمدادات التي ستستمر حتى عام 2023، إلا أنه من المتوقع أن تحدث فجوة بين العرض والطلب بعد ذلك، بسبب توقعات استمرار نمو الطلب العالمي على الغاز الطبيعي المسال بما يفوق الإمداد خاصة في ظل التراجع الحالي في اتخاذ قرار الاستثمار النهائي في مشاريع جديدة، نتيجة تراجع أسعار النفط والغاز الطبيعي المسال. حيث أصبحت شركات النفط العالمية أكثر تحوطاً نحو ضخ استثمارات جديدة في مشاريع باهظة التكاليف كمشاريع الغاز الطبيعي المسال.

## الفصل الأول

# عمليات معالجة وإسالة الغاز الطبيعي

1-1: خواص الغاز الطبيعي المسال
1-2: مراحل صناعة الغاز الطبيعي المسال
1-3: سير العمليات بمحطة إنتاج الغاز الطبيعي المسال
1-4: الخلاصة

# الفصل الأول

## عمليات معالجة وإسالة الغاز الطبيعي

تتضمن سلسة القيمة لصناعة الغاز الطبيعي المسال عدد ضخم من التسهيلات والمرافق التي تستخدم في استخراج الغاز من مكامنه في باطن الأرض، وإسالته، ونقله بالناقلات وإعادة تبخيره حتى يصل إلى المستهلك النهائي. وتعتبر سلسة القيمة لصناعة الغاز الطبيعي المسال طويلة من حيث المسافة، وباهظة التكاليف لتعدد مكوناتها.

وتعد مرحلة الإسالة أهم مرحلة في صناعة الغاز الطبيعي المسال، وهي مشروع استثماري ضخم تصل تكلفته إلى مليارات الدولارات. وتضم مرحلة الإسالة مجموعة من العمليات التي تهدف إلى معالجة وإسالة الغاز الطبيعي عند -162 درجة مئوية، حيث ينخفض حجمه إلى 600/1 من حجمه وهو في الحالة الغازية ليسهل نقله بواسطة الناقلات إلى الأسواق المختلفة حول العالم.

### 1-1: خواص الغاز الطبيعي المسال

الغاز الطبيعي المسال (Liquefied Natural Gas, LNG) هو غاز طبيعي تم تحويله من الحالة الغازية إلى الحالة السائلة عن طريق تبريده إلى حرارة -162 درجة مئوية في ظروف الضغط الجوي العادي، ليسهل نقله من محطات إنتاجه باستخدام ناقلات ضخمة حتى يصل إلى مرفأ الاستقبال في السوق المستورد. حيث ينتج عن عملية التبريد انخفاض هائل في الحجم يصل إلى 600/1 تقريباً من حجمه في الحالة الغازية. ونتيجة للحرارة المنخفضة،

يتطلب الغاز الطبيعي المسال تكنولوجيا خاصة للحفاظ عليه في الحالة السائلة، حيث قد يؤدي تلامسه بأي مادة إلى تجمدها، وتصبح هشة تماماً يسهل كسرها، لذا يستخدم في تخزين ونقل الغاز الطبيعي المسال مواد ذات خصائص محددة لتتحمل درجات الحرارة المنخفضة جداً.

والغاز الطبيعي المسال ليس له لون أو رائحة كما أنه مادة غير سامة وغير مسببة للتآكل الكيميائي، وغير قابل للاشتعال، وكثافته أقل من كثافة الماء (أقل من النصف تقريباً) حيث تبلغ نحو 485-425 كجم/م$^3$، ودرجة غليانه تبلغ نحو -162 درجة مئوية كما هو مبين بالجدول 1-1.

**الجدول 1-1: خواص الغاز الطبيعي المسال**

| الخاصية | الوحدة | القيمة |
|---|---|---|
| درجة الغليان | درجة مئوية | -160 إلى -162 |
| الوزن الجزيئي | جرام/مول | 19-16 |
| الكثافة | كجم/م$^3$ | 485-425 |
| نسبة التمدد | - | 600-580 |
| القيمة الحرارية | ميجا جول/م$^3$ | 44-38 |

المصدر: Debrota et al.

لذا عند ظروف الضغط الجوي العادي ودرجة حرارة الغرفة يتبخر الغاز الطبيعي المسال، ونتيجة لحرارته المنخفضة جداً سيتكثف بخار الماء الموجود في الهواء (الرطوبة) مكوناً سحباً بيضاء وتستمر هذه العملية حتى يتبخر الغاز الطبيعي المسال بالكامل، ويقل تركيزه وينتشر في الهواء[1] كما هو مبين بالشكل 1-1.

[1] GIIGNL;" Information Paper No.1/Basic Properties of LNG"

**الشكل 1-1: تكون سحباً بيضاء في الهواء الجوي نتيجة تكثف رطوبة الجو عند تبخر الغاز الطبيعي المسال**

المصدر: GIIGNL

### 1-1-1: التركيب الكيميائي

يتكون الغاز الطبيعي المسال بشكل أساسي من مركب الميثان ($CH_4$)، مع نسب متفاوتة من مركبات الإيثان ($C_2H_6$) والبروبان ($C_3H_8$)، والبيوتان فأعلى ($C_4H_{10}^+$). ويختلف تركيب الغاز الطبيعي المسال من موقع إنتاج لآخر حسب نوع الخزان/المكمن الحاوي لمخزون الغاز الطبيعي، بالإضافة إلى طريقة معالجته في التسهيلات اللاحقة، والتي تهدف إلى التخلص من المركبات الضارة والشوائب المصاحبة للغاز. وعادة لا تقل نسبة الميثان في الغاز الطبيعي المسال عن 87%، وقد تصل في بعض الأحيان إلى أكثر من 99%، وتتوزع النسبة المتبقية بين باقي المركبات الهيدروكربونية سالفة الذكر بنسب متفاوتة، كما قد يضم أيضاً نسبة ضئيلة من غاز

النيتروجين (1% حجماً كحد أقصى)، وعادة لا يحتوي على الغازات الحامضية مثل ثاني أكسيد الكربون ($CO_2$)، وكبريتيد الهيدروجين ($H_2S$)، حيث يتم التخلص منها ضمن عمليات معالجة الغاز داخل محطة الإسالة. يبين الجدول 1-2، التركيب الكيميائي للغاز الطبيعي المسال المعد للتصدير من عدة مناطق.

**الجدول 1-2: مكونات الغاز الطبيعي المسال المعد للتصدير من عدة مناطق**

| المصدر | النيتروجين $\%N_2$ | الميثان $\%C_1$ | الإيثان $\%C_2$ | البروبان $\%C_3$ | البيوتان فأعلى $C_4\%^+$ | الإجمالي |
|---|---|---|---|---|---|---|
| الولايات المتحدة | 0.17 | 99.71 | 0.09 | 0.03 | 0.01 | %100 |
| عمان | 0.20 | 90.68 | 5.75 | 2.17 | 0.58 | %100 |
| قطر | 0.27 | 90.91 | 6.43 | 1.66 | 0.74 | %100 |
| ماليزيا | 0.14 | 91.69 | 4.64 | 2.60 | 0.93 | %100 |
| نيجيريا | 0.03 | 91.70 | 5.52 | 2.17 | 0.58 | %100 |

المصدر: GIIGNL, The LNG Industry Annual Report 2016 edition

ويختلف تركيب وطبيعة الغاز الطبيعي المسال عن غاز البترول المسال (LPG) الذي يتم تعبئته في أسطوانات جاهزة للاستخدام لأغراض الطهي والتسخين في القطاع التجاري والقطاع السكني، حيث يتكون الأخير بشكل أساسي من مركبي البروبان والبيوتان بنسب متفاوتة تختلف حسب مناطق استهلاكه كما هو مبين بالجدول 1-3. ويبقى غاز البترول المسال في الحالة السائلة بتأثير الضغط (حوالي 200 رطل/بوصة مربعة) عند درجة حرارة الغرفة، وذلك بخلاف الغاز الطبيعي المسال الذي يظل في الحالة السائلة تحت الضغط الجوي العادي.

**الجدول 1-3: التركيب الكيميائي لغاز البترول المسال في مناطق مختلفة**

| الدولة | البروبان | البيوتان |
|---|---|---|
| فرنسا | 35% | 65% |
| بلجيكا | 50% | 50% |
| ألمانيا | 90% | 10% |
| السويد | 95% | 5% |

المصدر: GIIGNL; Information Paper No.1/Basic Properties of LNG

## 1-1-2: درجة الغليان

تعتبر درجة الغليان من الخواص الفيزيائية الهامة، فهي تحدد درجة الحرارة التي يتحول عندها السائل إلى بخار أو غاز عند ظروف الضغط الجوي العادي. فالماء النقي يغلي عند 100 درجة مئوية، أما الغاز الطبيعي المسال فتختلف درجة غليانه حسب تركيبه، ولكنها عادة ما تكون عند -162 درجة مئوية بفارق درجة أعلى أو أقل، لذلك يتبخر عند درجة حرارة الغرفة كما هو مبين بالشكل 1-2.

**الشكل 1-2: تبخر الغاز الطبيعي المسال عند درجة حرارة الغرفة**

المصدر: GIIGNL

### 3-1-1: الكثافة والوزن النوعي

تتراوح كثافة الغاز الطبيعي المسال حسب تركيبه الكيميائي من 425 كجم/م$^3$ إلى 485 كجم/م$^3$، أي أقل من نصف قيمة كثافة الماء التي تبلغ 1000 كجم/م$^3$، لذا في حالة حدوث تسرب أثناء تحميله في الناقلات في محطة التصدير أو أثناء رحلة الناقلة أو أثناء تفريغه في مرفأ الاستقبال في البلد المستورد فإنه يطفو أولاً فوق سطح الماء، ومع الوقت يتبخر بالكامل إلى الحالة الغازية كما هو مبين بالشكل 1-3.

**الشكل 1-3: طفو الغاز الطبيعي المسال فوق الماء عند حدوث تسرب أثناء شحنه أو نقله**

المصدر: CH·IV International

أما بعد إعادة تحويله إلى الحالة الغازية (Regasification) في مرفأ الاستقبال، فيصبح أخف من الهواء (الوزن النوعي =0.6). ويتمدد ليصل حجمه مجدداً إلى حوالي 580-600 أمثال حجمه وهو في الحالة السائلة، وهي ما تعرف باسم نسبة التمدد (Expansion Ratio) وهي حاصل قسمة كثافة الغاز الطبيعي المسال على كثافة الغاز الطبيعي. يبين الجدول 1-4 نسب التمدد لعينات مختلفة من الغاز الطبيعي المسال حسب المصدر.

**الجدول 1-4: نسب التمدد لعينات مختلفة من الغاز الطبيعي المسال**

| المصدر | كثافة الغاز الطبيعي * (كجم/م$^3$) | كثافة الغاز الطبيعي المسال ** (كجم/م$^3$) | نسبة التمدد (م$^3$ غاز طبيعي/ م$^3$ غاز طبيعي مسال) | التغير في الحجم بين الغاز الطبيعي والغاز الطبيعي المسال |
|---|---|---|---|---|
| الولايات المتحدة | 0.72 | 421.39 | 585.75 |  |
| عمان | 0.81 | 457.27 | 567.76 | |
| قطر | 0.79 | 453.46 | 570.68 | |
| ماليزيا | 0.79 | 454.19 | 569.15 | |
| نيجيريا | 0.79 | 451.66 | 571.14 | |

المصدر: GIIGNL, The LNG Industry Annual Report 2016 edition

* تم حساب كثافة الغاز الطبيعي طبقاً لـ ISO 6976 (في الظروف العادية : درجة الحرارة صفر مئوية ، والضغط 1.013 بار)
** تم حساب كثافة الغاز الطبيعي المسال طبقاً لـ ISO 6578 (درجة الحرارة -160 مئوية)

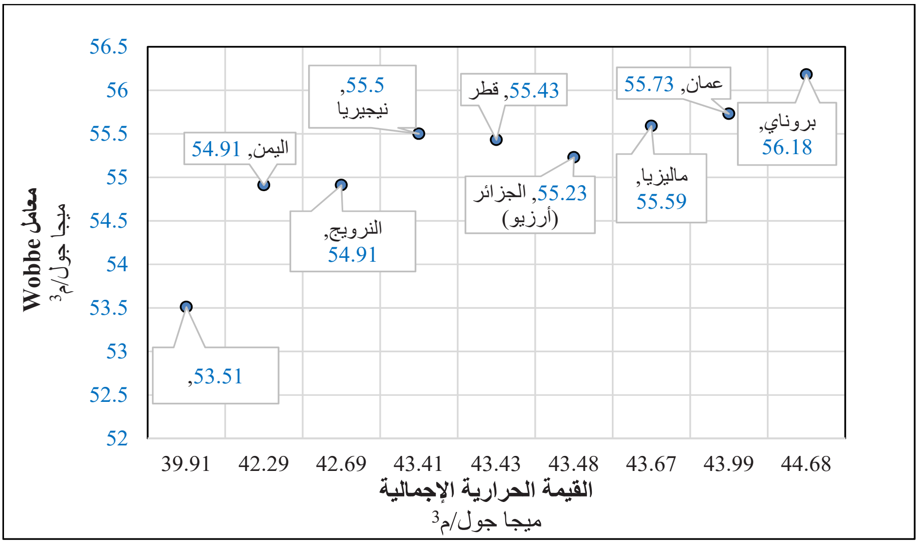
## 1-1-4: معامل Wobbe

هو حاصل قسمة القيمة الحرارية الإجمالية (بوحدة ميجا جول/متر$^3$) على الجذر التربيعي للوزن النوعي للغاز الطبيعي بالنسبة للهواء. وكلما ارتفعت قيمة معامل Wobbe، كلما زادت القيمة الحرارية للغاز المتدفق عبر فوهة صغيرة في زمن محدد، كما هو مبين بالشكل 1-4. ولذا فهي تعد من الخواص التي يجب ضبطها ضمن حدود المواصفات القياسية التي عادة ما يضعها مشغل شبكة نقل وتوزيع الغاز في السوق المستورد، لضمان التشغيل الآمن لأجهزة الطهي والتسخين.

وهناك عدة طرق يلجأ إليها مشغلي مرافئ استقبال الغاز الطبيعي المسال لضبط قيمة معامل Wobbe للغاز قبل ضخه في الشبكة ضمن حدود المواصفات ومنها حقن غاز خامل كالنيتروجين إذا كان الغاز غنياً (أي قيمته الحرارية عالية)، أو إضافة غاز البترول المسال إذا كان الغاز فقيراً (أي قيمته الحرارية منخفضة)[2].

[2] Bramoulle Y. et al.; " LNG Quality and Market Flexibility Challenges and Solutions"; 14th International Conference on Liquified Natural Gas, 2004, Doha, Qatar.

**الشكل 1-4: القيمة الحرارية الإجمالية ومعامل Wobbe للغاز الطبيعي المسال حسب وجهة التصدير**




المصدر: GIIGNL, The LNG Industry Annual Report 2016 edition

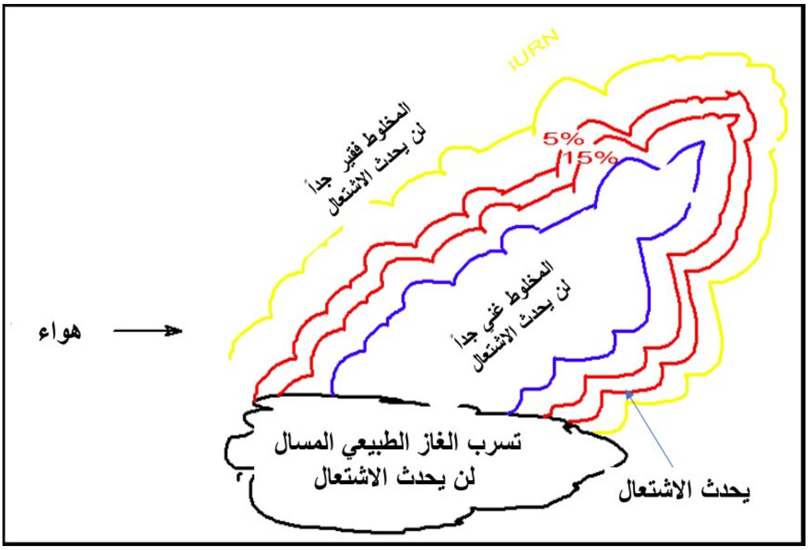
## 1-1-5: القابلية للاشتعال

يعتبر الغاز الطبيعي المسال غير قابل للاشتعال في حالته السائلة بسبب نقص الأكسجين اللازم لإتمام الاشتعال، أما مع بداية تبخره إلى الحالة الغازية في الهواء، فقد يتكون المخلوط الانفجاري من الهواء وغاز الميثان (المكون الرئيسي للغاز الطبيعي المسال) الكافي لإتمام الاشتعال في وجود مصدر للاشتعال، ويتراوح تركيز الميثان في المخلوط الانفجاري بين 5و15% حجماً، و هو ما يعرف بمدى الاشتعال (Flammability Range).

وبالتالي فإذا كان تركيز الميثان أقل من 5% يكون المخلوط فقيراً جداً وغير قابل للاشتعال، وإذا زاد عن 15%، يصبح المخلوط غنياً جداً ولا يحدث أيضاً الاشتعال[3]، كما هو مبين بالشكل التوضيحي 1-5.

[3] Jeffrey P. Beale (CH·IV International);“ The facts about LNG”; Document: RPT-06903-01; 2006.

**الشكل 1-5: المخلوط الانفجاري من الهواء وأبخرة الغاز الطبيعي المسال**




المصدر: CH·IV International

كما يبين الشكل 1-6، شكل اللهب الناتج عن اشتعال أبخرة الغاز الطبيعي المسال، في حال تكون المخلوط الانفجاري في وجود مصدر للاشتعال.

**الشكل 1-6: شكل اللهب الناتج عن اشتعال أبخرة الغاز الطبيعي المسال**

المصدر: CH·IV International

## 2-1: مراحل صناعة الغاز الطبيعي المسال

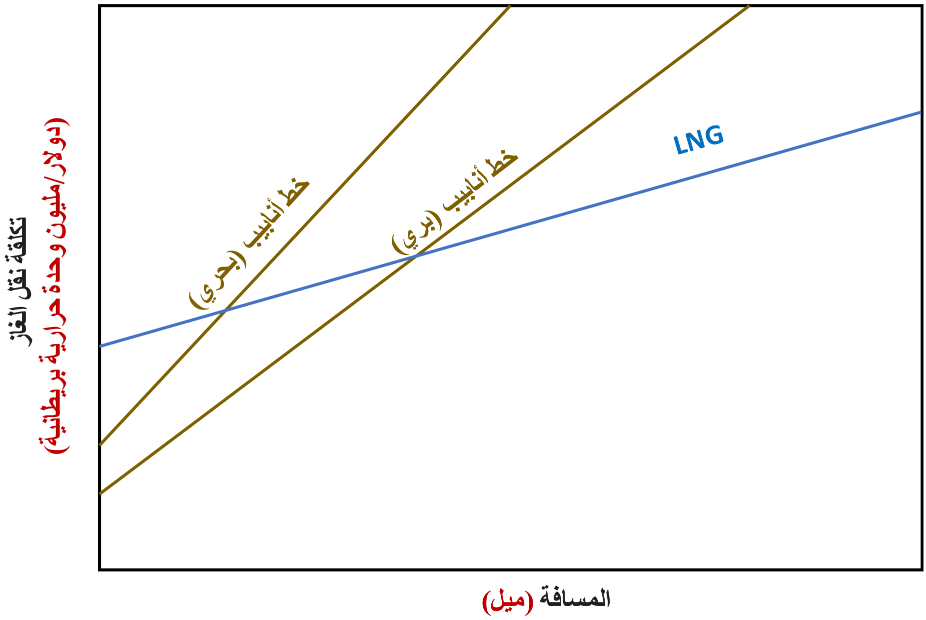
تمثل عملية نقل الغاز من مناطق إنتاجه إلى مراكز الاستهلاك عصب صناعة الغاز الطبيعي، وعادة يتم ذلك عبر طريقتين أساسيتين:

- ✓ نقل الغاز (في صورته الغازية) باستخدام خطوط الأنابيب.
- ✓ تحويله إلى غاز طبيعي مسال ونقله بواسطة الناقلات.

وتعتبر الجدوى الاقتصادية عامل الحسم في تحديد الطريقة الأمثل لنقل الغاز، ولكن يعتبر الغاز الطبيعي المسال الأكثر جدوى اقتصادياً في حال طول المسافة بين مناطق الإنتاج الاستهلاك، أو صعوبة مد خطوط أنابيب بسبب عوائق الجغرافيا أو الجغرافية السياسية.

ويبين الشكل 1-7، المقارنة في التكلفة بين طرق نقل الغاز عبر خطوط الأنابيب والغاز الطبيعي المسال مع المسافة بين مناطق الإنتاج والاستهلاك، حيث يتضح أن خط تكلفة الغاز الطبيعي المسال يبدأ بتكلفة عالية (الجزء المقطوع من المحور الرأسي) ويعود ذلك إلى التكلفة الرأسمالية اللازمة المرتفعة لإنشاء محطة لإنتاج الغاز الطبيعي المسال وسفن لنقله ومرفأ لاستقباله، ويزداد طردياً بزيادة المسافة ولكن بميل أفقي نسبياً، وذلك بسبب التكلفة القليلة نسبياً اللازمة لنقل الغاز الطبيعي المسال لميل واحد إضافي باستخدام السفن. بينما يزداد خط تكلفة النقل باستخدام خطوط الأنابيب (سواء برياً أو بحرياً) زيادة مضطردة مع المسافة وذلك لأن كل ميل إضافي يستلزم مد خط الأنابيب لمسافة أطول وبالتالي تزداد التكلفة (تكلفة الحديد المستخدم، والإنشاء، والتركيب، إلخ...)، وتكون التكلفة أعلى في حالة مد الخط عبر مسطحات مائية.

**الشكل 1-7: المقارنة بين تكلفة نقل الغاز باستخدام خطوط الأنابيب وناقلات الغاز الطبيعي المسال**




المصدر: معدل عن [4] Jostein Pettersen

ولا يمكن تحديد قيمة معينة للمسافة لتحديد الطريقة المثلى، حيث يعتبر كل مشروع حالة منفردة بعينها، فقد تكون تكلفة إنشاء محطة للغاز الطبيعي المسال في بلد ما أعلى من تكلفتها في بلد آخر (لذات الطاقة التصميمية)، أو العكس في حال استخدام خط أنابيب. كما أن شكل العلاقة بين تكلفة النقل باستخدام الناقلات أو خطوط الأنابيب ليست ثابتة، بل تخضع دوماً للتغيير وذلك مع التقدم التكنولوجي وابتكار طرق جديدة[5].

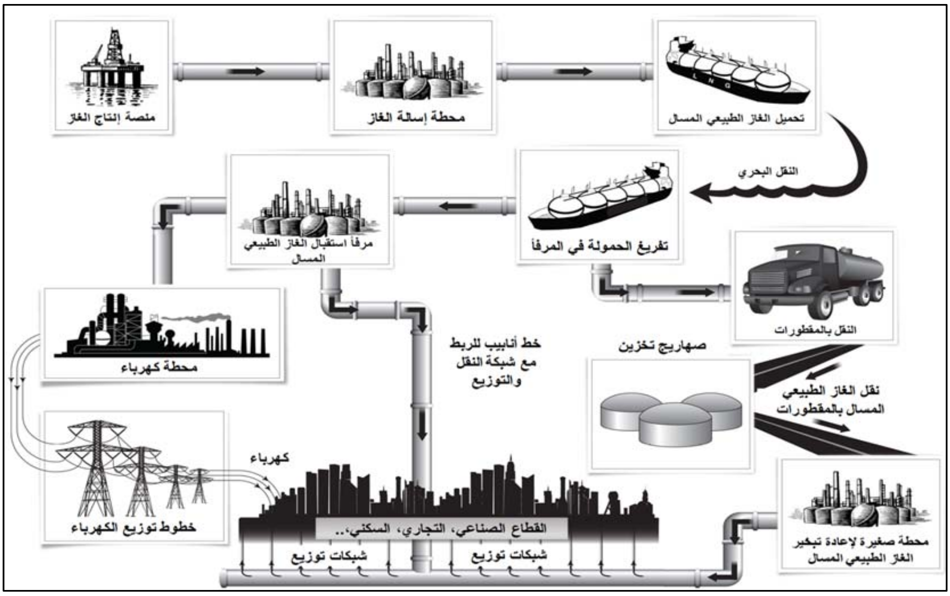
[4] Jostein Pettersen," LNG Plant Overview", Seminar with Supplier Association Murmanshelf; May 15, 2012.

[5] Sara Banzak;" Liquefied Natural GAS: Issues for the Industry"; US Department of Energy (DOE). Available at: http://www.fe.doe.gov/programs/gasregulation/analyses/Focus/2nd02foc.pdf

تتضمن سلسلة القيمة لصناعة الغاز الطبيعي المسال مجموعة ضخمة من التسهيلات والمرافق تستخدم في استخراج الغاز من مكامنه في باطن الأرض، وإسالته، ونقله بالناقلات وإعادة تبخيره حتى يصل إلى المستهلك النهائي. وتعتبر سلسلة القيمة للصناعة طويلة من حيث المسافة، وباهظة التكاليف لتعدد مكوناتها المبينة بالشكل 1-8، وتشمل الآتي:

- ✓ البنية التحتية لإنتاج الغاز (منصات الإنتاج وما عليها من رؤوس الآبار، وفواصل المعالجة، وأنظمة تحكم، وغيرها...إلخ)
- ✓ خط أنابيب نقل الغاز من منصات الإنتاج إلى محطة المعالجة.
- ✓ الأجهزة والمعدات المستخدمة في تبريد وإسالة الغاز.
- ✓ صهاريج تخزين الغاز الطبيعي المسال، ومنظومة الشحن.
- ✓ ناقلات الغاز الطبيعي المسال.
- ✓ مرفأ الاستقبال، ويضم منظومة التفريغ، وصهاريج التخزين، وأجهزة التبخير، وضواغط ضخ الغاز.
- ✓ خط أنابيب لنقل الغاز من مرفأ الاستقبال وربطه بشبكة نقل وتوزيع الغاز في البلد المستورد لتوصيله إلى القطاعات المختلفة (قطاع الكهرباء، القطاع الصناعي، القطاع التجاري، القطاع السكني)
- ✓ وفي بعض الأحيان قد تضم السلسلة أيضاً مقطورات لنقل الغاز الطبيعي المسال وتوصيله إلى المناطق النائية والبعيدة.

**الشكل 1-8: مراحل صناعة الغاز الطبيعي المسال**




المصدر: National Energy Education development (NEED)

ويمكن تقسيم سلسة القيمة لصناعة الغاز الطبيعي المسال إلى أربعة مراحل هي الاستخراج، والإسالة، والنقل، والتغويز (إعادة تحويله إلى الحالة الغازية).

### 1-2-1: مرحلة الاستخراج

تعتبر مرحلة الاستخراج أولى عمليات الصناعة، وفيها يتم استخراج الغاز من مكامنه في باطن الأرض. وقد تتواجد حقول الغاز في البر أو البحر، ويتم تجميع الإنتاج من مجموعة رؤوس الآبار ونقلها عبر شبكة تجميع إلى محطة المعالجة الأولية التي يتم فيها المعالجة الحقلية (Field Processing) للغاز للتخلص من الشوائب والمركبات الضارة مثل بخار الماء. كما تقوم محطة المعالجة بفصل المتكثفات التي قد تكون مصحابة لإنتاج الغاز إذا كان الغاز المنتج من الآبار غاز رطباً (Wet Gas) أي يحتوي على نسبة عالية

من الهيدروكربونات الغنية كالبروبان والبيوتان والبنتان. ثم ينقل الغاز بعد ذلك إلى المرحلة التالية وهي محطة إسالة الغاز الطبيعي.

### 1-2-2: مرحلة الإسالة

تعتبر مرحلة الإسالة قلب صناعة الغاز الطبيعي المسال، والمرحلة الأعلى في التكلفة مقارنة بباقي المراحل الأخرى. وفيها يخضع الغاز إلى مجموعة من العمليات بهدف تحويله إلى غاز طبيعي في الحالة السائلة عند -162 درجة مئوية. حيث يخضع أولاً إلى معالجة أولية تشمل التخلص من الغازات الحامضية، وتجفيفه بغية التخلص من محتوى بخار الماء المتبقي باستخدام المناخل الجزيئية لأن وجود الماء يتسبب في حدوث أضرار بالغة كالتآكل الكيميائي للأجهزة والمعدات. كما قد تشمل محطة الإسالة وحدات لإزالة الزئبق الذي يتسبب في تآكل الألمونيوم الذي تصنع منه المبادلات الحرارية المستخدمة في تبريد وإسالة الغاز.

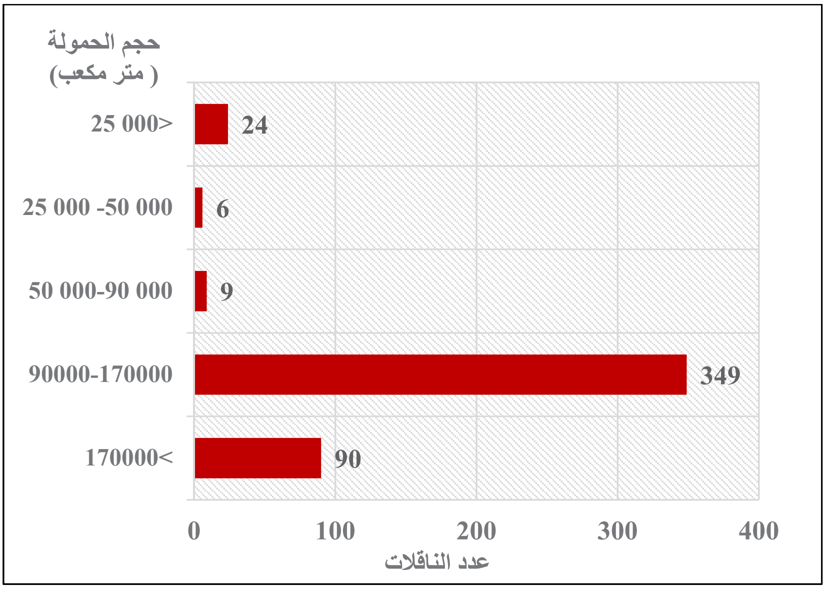
وبانتهاء المعالجة الأولية، تبدأ مرحلة تبريد الغاز الطبيعي حتى تحويله إلى الحالة السائلة، ثم يضخ الغاز الطبيعي المسال إلى صهاريج خاصة لتخزينه تمهيداً لتحميله بالناقلات إلى الأسواق المختلفة.

### 1-2-3: مرحلة النقل

تعتبر مرحلة النقل حلقة الوصل بين البلد المصدر والمستورد للغاز الطبيعي المسال. وقد تطورت ناقلات الغاز الطبيعي المسال بشكل كبير خاصة من حيث الحمولة، وأنظمة الدفع المستخدمة (Propulsion Systems). فالناقلات القطرية من طراز كيو فليكس Q-Flex تصل حمولتها إلى 217,000 متر مكعب، بينما تصل حمولة الناقلات من طراز كيو ماكس Q-Max إلى 266,000 متر مكعب.

وقد بلغ حجم الأسطول العالمي من ناقلات الغاز الطبيعي المسال مطلع عام 2017 حوالي 478 ناقلة بطاقة نقل إجمالية 69.3 مليون متر مكعب، وأغلب الناقلات ذات حمولة تتراوح من 90,000 إلى 170,000 متر مكعب كما هو مبين بالشكل 1-9.

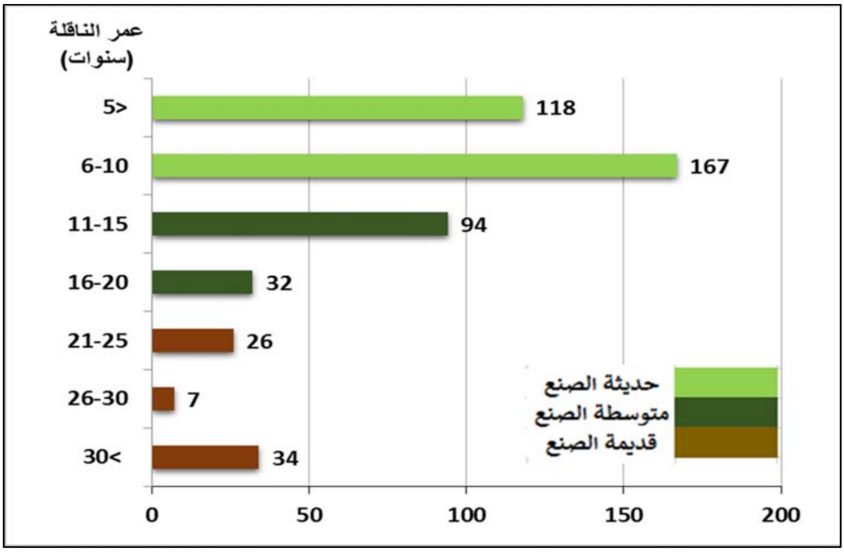
**الشكل 1-9: تصنيف الأسطول العالمي لناقلات الغاز الطبيعي المسال حسب حجم الحمولة مطلع عام 2017**




المصدر: GIIGNL, The LNG Industry Annual Report 2017 edition

أما من حيث عمر الناقلات وتاريخ تصنيعها، فتمثل الناقلات حديثة الصنع (أقل من 10 سنوات) قرابة ثلثي حجم الأسطول العالمي، حيث يصل عددها الإجمالي إلى 285 ناقلة، بينما يصل عدد الناقلات متوسطة الصنع (أقل من 20 سنوات) نحو 126 ناقلة، أما الناقلات قديمة الصنع (21 سنة فيما أقدم) فهي الأقل عدداً ويبلغ عددها الإجمالي نحو 67 ناقلة. يبين الشكل 1-10، توزيع الأسطول العالمي من ناقلات الغاز الطبيعي المسال حسب العمر مطلع عام 2017.

**الشكل 1-10: توزيع الأسطول العالمي من ناقلات الغاز الطبيعي المسال حسب العمر مطلع عام 2017**




مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual Report 2017 edition

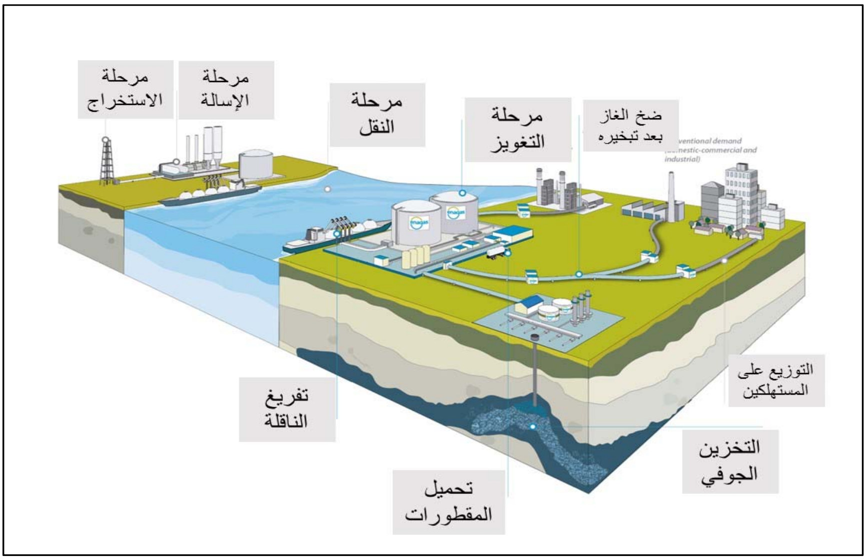
## 1-2-4: مرحلة إعادة تبخير الغاز الطبيعي المسال

بوصول ناقلة الغاز الطبيعي المسال إلى مرفأ الاستقبال في البلد المستورد، تقوم أذرع التفريغ بتفريغ حمولتها لتخزينها بمستودعات التخزين داخل المرفأ، ليتم ضخ الغاز الطبيعي المسال بعد ذلك إلى أجهزة التبخير التي تقوم بتحويله إلى غاز طبيعي عبر التسخين باستخدام طرق مختلفة، ومن ثم ضخه إلى الشبكة المحلية ليصل بدوره إلى المستهلكين النهائيين، كما هو مبين بالشكل 1-11. وقد نجح تطبيق التكنولوجيا الحديثة في إمكانية استخدام ناقلة الغاز الطبيعي المسال نفسها كمرفأ عائم (Floating Storage and Regasification Unit, FSRU) وذلك بإضافة منظومة تبخير على ظهر الناقلة كما هو مبين بالشكل 1-12، ومنها يتم ضخ الغاز الطبيعي مباشرة إلى المستهلكين في السوق المستورد للغاز[6]. وعالميا

[6] أوابك، "دراسة المرافئ العائمة لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادته إلى الحالة الغازية"، دولة الكويت، تشرين الثاني/نوفمبر 2016

يوجد نحو 24 مرفأ عائم وهي تنتشر في عدد كبير من الأسواق الصغيرة والموسمية، خاصـة في منطقـة الشـرق الأوسـط التي تضـم وحـدها سبـعة مرافـئ عائمـة.

**الشكل 1-11: مخطط توضيحي لمرفأ استقبال الغاز الطبيعي المسال**




المصدر: Enagas

**الشكل 1-12: المرفأ العائم لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادته للحالة الغازية**


المصدر: Golar LNG

### 5-2-1: توزيع التكاليف على طول سلسلة القيمة للغاز الطبيعي المسال

تتسم صناعة الغاز الطبيعي المسال بأنها صناعة باهظة التكاليف بشكل عام، وهو ما يجعل من تنفيذ مشروع إسالة قراراً استثمارياً يتطلب قراءة دقيقة للأسواق المستهدفة واحتياجاتها في ضوء توقعات نمو الطلب على الغاز.

وبدراسة التكاليف الاستثمارية لسلسلة القيمة لصناعة الغاز الطبيعي المسال بمراحلها الأربعة سالفة الذكر لتنفيذ مشروع بطاقة 5 مليون طن/السنة، فقد تصل الاستثمارات الإجمالية المطلوبة إلى 7.5 مليار دولار[7].

ففي مرحلة الاستخراج يبلغ متوسط التكلفة نحو 400 دولار/طن بإجمالي 2 مليار دولار، بما يعادل نحو 27% من إجمالي الاستثمارات اللازمة. بينما ترتفع التكلفة الاستثمارية لإنشاء محطة لإسالة الغاز إلى 750 دولار/طن بتكلفة إجمالية 3.75 مليار دولار، لتشكل بذلك القسم الأعظم من إجمالي الاستثمارات المطلوبة بحصة تناهز الـ 50%.

وسيحتاج المشروع إلى ناقلات لنقل الغاز الطبيعي المسال من المشروع إلى الأسواق المستهدفة. ويبلغ متوسط تكلفة الناقلة الواحدة نحو 220 مليون دولار، لتصل إجمالي التكلفة الاستثمارية لخمس ناقلات لتلبية احتياجات المشروع إلى 1.1 مليار دولار، أي ما يعادل نحو 15% من إجمالي الاستثمارات المطلوبة.

أما مرفأ الاستقبال، فتصل التكلفة الاستثمارية المطلوبة إلى 120 مليون دولار/طن، بإجمالي 0.6 مليار دولار، أي ما يعادل 8% من إجمالي الاستثمارات، وهي تعد المرحلة الأقل في التكاليف في سلسلة القيمة للصناعة.

[7] Gerald Humphrey; "Current State & Outlook for the LNG Industry"; Rice Global E& C forum"; September 9, 2011.

أما بالنسبة لمتوسط العائد على الاستثمار في كل مرحلة، فقد يصل إلى 15-20% في مرحلة الاستخراج، وإلى نحو 8-12% في مشروع الإسالة، وعادة تكون الشركات المطورة لمشروع الإسالة هي صاحبة الامتياز لحقل الإنتاج المغذي للمشروع، لذا قد يكون هناك مرونة في العائد المطلوب في مرحلة على حساب مرحلة أخرى وذلك حسب طبيعة كل مشروع. بينما يصل العائد على الاستثمار في مرحلتي النقل والاستقبال إلى حوالي 8-10%. وبذلك يصل المتوسط الوزني (Weighted Average) للعائد على الاستثمار في كامل سلسلة القيمة لصناعة الغاز الطبيعي المسال إلى حوالي 13.7%، كما هو مبين بالجدول 1-5.

**الجدول 1-5: توزيع التكاليف الرأسمالية في مراحل صناعة الغاز الطبيعي المسال**

| المرحلة/البند | الاستخراج | الإسالة | النقل | إعادة التبخير | الإجمالي |
|---|---|---|---|---|---|
| الطاقة التصميمية/العدد | 5<br>مليون طن/السنة | 5<br>مليون طن/السنة | 5<br>ناقلات | 5<br>مليون طن/السنة | - |
| التكلفة للوحدة | 400<br>دولار/طن | 750<br>دولار/طن | 220<br>مليون دولار/ناقلة | 120<br>مليون دولار/طن | - |
| التكاليف الرأسمالية | 2<br>مليار دولار | 3.75<br>مليار دولار | 1.1<br>مليار دولار | 0.6<br>مليار دولار | 7.45<br>مليار دولار |
| % من التكاليف الإجمالية | %27 | %50 | %15 | %8 | %100 |
| العائد على الاستثمار | %20-15 | %12-8 | %10-8 | %10-8 | %13.7<br>المتوسط الوزني |

المصدر: CBI نقلا عن Wood Mackenzie

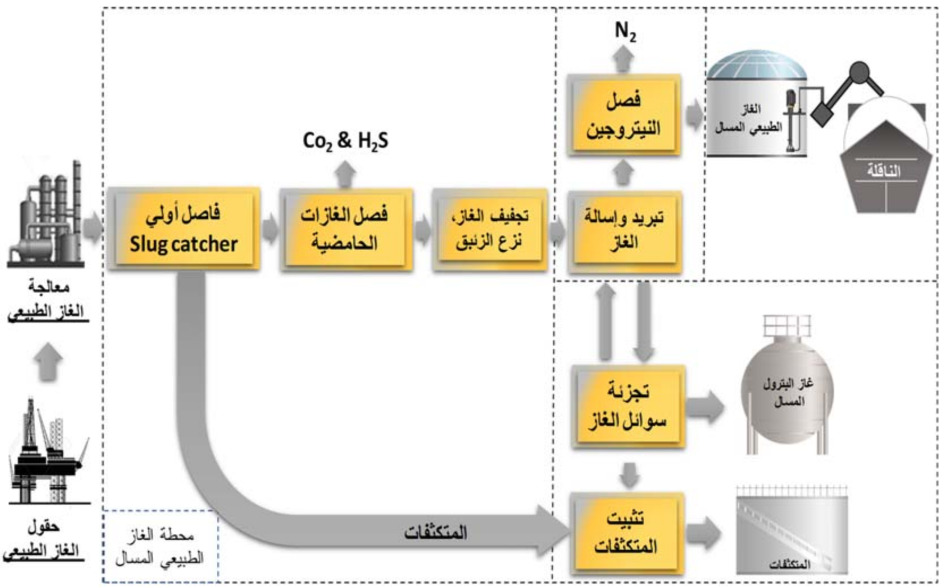
## 1-3: سير العمليات بمحطة إنتاج الغاز الطبيعي المسال

تضم محطة إنتاج الغاز الطبيعي المسال مجموعة من العمليات المبينة بالشكل 1-13، التي تهدف أولاً إلى معالجة الغاز وفصل الشوائب الضارة، وتجفيفه، وذلك تمهيداً لإسالته والتي تتم عبر التبريد التدريجي للوصول

بدرجة حرارة الغاز إلى -162 مئوية، وكذلك عمليات تجزئة سوائل الغاز الطبيعي التي تضم الإيثان، والبروبان، والبيوتان فأعلى. ولتبسيط سير العمليات بمحطة الإنتاج يمكن تقسيمها إلى أربعة مجموعات على النحو التالي:

1. عمليات المعالجة الأولية.
2. عمليات التبريد والإسالة.
3. عمليات تجزئة سوائل الغاز الطبيعي، وتثبيت المتكثفات.
4. تخزين وتحميل الغاز الطبيعي المسال.

**الشكل 1-13: مخطط سير العمليات بمحطة إنتاج الغاز الطبيعي المسال**



### 1-3-1: عمليات المعالجة الأولية

يعد الغرض الأساسي من عمليات المعالجة الأولية هو تهيئة الغاز الطبيعي لمرحلة الإسالة اللاحقة وضبط المواصفات ضمن الحدود المبينة بالجدول 1-6، ويتم ذلك عن طريق تنفيذ سلسلة من العمليات هي[8]:

- ✓ فصل السوائل (المياه والهيدروكربونات الثقيلة) التي تكون مصاحبة للغاز الداخل إلى محطة الإسالة. ويمكن تجزئة الهيدروكربونات الثقيلة إلى مركبات مفردة كالإيثان والبروبان والبيوتان والتي يتم استخدامها كمبردات كما سيتضح لاحقاً.
- ✓ نزع الغازات الحامضية مثل ثاني أكسيد الكربون، وكبريتيد الهيدروجين، والتي تعرف بعملية تحلية الغاز (Gas Sweeting).
- ✓ تجفيف الغاز الطبيعي من الماء.
- ✓ إزالة الزئبق.

**الجدول 1-6: الحدود المسموح بها في الغاز المستخدم في تغذية محطة الإسالة**

| البند | الحد الأقصى |
|---|---|
| محتوى الماء ($H_2O$ Content) | أقل من 1 جزء في المليون (حجماً) |
| محتوى ثاني أكسيد الكربون $CO_2$ | 50 جزء في المليون (حجماً) |
| محتوى كبريتيد الهيدروجين $H_2S$ | 4 جزء في المليون (وزناً) |
| الزئبق (Hg) | 10 نانو جرام/م$^3$ |

يعتبر الغاز الطبيعي حامضياً (Sour Gas) إذا احتوى على نسبة عالية من غاز ثاني أكيد الكربون مع/أو غاز كبريتيد الهيدروجين، وهي تعتبر مركبات ضارة لابد من التخلص منها وذلك للأسباب التالية:

[8] Jostein Pettersen," LNG Plant Overview", Seminar with Supplier Association Murmanshelf; May 15, 2012

- ✓ تكـون الغـازات الحامضـية فـي وجـود المـاء أحماضـاً تتسـبب فـي حـدوث تآكل كيميائي للتسهيلات المستخدمة في محطة الإسالة.
- ✓ يعد كبريتيد الهيدروجين غاز عالي خطورة لأنه سام.
- ✓ يتسـبب وجـود ثـاني أكسـيد الكربـون فـي تكـوين بلـورات صـلبة عنـد درجـات الحـرارة المنخفضـة (كهيـدرات الغـاز) ممـا يسـبب مشـاكل فـي التشغيل ومرونة سير العمليات.
- ✓ يقلل غاز ثاني أكسيد الكربون من القيمة الحرارية للغاز.

- ➢ الحصول على غاز مطابق لمواصفات البيع والتسويق.

وتـتم عمليـة تحليـة الغـاز باسـتخدام أحـد مركبـات الأمينـات (الأمـين أحـادي الإيثـانول MEA أو الأمـين ثنـائي الإيثـانول DEA)، والـذي يكـون لديـه القـدرة علـى امتصـاص الغـازات الحامضـية، ومـن ثـم يـتم فصـلها مجـدداً مـن مركـب الأمـين فـي وحـدات لاحقـة. ويـتم الـتخلص مـن الغـازات الحامضـية بعـد فصـلها مـن الأمينات بإحدى الوسائل الآتية:

- الحـرق علـى الشـعلة، ليتحـول كبريتيـد الهيـدروجين إلـى ثـاني أكسـيد الكبريت ثم تصريفه في الهواء الجوي.
- تحويـل كبريتيـد الهيـدروجين إلـى كبريـت خـام، ومـن ثـم يمكـن بيعـه وتسـويقه فـي الأسـواق العالميـة، ويسـتخدم لـذلك عمليـة تسـمى كـلاوس. ويتوقف استخدام هذه الطريقة على الجدوى الاقتصادية للمشروع.

تبدأ عملية نزع الماء من الغاز بعد انتهاء عملية التحلية، فالماء إذا تكثف تكثف إلى الحالة السائلة بفعل تغير ظروف الضغط أو درجة الحرارة يسبب ضرراً لمنظومة المعالجة ويتسبب في العديد من المشاكل ومنها[9]:

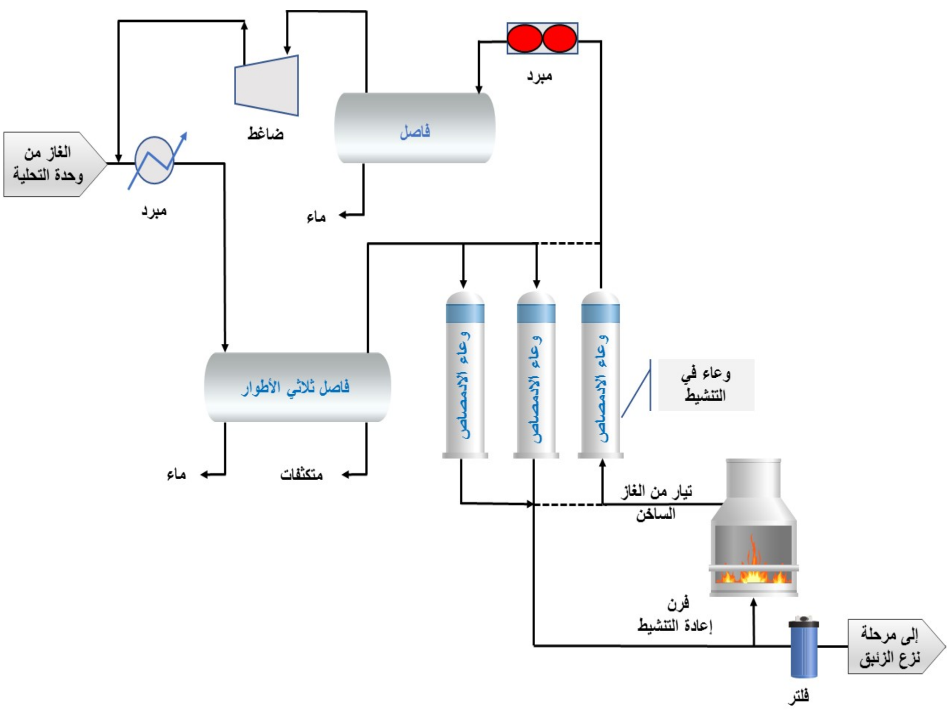
- يساعد الماء في الحالة السائلة على حدوث التآكل الكيميائي للأنابيب خاصة في وجود الغازات الحامضية مثل كبريتيد الهيدروجين.
- تكثف الماء أثناء سريان الغاز يؤدى إلى تكوين سريان ثنائي الأطوار، مسببا سريان متقطع Slug Flow الذي قد يسبب العديد من المشاكل في التسهيلات اللاحقة.
- عند درجات الحرارة المنخفضة، تتكون بلورات صلبة من الماء والهيدروكربونات تسمى هيدرات الغاز (الشكل 1-14) التي تؤدي إلى تقليل أو منع مرور الغاز داخل خطوط الأنابيب، وزيادة فاقد الضغط في الأنابيب، وانسداد الأجهزة الدقيقة كعدادات قياس الضغط وغيرها.

**الشكل 1-14: هيدرات الغاز التي تؤدي إلى تقليل أو منع مرور الغاز داخل خطوط الأنابيب**

[9] وائل عبد المعطي، "أساسيات صناعة الغاز الطبيعي"، ملتقى أساسيات صناعة النفط والغاز الثالث والعشرون،أوابك، دولة الكويت، 4-7 أكتوبر 2015

ويمكن إجراء عملية تجفيف الغاز باستخدام طرق عديدة منها الادمصاص باستخدام المجففات الصلبة (Solid Desiccants) وهي الأكثر شيوعاً في محطات الإسالة. وتتكون الوحدة المستخدمة من ثلاثة أوعية تحتوي على مادة الادمصاص الصلبة مثل المنخل الجزيئي (Molecular Sieve) أو السيليكا جل (Silica Gel). وبعد فترة من التشغيل، تتشبع أوعية الإدمصاص ببخار الماء، ويعاد تنشيطها باستخدام تيار من الغاز الساخن ليمر عبر الوعاء المراد تنشيطه ثم يبرد ويعاد ضغطه مرة أخرى ويمر مع الغاز الداخل إلى وحدة التجفيف كما هو مبين بالشكل 1-15.

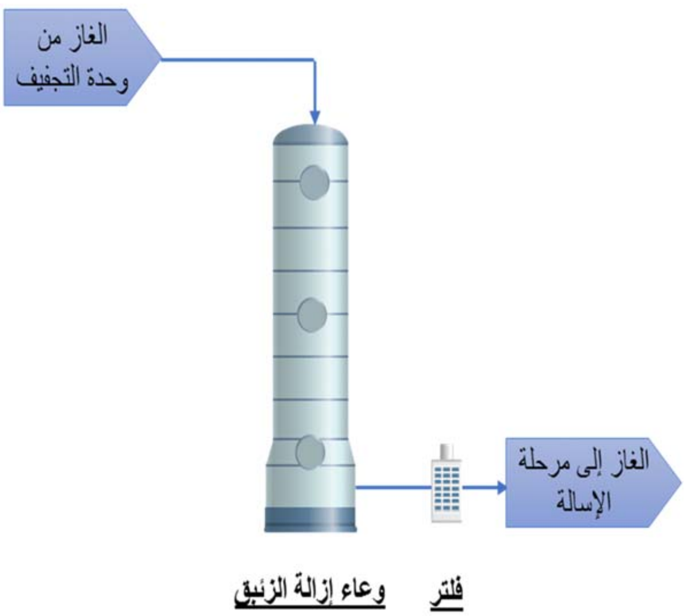
**الشكل 1-15: مخطط سريان العمليات بوحدة تجفيف الغاز**




المصدر: معدل عن KBR

تعتبر عملية إزالة الزئبق، المرحلة الأخيرة في عمليات المعالجة الأولية، وتهدف إلى التخلص من الزئبق (10 نانو غرام/ م$^3$ حد أقصى) الذي يتفاعل مع الألمونيوم الذي يصنع منه المبادلات الحرارية المستخدمة في مرحلة الإسالة مكوناً ملغم (Amalgam)، وهو ما يؤدي إلى تآكل الألمونيوم بمرور الوقت مع إمكانية حدوث تسرب وبالتالي توقف محطة الإسالة. وتعتمد إزالة الزئبق على استخدام وعاء محشو بالفحم المنشط المخصب بالكبريت (Impregnated Sulfur Bed)، حيث يمر الغاز من أعلى الوعاء ليحدث إدمصاص للزئبق بواسطة الكبريت مكوناً كبريتيد الزئبق، ويخرج الغاز من أسفل الوعاء ليمر عبر فلتر لحجز أي شوائب صلبة ثم إلى مرحلة الإسالة كما هو مبين بالشكل 1-16. وبشكل دوري (كل ست سنوات تقريباً) يتم تغيير حشو الوعاء المتشبع بكبريتيد الزئبق للحفاظ على كفاءة عمل الوحدة.

**الشكل 1-16: وحدة إزالة الزئبق بمحطة الغاز الطبيعي المسال**




المصدر: معدل عن KBR

### 1-3-2: عمليات التبريد والإسالة

#### 1-3-2-1: التكنولوجيا المستخدمة في تبريد إسالة الغاز الطبيعي

تعد مرحلة الإسالة المرحلة الأكثر تكلفة في صناعة الغاز الطبيعي المسال، وأعلاها استهلاكاً للطاقة. وهي بشكل مبسط تعتمد على استخدام مائع مبرد (Refrigerant Fluid) الذي يتم تبريده مسبقاً في دائرة تبريد، ثم يستخدم في تبريد الغاز الطبيعي لتنتقل إليه الحرارة من الغاز، وبالتالي يبرد الغاز حتى يتحول إلى الحالة السائلة عند -162 درجة مئوية. ويبلغ استهلاك الطاقة في هذه المرحلة المعقدة حوالي 275-400 كيلووات ساعة/طن غاز طبيعي مسال. عالمياً يوجد عدد ضخم من الطرق المستخدمة في تبريد وإسالة الغاز، وتعد كبريات النفط والغاز وشركات الهندسة هي صاحبة براءات الاختراع لهذه الطرق، لذا يشار عادة إلى الطرق المستخدمة باسم الشركة صاحبة براءة الاختراع. وقد تتم عملية الإسالة على مرحلة واحدة أو مرحلتين أو ثلاثة مراحل، وباستخدام مبرد واحد (Pure Refrigerant) أو خليط من المبردات (Mixed Refrigerant, MR).

ويمكن تقسيم أنواع طرق الإسالة إلى ثلاث مجموعات رئيسية هي[10]:

I. المجموعة الأولى

وفيها يتم التبريد عبر دائرة التمدد (Expander Cycle) ومن أمثلتها:

- طريقة Kryopak ExP Process

II. المجموعة الثانية

وفيها يتم التبريد باستخدام خليط من المبردات (Mixed Refrigerant) مع أو بدون تبريد مسبق (Precooling) ومن أمثلتها:

[10] UNECE (United Nations Economic Commission for Europe); Working Party On Gas (WPG); " LNG Industry: Chapter two", 2014.

- طريقة LiMuM باستخدام خليط واحد من المبردات.
- طريقة Prico باستخدام خليط واحد من المبردات (SMR-Prico).
- طريقة Air Products باستخدام خليط واحد من المبردات (AP-N).
- طريقة Air Products باستخدام خليط واحد من المبردات مع تبريد مسبق بالبروبان (APC3-MR).

III. المجموعة الثالثة

وفيها يتم التبريد عبر دورات تبريد متعددة ( Multiple Refrigeration Cycles) ومن أمثلتها:

- طريقة Conoco Philips ذات الدورة المحسنة ( CoP Enhanced Cascade)
- طريقة Air Products وفيها يتم استخدام خليط من المبردات مع تبريد أولي بالبروبان بالإضافة إلى التبريد بالنيتروجين عبر التمدد (AP-X).
- طريقة Shell باستخدام نوعين من خليط المبردات كخليط الإيثان والبروبان مع خليط الميثان والنيتروجين ( Shell-Dual Mixed Process, DMR).
- طريقة Statoil/Linde باستخدام خليط من المبردات عبر دورات متتالية (Mixed Fluid Cascade Process, MFCP).

وتختلف كل طريقة إسالة عن الأخرى من حيث طريقة التشغيل، والتكلفة الاستثمارية، وكفاءة الطاقة. فمثلاً للمحطات الصغيرة التي قد تكون مناسبة لاستغلال حقول الغاز المنعزلة أو البعيدة عن البنية التحتية، فتكون

الطريقة الأنسب هي الإسالة باستخدام دائرة تبريد واحدة، وذلك لأنها الأقل في التكلفة مقارنة بالطرق الأخرى، إلا أن كفاءتها أقل إذا ما قورنت بطريقة التبريد باستخدام الدورة المتتالية. بينما للوحدات الكبيرة ذات طاقة 7.8 مليون طن/السنة، تعتبر طريقة التبريد عبر دورات تبريد متعددة مثل AP-X الطريقة الأنسب لأنها الأقل في استهلاك الطاقة والذي يبلغ نحو 270 كيلو وات/طن من الغاز الطبيعي المسال كما هو مبين بالجدول 7-1 بيد أن تكلفتها الاستثمارية مرتفعة.

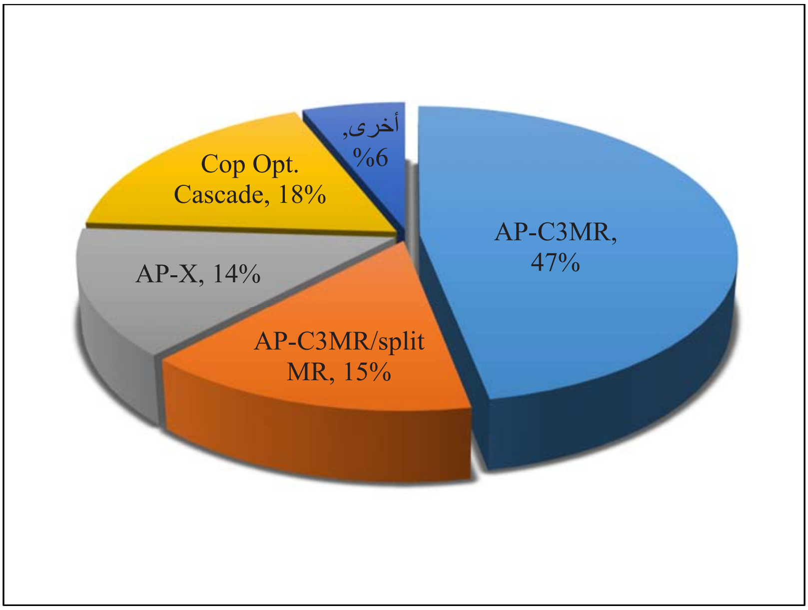
**الجدول 7-1: أبرز الطرق التكنولوجية المستخدمة في إسالة الغاز الطبيعي**

| الطريقة | | الشركة صاحبة براءة الاختراع | اسم العملية | السعة<br>مليون طن/السنة | استهلاك الطاقة<br>كيلووات/طن غاز طبيعي مسال | التطبيقات/أمثلة |
|---|---|---|---|---|---|---|
| التبريد عبر التمدد | تمدد النيتروجين | BHP | CLNG | أقل من 1.5 | 455 | محطات إسالة ذات طاقة محدودة |
| | | Hamworthy | Mark I, II, III | أقل من 0.2 | 800 | إعادة إسالة الغاز الطبيعي المتبخر |
| | | Mustang Eng. | NDX-1 | أقل من 0.65 | 410 | محطات إسالة ذات طاقة محدودة |
| | تمدد الغاز | Kryopak | EXP | أقل من 0.1 | 372 | محطات إسالة ذات طاقة محدودة |
| | | CB& I lummus | Niche LNG | أقل من 0.9 | 400 | محطات إسالة عائمة |
| | | Mustang Eng. | OCX-2 | أقل من 0.75 | 400 | محطات إسالة عائمة |
| التبريد باستخدام خليط من المبردات | | Black & Veatch | Prico | أقل من 1.5 | 310 | سكيكدة-الجزائر |
| | | Kryopak | SCMR | أقل من 2 | 300 | - |
| | | Linde | LiMuM | أقل من 2.5 | 290 | - |
| | | APCI | C3MR | 4.5-1.4 | 280 | أدجاز-أبوظبي |
| | | APCI | AP-M | 1.8-0.5 | 300 | مرسى البريقة-ليبيا |
| التبريد عبر دورات تبريد متعددة | | Conoco-Philips | Optimized Cascade | 5.2-1 | 275 | Atlantic LNG |
| | | Statoil Linde | MFC | 5-2 | 275 | Snohvit LNG |
| | | Shell | DMR | 8-3 | 270 | Sakahline-2 |
| | | APCI | AP-X | 8-6 | 270 | Qatar Gas-2 |

المصادر:
-United Nations Economic Commission for Europe, UNECE
- Håvard Devold, Oil and gas production handbook, 2013

وتعتبر تكنولوجيا الإسالة الخاصة بشركة Air Products (AP) هي الأكثر شيوعاً في الاستخدام في محطات الإسالة، فهي تستحوذ على نحو 80% من طاقة الإسالة العالمية، حيث تمثل طريقة التبريد باستخدام خليط من المبردات مع تبريد مسبق بالبروبان AP-C3MR نحو 47% من طاقة الإسالة العالمية يليها طريقة AP-C3MR/Split MR بنسبة 15% ثم طريقة AP-X بنسبة 14% وهي نفس طريقة AP-C3MR مع إضافة مرحلة أخرى يتم فيها التبريد بالنيتروجين. كما أن تكنولوجيا الإسالة الخاصة بشركة Conoco-Philips ذات استخدام واسع في محطات الإسالة وهي تمثل نحو 18% من طاقة الإسالة العالمية كما هو مبين بالشكل 1-17.

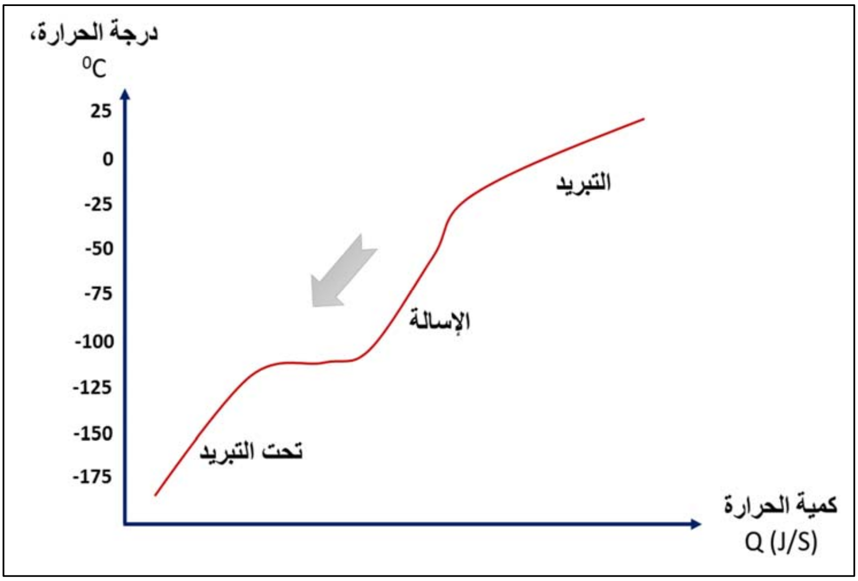
**الشكل 1-17: توزيع طاقة الإسالة عالمياً حسب نوع التكنولوجيا المستخدمة**




المصدر: IGU, World LNG Report, 2017

وبشكل مبسط، تعتمد طريقة AP-C3MR[11] على استخدام **البروبان، وخليط واحد من المبردات** مكون من النيتروجين والميثان والإيثان والبروبان ويتم خلالها ثلاثة مراحل رئيسية للوصول بحرارة الغاز الطبيعي إلى -162 مئوية. وهذه المراحل تشمل مرحلة التبريد (Cooling) وفيها يُبرد الغاز إلى حوالي -35 درجة مئوية، ومرحلة الإسالة (Liquefaction) وفيها تصل الحرارة إلى -100 إلى -125 مئوية، وأخيراً مرحلة تحت التبريد (Sub-Cooling) والتي يتم الوصول فيها بالحرارة إلى -162 مئوية. وهذه المراحل تأتي متماشية مع منحنى درجة الحرارة/ الحمل الحراري (T-Q) للغاز الطبيعي كما يبين الشكل 1-18.

**الشكل 1-18: منحنى درجة الحرارة/ الحمل الحراري (T-Q) للغاز الطبيعي**




المصدر: ABB

[11] Pillarella M., Liu Y., Petrowski J. & Bower R.; "The C3MR Liquefaction Cycle: Versatility for a Fast Growing, Ever Changing LNG Industry"; 15th International Conference and Exhibition on LNG, Spain, 2007.

وبالتالي فإن استخدام خليط من المبردات للتبادل الحراري مع الغاز الطبيعي لسحب كمية من الحرارة من الغاز في مسار يكون مماثلاً لمنحنى درجة الحرارة/ الحمل الحراري للغاز الطبيعي سيضمن تحقيق أعلى كفاءة لعملية الإسالة، وتقليل حجم المبادلات والأجهزة المستخدمة، وضمان ثبات العملية برمتها.

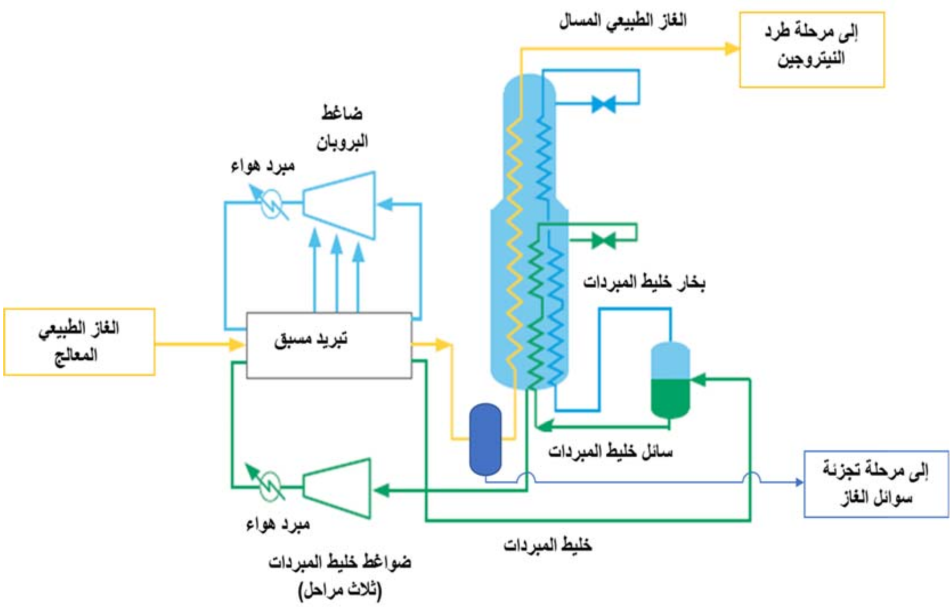
فبعد انتهاء عملية المعالجة الأولية للغاز، يتم تبريده باستخدام البروبان إلى درجة حرارة حوالي -35 مئوية وهي تمثل المرحلة الأولى للتبريد. حيث تعتمد دائرة التبريد بالبروبان (Propane Refrigeration Cycle) على استخدام ضاغط لرفع ضغط البروبان أولاً وهو في حالته الغازية، ثم يتم تكثيفه باستخدام ماء بارد أو الهواء الجوي إلى بروبان سائل ومن ثم يخضع لتخفيض ضغطه على مراحل وهو ما يتسبب في انخفاض حرارته إلى مستويات منخفضة جداً (تحت الصفر) ومن ثم يستخدم لتبريد الغاز المعالج الداخل إلى مرحلة الإسالة.

كما يستخدم البروبان في عمل تبريد أولي لخليط المبردات المستخدم في إسالة الغاز داخل المبادل الرئيسي (Main Cryogenic Heat Exchanger, MCHE) الذي يعد عصب مرحلة الإسالة، وبالتالي يحدث تكثيف جزئي للخليط المكون من النيتروجين والميثان والإيثان والبروبان (جزء سائل، وجزء بخار) ليمر بعد ذلك عبر فاصل الضغط العالي (High Pressure Separator) لفصل بخار وسائل خليط المبردات. ثم يمر كل منها بعد الفاصل عبر دائرتي منفصلتين من حزم الأنابيب الرفيعة داخل المبادل الرئيسي لتخفيض درجة حرارتهما ثم يتم تخفيض ضغط الخليط للوصول إلى درجة حرارة منخفضة جداً ومن ثم المرور عبر غلاف (Shell) مبادل التبريد الرئيسي للتبادل الحراري مع الغاز القادم من مرحلة التبريد الأولى بالبروبان، والذي يمر عبر حزم من الأنابيب بداخل المبادل،

لتتم مرحلتي الإسالة وتحت التبريد، ومن ثم يضخ الغاز الطبيعي المسال إلى المرحلة التالية وهي طرد النيتروجين لضبط القيمة الحرارية ضمن المواصفات المطلوبة.

أما خليط المبردات فيخرج من أسفل المبادل الرئيسي ليضم ضغطه عبر مجموعة من الضواغط على ثلاث مراحل للضغط (الضغط المنخفض، والضغط المتوسط، والضغط العالي) يعقب كل منها عملية تبريد باستخدام الهواء[12]، ثم يتم تبريده باستخدام البروبان تبريداً مسبقاً على غرار الغاز الطبيعي الداخل، لتستكمل العملية من جديد كما هو مبين بالشكل 1-19.

**الشكل 1-19: طريقة AP-C3MR الأكثر شيوعاً في محطات إسالة الغاز الطبيعي**




المصدر: معدل عن [13] Air Products and Chemicals

[12] Scmidt W. et al.;” Large LNG Trains: Technology Advances to Address Market Challenges”; Gastech Conference, Singapore, October 28, 2015

[13] Schmidt W., Kennington B., “Air Products Meet Requirements of Full Range of Floating LNG Concepts”; LNG Journal Mar 2011; Page 8-12.

### 1-3-2-2: أنواع المبادلات المستخدمة في تبريد وإسالة الغاز الطبيعي

يعتبر مبادل التبريد الرئيسي أهم جزء في محطة الإسالة والأعلى في التكلفة، وعالمياً يوجد منه نوعان هما[14]:

- المبادل الحراري ذو حزم الأنابيب الملفوفة حلزونياً

Coil Wound Heat Exchanger (CWHE)

- المبادل الحراري ذو الشكل اللوحي

Plate Fin Heat Exchanger (PFHE)

يتميز المبادل ذو حزم الأنابيب الملفوفة حلزونياً بالعمل ضمن نطاق أوسع من درجات الحرارة والضغط، ويمكن استخدامه للتطبيقات أحادية وثنائية الأطوار وحتى ضغط 250 بار. وتستخدم العديد من المواد في صناعة هذا النوع من المبادلات وذلك على حسب الشكل النهائي المطلوب ومتطلبات العميل، حيث قد يصنع من الصلب المقاوم للصدأ أو الحديد الكربوني أو النيكل أو سبائك الألمونيوم أو الكروم. وتصل مساحة سطح الانتقال الحراري إلى 20,000 متر مربع، بينما لا يزيد القطر عن 7500 مم، ويبلغ وزن المبادل الواحد حوالي 260 طن[15].

والمبادل ذو تصميم محكم (Compact Design)، وهو أكبر في الحجم من أنواع المبادلات الأخرى، يبين الشكل 1-20 المبادل ذو حزم الأنابيب الملفوفة حلزونياً أثناء عمليات نقله وتحميله.

[14] Eberhard Kaupp( Linde); “ Cryogenic Heat Exchangers for LNG Plants”; December 9,2008.
[15] V. Rivera, A. Aduku, O. Harris ;“ Evaluation of LNG Technologies”; University of Oklahoma; April 30, 2008.

**الشكل 1-20: المبادل ذو حزم الأنابيب الملفوفة حلزونياً أثناء عمليات نقله وتحميله**



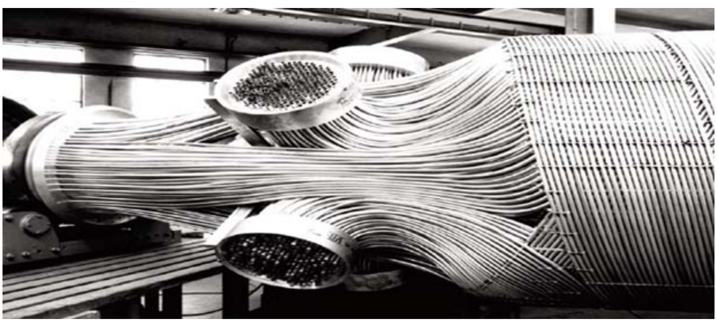
المصدر: Linde AG, Air Products

ويتكون مبادل حزم الأنابيب الملفوفة حلزونياً من أنبوب أجوف مركزي (Central Hollow Tube) ملفوف عليه من الخارج مجموعات من حزم الأنابيب (Tube Bundles) كما هو مبين بالشكل 1-21، ويحيطهم من الخارج وعاء معدني غير منتظم القطر حيث يكون الجزء الأعلى منه ذو قطر أقل من الجزء الأسفل.

وتقوم بإنتاج هذا النوع من المبادلات شركتين هما:

- شركة Air Products بالولايات المتحدة.
- شركة Linde في ألمانيا.

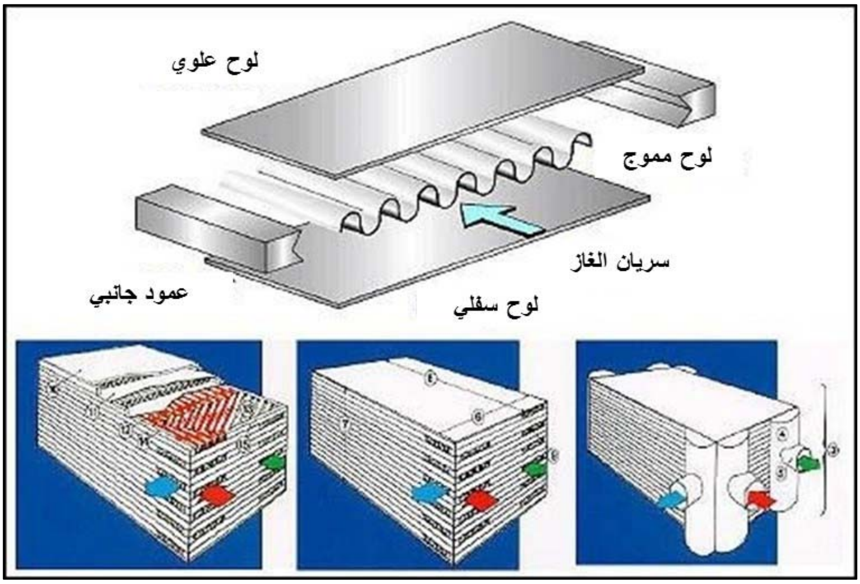
**الشكل 1-21: حزم الأنابيب الملفوفة حول الأنبوب الأجوف المركزي بداخل المبادل الحراري (CWHE)**



المصدر: Air Products

أما النوع الثاني وهو المبادل ذو الألواح فهو يتميز بانخفاض التكلفة مقارنة بالأنواع الأخرى. كما أنه يتميز بكفاءة حرارية عالية، ويمكن إيعاز ذلك إلى تصميمه الذي سيسمح بحدوث انتقال للحرارة لسريان عكسي الاتجاه بشكل كامل بين تياري الغاز الطبيعي وخليط المبردات كما هو مبين بالشكل 1-22، مما يساهم في توزيع مثالي لدرجات الحرارة وتقارب منحنى التبريد لخليط المبردات مع منحنى التبريد للغاز الطبيعي سالف الذكر.

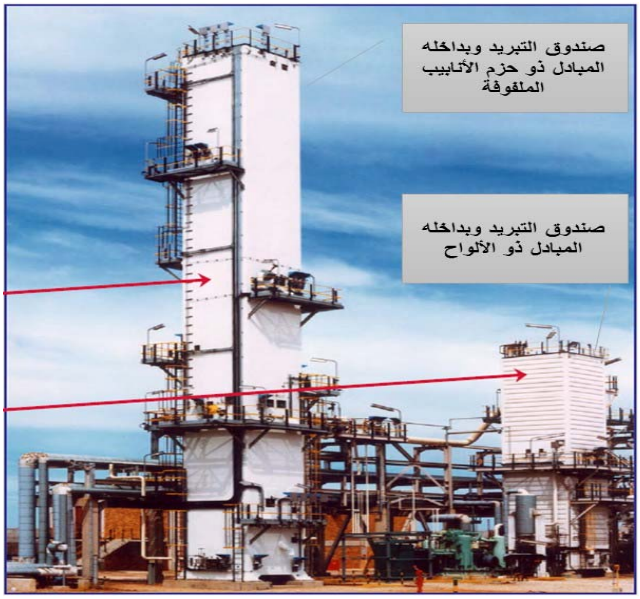
**الشكل 1-22: تركيب المبادل اللوحي المستخدم في تبريد الغاز الطبيعي**




المصدر: Shenzhen SAE Automotive Equipment Co.

والمبادل ذو الألواح ذو تصميم محكم جداً (Very Compact Design)، وهو يوفر مساحة تبادل حراري كبيرة جداً، كما أنه يعمل حتى ضغط 115 بار، وعادة ما يصنع هذا النوع من المبادلات من الألمونيوم. كما أنه أقل في الحجم والوزن من المبادل ذو حزم الأنابيب الملفوفة حلزونياً كما يبين الشكل 1-23، ويلخص الجدول 1-8 السمات الرئيسية لكلا النوعين.

**الشكل 1-23: المبادل ذو حزم الأنابيب الملفوفة حلزونيا، والمبادل ذو الألواح المستخدم في تبريد وإسالة الغاز الطبيعي**




المصدر: .Linde

**الجدول 1-8: ملخص بأهم السمات الرئيسية للمبادلات الحرارية المستخدمة في تبريد وإسالة الغاز الطبيعي**

| البند | المبادل ذو حزم الأنابيب الملفوفة<br>Coil Wound Heat Exchanger | المبادل ذو الألواح<br>Plate Fin Heat Exchanger |
|---|---|---|
| السمات الأساسية | ▪ ذو تصميم محكم<br>▪ التيارات أحادية وثنائية الأطوار<br>▪ تيارات متعددة | ▪ ذو تصميم محكم للغاية<br>▪ التيارات أحادية وثنائية الأطوار<br>▪ تيارات متعددة |
| نوع المائع المستخدم | نقي | نقي جداً |
| نوع السريان | سريان عكسي | سريان عكسي<br>سريان عكسي متعامد (متقاطع) |
| مساحة الانتقال الحراري | 300-20 م$^2$/م$^3$ | 1400-300 م$^2$/م$^3$ |
| مادة الصنع | الألمونيوم، الحديد الكربوني،<br>الصلب المقاوم للصدأ، سبائك خاصة | الألمونيوم |
| درجات الحرارة | جميع ظروف درجات الحرارة | من -269 مئوية وحتى 65 مئوية |
| الضغط | جميع ظروف الضغط | حتى 115 بار |
| تكنولوجيا الإسالة المستخدمة | APCI<br>Shell | Conoco-Philips<br>Statoil/Linde |

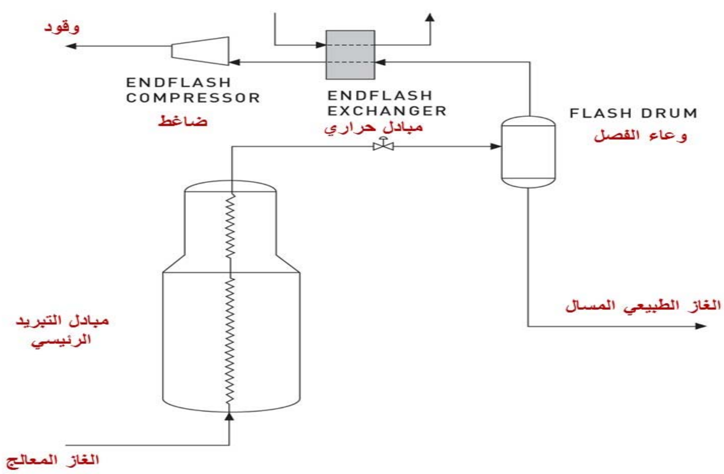
المصادر:
- University of Oklahoma

### 1-3-2-3: فصل النيتروجين من الغاز الطبيعي المسال

تتطلب المواصفات ألا تزيد نسبة النيتروجين في الغاز الطبيعي المسال عن 1%، حيث أن وجوده في تركيب الغاز يقلل من القيمة الحرارية الإجمالية.

وبالتالي إذا زادت نسبة النيتروجين عن الحد المسموح طبقاً للمواصفات، فلابد من فصله في محطة إنتاج الغاز الطبيعي المسال، ويتم ذلك في وحدة فصل النيتروجين. ويوجد في الصناعة العديد من الطرق والحلول المستخدمة في فصل النيتروجين، وأبسط هذا الطرق هو عمل تخفيض لضغط الغاز الطبيعي المسال الخارج من مبادل التبريد الرئيسي واستخدام وعاء تبخير (Flash Drum)، وهنا تنفصل الأبخرة الغنية بالنيتروجين عن الغاز الطبيعي المسال. ويتم تسخين هذه الأبخرة باستخدام مبادل حراري ثم يتم ضغطها وتستخدم كوقود في محطة الإسالة كما هو مبين بالشكل 1-24 بينما يتم نقل الغاز الطبيعي المسال إلى صهاريج التخزين. وهذه الطريقة مناسبة لفصل النيتروجين المتواجد بتركيز ليس مرتفع.

**الشكل 1-24: وحدة فصل النيتروجين من الغاز الطبيعي المسال**




المصدر: Air Products[16]

[16] M.Ott C. et al.;" State-of-the-art nitrogen removal method from Air Products for liquefaction plants"; LNG Journal; October 2015.

### 1-3-3: عمليات تجزئة سوائل الغاز الطبيعي

تعتبر عملية تجزئة سوائل الغاز الطبيعي (الإيثان، والبروبان، والبيوتان فأعلى) التي يتم فصلها أثناء تبريد الغاز الطبيعي في مرحلة الإسالة في برج الفصل (Scrubber Column) من العمليات الرئيسية في محطة الإسالة، وهي تهدف إلى[17]:

- الحصول على منتجات عالية القيمة بغرض البيع كغاز البترول المسال، والمتكثفات.
- تجهيز خليط المبردات المستخدم في مرحلة التبريد والإسالة (يتكون من النيتروجين والميثان والإيثان والبروبان).

وتقوم عملية تجزئة سوائل الغاز على الفرق في درجات الغليان بين المكونات سالفة الذكر، ويتم ذلك في أوعية للفصل تتشابه في طريقة عملها، وفي هذه العملية يتم فصل الإيثان أولاً ثم البروبان ثم البيوتان ويتبقى جزء من الهيدروكربونات الثقيلة يسمى بالمتكثفات أو الغازولين الطبيعي.

### 1-3-4: تخزين الغاز الطبيعي المسال، والشحن على متن الناقلات

بانتهاء مرحلة الإسالة وفصل النيتروجين عن الغاز لضبط قيمته الحرارية، يضخ الغاز إلى صهاريج التخزين، وهي صهاريج مصممة طبقاً للأكواد والمواصفات القياسية التي تحدد نوع المواد المستخدمة في التصنيع، لضمان الحفاظ على الغاز الطبيعي المسال في حالته السائلة، ومنع حدوث أية تسريبات أو انبعاثات. ويستخدم في محطات الإسالة أنواع مختلفة من الصهاريج[18]،[19] وأبرزها الصهاريج أحادية الاحتواء (Single Containment)، ومزدوجة الاحتواء (Double Containment)، وكاملة الاحتواء (Full Containment).

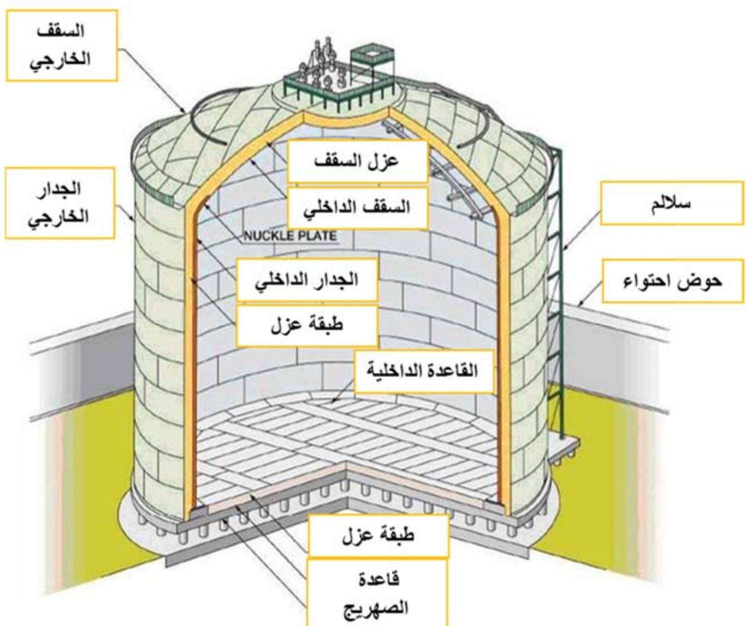
---

[17] Chris Caswell (KPR);" Liquified Natural Gas"; SPE Roughneck Camp; July 17, 2014.
[18] GIIGNL; "LNG Information Paper.5: Managing LNG Risks-Containment".

[19] أوابك، "دراسة المرافئ العائمة لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادته إلى الحالة الغازية"، دولة الكويت، تشرين الثاني/نوفمبر 2016

يتكون الصهريج أحادي الاحتواء من وعاء داخلي (غلاف داخلي) مصنوع من الصلب الذي يحتوي على 9% من معدن النيكل، ويكون قادر على احتواء ومنع تسرب الغاز الطبيعي المسال وأبخرته. ويحاط الوعاء الداخلي بآخر خارجي (غلاف خارجي) يصنع من الصلب الكربوني، وهو يقوم بإحكام مادة العزل في التجويف الحلقي بين الغلافين، واحتواء أية أبخرة متصاعدة من الغاز الطبيعي المسال. أما في حال حدوث تسرب/كسر في الوعاء الداخلي، فلا يمكنه احتواء/منع تسرب السائل الذي يتجمع في حوض/سد الاحتواء (Dike) في المساحة المحيطة بالصهريج. وهو الأقل في التكلفة مقارنة بالأنواع الأخرى، ولكنه يتطلب مساحة محيطة كافية لاحتواء مخزون السائل في حال حدوث تسرب كما هو مبين بالشكل 1-25.

**الشكل 1-25: الصهريج أحادي الاحتواء المستخدم في تخزين الغاز الطبيعي المسال**




المصدر: GIIGNL

يعتبر الصهريج المزدوج الاحتواء، صهريج أحادي الاحتواء مع استبدال حوض الاحتواء الخارجي بصهريج خارجي مصنوع من الخرسانة لاحقة الإجهاد كما هو مبين بالشكل 1-26. ليقوم باحتواء السائل المبرد في حال حدوث تسرب من الصهريج الداخلي، ومن ثم يقلل بشكل كبير من مساحة انتشار الغاز الطبيعي المسال وأبخرته. لكنه يظل غير قادراً على احتواء الأبخرة التي تتصاعد في الفراغ الحلقي بين الصهريج الداخلي والصهريج الخارجي.

والصهريج مزدوج الاحتواء أعلى في التكلفة من الصهريج أحادي الاحتواء نتيجة التكلفة الزائدة للصهريج الخرساني، إلا أنه يتطلب مساحة أقل مقارنة به.

**الشكل 1-26: الصهريج مزدوج الاحتواء المستخدم في تخزين الغاز الطبيعي المسال**

المصدر: Egyptian LNG[20]

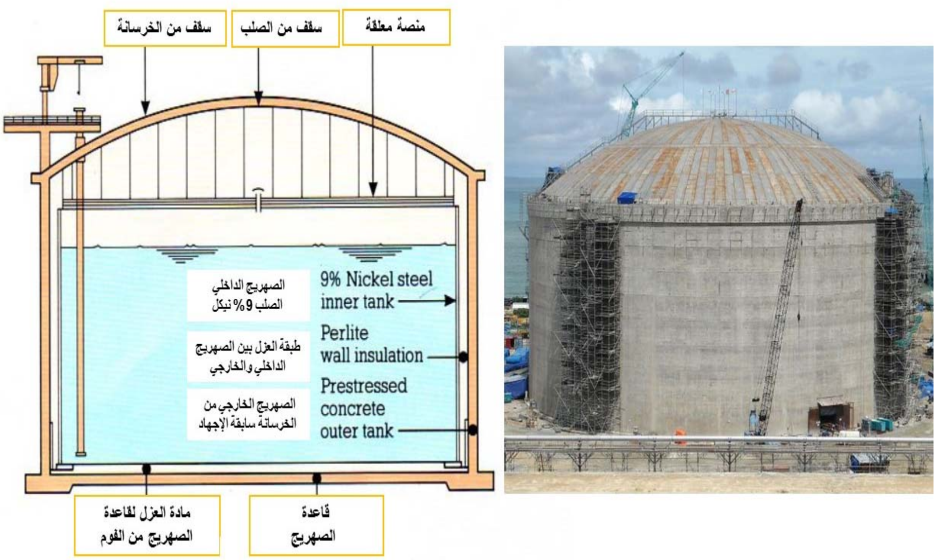
---

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

أما الصهريج كامل الاحتواء فهو صهريج مزدوج الاحتواء ولكن يتم تغطية الفراغ الحلقي بين الصهريج الداخلي والخارجي بغطاء من الخرسانة المسلحة لمنع هروب الغازات المتبخرة من السائل في حال حدوث تسرب كما هو مبين بالشكل 1-27.

وعادة يصنع جدار الصهريج الخارجي من الخرسانة سابقة الإجهاد. وهو يوفر الاحتواء الكامل لكل من السائل والغاز المتبخر في حال حدوث تسرب أو كسر في الصهريج الداخلي. ويلخص الجدول 1-9 السمات الرئيسية للصهاريج أحادية ومزدوجة وكاملة الاحتواء.

**الشكل 1-27: الصهريج كامل الاحتواء المستخدم في تخزين الغاز الطبيعي المسال**




المصدر: Stateoil



**الجدول 1-9: مقارنة بين الصهاريج أحادية ومزدوجة وكاملة الاحتواء المستخدمة في تخزين الغاز الطبيعي المسال**

| نوع الصهريج | احادي الاحتواء | مزدوج الاحتواء | كامل الاحتواء |
|---|---|---|---|
| السمة الرئيسية | الصهريج الداخلي فقط يمكنه احتواء السائل | • كل من الصهريج الداخلي والخارجي يمكنه احتواء السائل<br>• الفراغ الحلقي بين الصهريجين لا يزيد عن 6 متر | كل من الصهريج الداخلي والخارجي يمكنه احتواء السائل |
| الصهريج الداخلي | يقوم باحتواء السائل | يقوم باحتواء السائل والبخار | يقوم باحتواء السائل |
| الصهريج الخارجي | الغلاف الخارجي يقوم باحتواء البخار فقط | يقوم باحتواء السائل | يقوم باحتواء السائل والبخار |
| حوض احتواء خارجي | يوجد | لا يوجد | لا يوجد |

المصدر: Ishikawajima-Harima Heavy Industries (IHI) corp.[21]

عند وصول ناقلة الغاز الطبيعي المسال وإرساءها بجوار الرصيف البحري، يتم تشغيل المضخات بداخل الصهاريج لضخ الغاز الطبيعي المسال إلى أذرع التحميل التي يتم ربطها بمشعب خطوط الأنابيب (Manifold) على سطح الناقلة، وتتوقف فترة تحميل الناقلة على حجم حمولتها ومعدل التدفيع. يبين الشكل 1-28، ناقلة غاز طبيعي مسال أثناء تحميلها في محطة بلحاف باليمن.

**الشكل 1-28: الناقلة Siri Belhaf أثناء تحميلها من محطة بلحاف باليمن**

المصدر: IGU

[21] Hal Bouknight (IHI); "LNG Storage Solutions: A Key Consideration and Element in LNG Terminal Operation; 2015.

## 4-1: الخلاصة

- تتضمن سلسلة القيمة لصناعة الغاز الطبيعي المسال مجموعة ضخمة من التسهيلات والمرافق تستخدم في استخراج الغاز من مكامنه في باطن الأرض، وإسالته، ونقله بالناقلات وإعادة تبخيره حتى يصل إلى المستهلك النهائي. وتعتبر سلسلة القيمة للصناعة طويلة من حيث المسافة، وباهظة التكاليف لتعدد مكوناتها، ويمكن تقسيمها إلى أربعة مراحل هي الاستخراج، والإسالة، والنقل، والتغويز (إعادة تحويله إلى الحالة الغازية).

- تضم محطة إنتاج الغاز الطبيعي المسال مجموعة من العمليات تهدف إلى معالجة الغاز وفصل الشوائب الضارة، وتجفيفه، وذلك تمهيداً لإسالته والتي تتم عبر التبريد التدريجي للوصول بدرجة حرارة الغاز إلى -162 مئوية، وكذلك عمليات تجزئة سوائل الغاز الطبيعي التي تضم الإيثان، والبروبان، والبيوتان فأعلى.

- تعد مرحلة الإسالة المرحلة الأكثر تكلفة في صناعة الغاز الطبيعي المسال، وأعلاها استهلاكاً للطاقة. وهي بشكل مبسط تعتمد على استخدام مائع مبرد الذي يتم تبريده مسبقاً في دائرة تبريد، ثم يستخدم في تبريد الغاز الطبيعي لتنتقل إليه الحرارة من الغاز، وبالتالي يبرد الغاز حتى -162 درجة مئوية. ويبلغ استهلاك الطاقة في هذه المرحلة المعقدة حوالي 275-400 كيلووات ساعة/طن غاز طبيعي مسال.

- تعتبر تكنولوجيا الإسالة الخاصة بشركة Air Products (AP) هي الأكثر شيوعاً في الاستخدام في محطات الإسالة، فهي تستحوذ على نحو 80% من طاقة الإسالة العالمية نهاية عام 2016، حيث تمثل

طريقة التبريد باستخدام خليط من المبردات مع تبريد مسبق بالبروبان AP-C3MR نحو 47% من طاقة الإسالة العالمية ثم يليها طريقة AP-C3MR/Split MR بنسبة 15% ثم طريقة AP-X بنسبة 14%، وهي نفس طريقة AP-C3MR مع إضافة مرحلة أخرى يتم فيها التبريد بالنيتروجين، وهي المستخدمة في الوحدات العملاقة بقطر غاز. كما أن تكنولوجيا الإسالة لشركة Conoco-Philips ذات استخدام واسع في محطات الإسالة وهي تمثل نحو 18% من طاقة الإسالة العالمية.

- يعتبر مبادل التبريد الرئيسي أهم جزء في محطة الإسالة والأعلى في التكلفة، وعالمياً يوجد منه نوعان هما المبادل الحراري ذو حزم الأنابيب الملفوفة حلزونياً، والمبادل الحراري ذو الشكل اللوحي.

# الفصل الثاني

# تطور محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال وتوزيعها عالمياً

2-1: لمحة عن تطور صناعة الغاز الطبيعي المسال

2-2: تطور الطاقة الإنتاجية للغاز الطبيعي المسال وتوزيعها عالمياً

2-3: محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في دول حوض المحيط الهادي

2-4: محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في دول منطقة الشرق الأوسط

2-5: محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في دول حوض الأطلسي-المتوسط

2-6: الخلاصة

# الفصل الثاني

## تطور محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال وتوزيعها عالميا

شهدت صناعة الغاز الطبيعي المسال تطوراً هائلا في طاقات الإسالة وعدد الدول المصدرة للغاز الطبيعي المسال، فمن 1 مليون طن/السنة ودولة واحدة مصدرة للغاز الطبيعي المسال (الجزائر) في عام 1964، وصل إجمالي طاقة الإسالة في العالم إلى 339.1 مليون طن/السنة نهاية عام 2016، كما ارتفع عدد الدول المصدرة إلى 19 دولة. وتعد منطقة الشرق الأوسط من أكثر مناطق العالم تطوراً في طاقات الإسالة، ويعود ذلك إلى المشاريع الكبرى التي تم تنفيذها وتشغيلها في دولة قطر التي تضمنت ولأول مرة في تاريخ الصناعة إنشاء وحدات إنتاج عملاقة بطاقة قدرها 7.8 مليون طن/السنة للوحدة الواحدة.

### 2-1: لمحة عن تطور صناعة الغاز الطبيعي المسال

#### 2-1-1: أهمية صناعة الغاز الطبيعي المسال

تتزايد أهمية صناعة وتجارة الغاز الطبيعي المسال في الدول المصدرة والمستوردة على حد سواء، فهي أصبحت منافساً قوياً لتجارة الغاز التقليدية عبر خطوط الأنابيب، ويعود ذلك إلى المرونة التي تتسم بها الصناعة، والتطور التكنولوجي الهائل في كافة حلقاتها بداية من مرحلة الإسالة ومروراً بالنقل وحتى مرحلة استقبال الغاز الطبيعي المسال وإعادة تحويله إلى الحالة الغازية في البلد المستورد. حيث يشهد السوق العالمي بشكل مستمر دخول محطة جديدة للتصدير مع/أو مرفأ جديد للاستقبال، وهو ما يعكس الاهتمام المتزايد من قبل الدول المصدرة والمستوردة على حد سواء.

فمن جانب الدول المصدرة، تساهم مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال في تنويع أسواقها، والوصول إلى مراكز الاستهلاك البعيدة التي من الصعب فنياً واقتصادياً الوصول إليها عبر خطوط الأنابيب.

أما الدول المستوردة، فيمكنًها الغاز الطبيعي المسال من تنويع مصادر إمداداتها وعدم الاعتماد على مصدر واحد كما هو الحال مع خطوط الأنابيب. كما أن وفرة إمدادات الغاز الطبيعي المسال في الأسواق العالمية ستؤدي إلى إشعال المنافسة بين المصدرين وهو ما يشكل ضغطاً على الأسعار، ويدفع المصدرين إلى اتباع مرونة أكبر في عقود البيع مع المستوردين.

وبالتالي يمكن لتجارة الغاز الطبيعي المسال أن تحقق أمن الطاقة بمفهومه الشامل لكلا الطرفين، وهو أمن الطلب للدول المصدرة عبر تأمين أسواق متعددة لإنتاجها، وأمن الإمداد للدول المستوردة عبر تنويع مصادر إمداداتها وعدم الاعتماد على مصدر واحد.

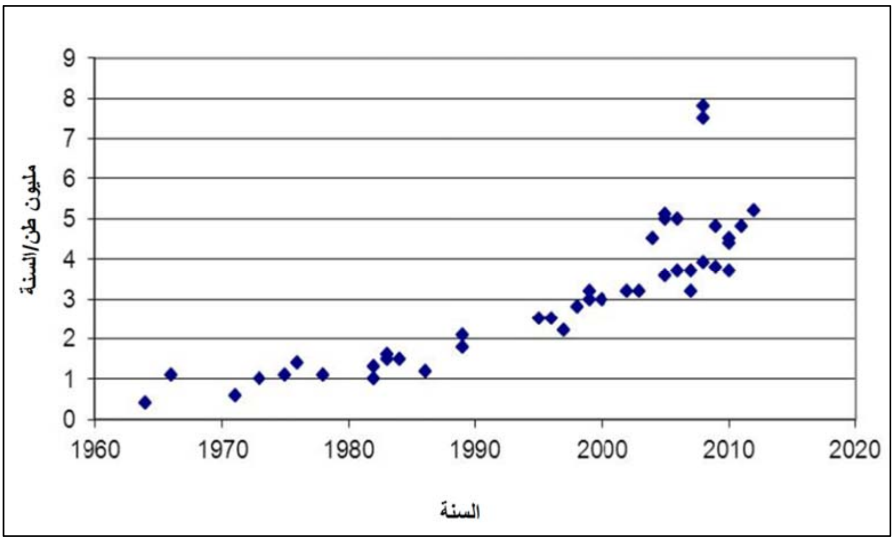
وتتسم صناعة الغاز الطبيعي المسال بأنها صناعة باهظة التكاليف بشكل عام، وهو ما يجعل من تنفيذ مشروع إسالة قراراً استراتيجياً يحتاج إلى إجراء دراسة جدوى تتناول تحليل دقيق للأسواق العالمية، ودراسة توقعات الطلب على الغاز في الأسواق الرئيسية، وضمان توقيع اتفاقيات بيع وشراء مع المستهلكين لتسويق القسم الأكبر من الإنتاج المستقبلي بأسعار مناسبة كافية لتحقيق عائد مادي مجدٍ طوال فترة تشغيل المشروع.

كما يتطلب إنشاء محطة إسالة وجود احتياطيات كافية من الغاز الطبيعي تكفي لتشغيل المشروع فترة من 20 إلى 30 عاماً. وكقاعدة عامة، فإن إنشاء محطة لتصدير الغاز الطبيعي المسال بطاقة 8 مليون طن/السنة على سبيل المثال، يتطلب وجود احتياطيات من الغاز الطبيعي في حدود 8-10 تريليون قدم مكعب حتى تكفي لتشغيل المحطة لمدة لا تقل عن 20 عاماً.

### 2-1-2: تطور تكاليف إنشاء محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال، والعوامل المؤثرة[22]

لقد ساهم التطور التكنولوجي في رفع الطاقة التصميمية لوحدة إنتاج الغاز الطبيعي المسال (LNG Train)، والتي ظلت في حدود 1-2 مليون طن/السنة خلال الفترة من عام 1964 وحتى مطلع التسعينات من القرن الماضي كما هو مبين بالشكل 2-1، لترتفع إلى أكثر من 3 مليون طن/السنة خلال الفترة (1991-2000). وقد برز التطور الأكبر في الطاقة التصميمية في الفترة (2001 - 2010)، حيث ارتفعت الطاقة التصميمية إلى أكثر من 5 مليون طن/السنة، كما شهدت تلك الفترة تصنيع وحدات عملاقة بطاقة 7.8 مليون طن/السنة. وتضم شركتي قطر غاز وراس غاز في دولة قطر نحو ست وحدات من هذا النوع، وهو ما مكن دولة قطر من تصدر دول العالم كأكبر منتج للغاز الطبيعي المسال بطاقة إجمالية قدرها 77 مليون طن/السنة.

**الشكل 2-1: تطور الطاقة التصميمة لوحدة إنتاج الغاز الطبيعي المسال**
(مليون طن/السنة)




المصدر: Songhurst B., “LNG Plants Cost Escalation”; Oxford Institute for Energy Studies; February 2014

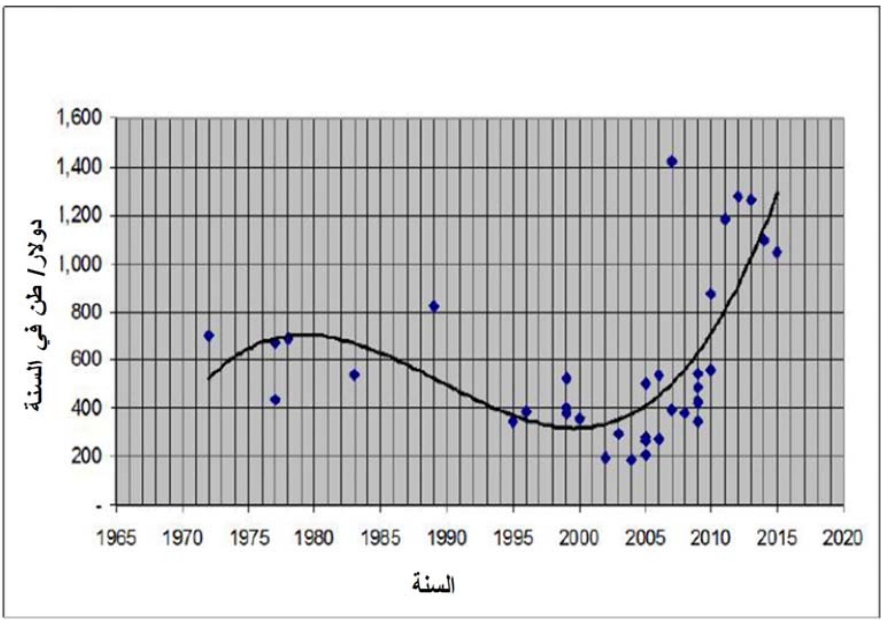
[22] Songhurst B., “LNG Plants Cost Escalation”; Oxford Institute for Energy Studies; February 2014

ومن جانب آخر، فقد شهد منحنى التكاليف الاستثمارية لمشاريع الإسالة والمقدرة بالدولار لكل طن/السنة من الطاقة الإنتاجية تطوراً كبيراً مع تطور الطاقة التصميمية، حيث كانت تبلغ في المتوسط خلال الفترة (1970-1990) نحو 600 دولار لكل طن/السنة من الطاقة الإنتاجية، ثم تراجعت خلال الفترة (1990-2008) إلى 400 دولار لكل طن/السنة نتيجة التوسع في مشاريع الغاز الطبيعي المسال في منطقة الشرق الأوسط وتحديداً في دولة قطر.

بيد أن منحنى التكاليف الاستثمارية عاود الصعود مرة أخرى ابتداء من عام 2008، ليصل إلى أكثر من 1200 دولار لكل طن/السنة كما هو مبين بالشكل 2-2.

**الشكل 2-2: تطور التكلفة الاستثمارية لمشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال**

(دولار/طن في السنة)




المصدر: OIES نقلاً عن بيانات Wood Mackenzie

وبشكل عام تختلف التكاليف الرأسمالية اللازمة لإنشاء محطة لتصدير الغاز الطبيعي المسال من موقع لآخر استنادا إلى عدد من العوامل أبرزها ما يلي[23]:

➢ **حجم المشروع (Project Scope)**

تتفاوت تكلفة إنشاء محطة لإسالة الغاز الطبيعي من مشروع لآخر حسب نوع وحجم الأعمال والأنشطة التي يتضمنها المشروع، فقد يكون المشروع مقتصرا على إضافة وحدة إنتاج (Repeated Train) في محطة إسالة قائمة بالفعل وهو يعد الأقل في التكاليف مقارنة بالأنواع الأخرى نظراً لوجود باقي التسهيلات والمرافق بالمحطة.

أو يكون المشروع عبارة عن إنشاء محطة جديدة بكامل تسهيلاتها اللازمة (Single Train Full LNG Scope) لمعالجة الغاز قبل عمليات التبريد والإسالة والمرافق الأخرى كصهاريج التخزين ورصيف الشحن، وهذا النوع لا يتطلب إنشاء بنية تحتية كاملة لوجودها في مناطق صناعية وقريبة من العمران.

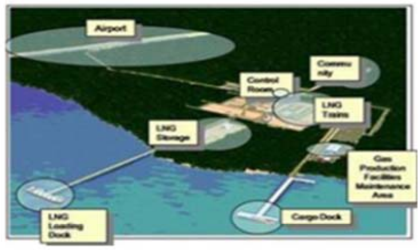
وفي بعض الأحيان، قد يتطلب تنفيذ مشروع لتصدير الغاز الطبيعي المسال إضافة إلى ما سبق إنشاء بنية تحتية كاملة (Single Train Plus Infrastructure) لوجوده في أماكن نائية وبعيدة عن المناطق العمرانية، وهو ما يستلزم إنشاء معسكرات إقامة للعاملين، بالإضافة إلى ضرورة وجود تسهيلات لوجستية من موانئ ومطارات.

أما النوع الأخير من المشاريع وهو الأعلى في التكاليف الاستثمارية فيشمل بالإضافة إلى كل ما سبق إنشاء شبكة تجميع للغاز (Gas Gathering Network)

[23] Brian Songhurst; "LNG Plants Cost Escalation"; Oxford Institute for Energy Studies(OIES), February 2014

من الحقول المنتجة التي توفر إمدادات الغاز لمحطة الإسالة. يبين الشكل 2-3، الأنواع المختلفة من مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال حسب حجم ووصف المشروع.

**الشكل 2-3: أنواع مختلفة من مشاريع إنشاء محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال**




محطة جديدة بكامل تسهيلاتها مع بنية تحتية


إضافة وحدة إسالة بمحطة قائمة

محطة جديدة كاملة مع شبكة تجميع من الآبار

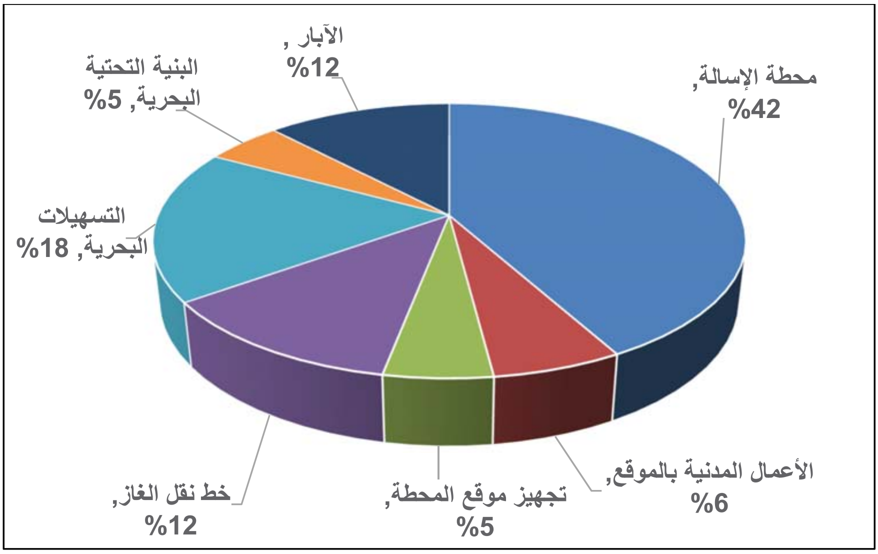
محطة جديدة بكامل تسهيلاتها

المصدر: OIES

وأياً ما كان حجم المشروع، فإن محطة الإسالة تشكل القسم الأكبر من تكاليف المشروع (قد تصل إلى 60%) كما هو مبين بالشكل 2-4، وبالتالي فهي توفر فرصة سانحة لتحسين اقتصاديات المشروع وجعله مجد من الناحية الاقتصادية طوال فترة تشغيله[24].

[24] A.Habibullah, P.Lardi, M.Passmore(Worely Parsons), “ LNG Conceptual Design Strategies”, Presented at the 88th GPA Annual Convention in San Antonio, TX, March 2009

**الشكل 2-4: توزيع التكاليف الاستثمارية في مشروع متكامل لإنتاج وتصدير الغاز الطبيعي المسال**




المصدر: Worely Parsons

أما بداخل محطة الإسالة نفسها، فتشكل تسهيلات التبريد والإسالة نحو نصف تكاليف إنشاء المحطة. ويتوقف تحديد الطاقة التصميمية وعدد وحدات الإنتاج على ظروف كل مشروع وفي مقدمتها:

- حجم مكمن الغاز المغذي لمحطة الإسالة والذي سيحدد حجم إمدادات الغاز طول فترة تشغيل المشروع.
- اقتصاديات الحجم (Economies of Scale)، فتكلفة إنشاء وحدة إنتاج واحدة ذات طاقة تصميمية عالية ستعطي وفراً في التكاليف الإنشائية في حدود 10% مقارنة بتكلفة إنشاء وحدتين صغيرتين لنفس الطاقة التصميمية الإجمالية (50% X 2)
- موقع المشروع، والمساحة الإجمالية.
- البنية التحتية القائمة.

- حجم المشروع (مشروع جديد أم إضافة وحدة إنتاج داخل محطة قائمة).
- طاقة التشغيل المبدئية لتلبية الطلب الحالي (يمكن تنفيذ المشروع بوحدات ذات طاقة صغيرة مع إمكانية زيادة عدد الوحدات مستقبلا حسب الطلب).

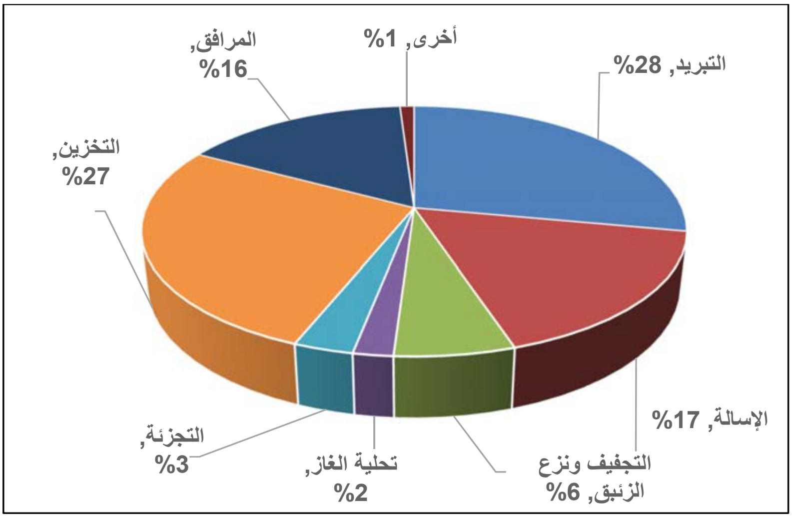
وفي حالة تنفيذ وحدة إنتاج كنموذج جاهز (Modularized Unit) في إحدى ورش التصنيع خارج موقع المشروع كالمبينة بالشكل 2-5، فستحدد الحمولة القصوى للنموذج التي يمكن نقلها من الورش إلى موقع المشروع، الطاقة التصميمية القصوى لوحدة الإنتاج.

**الشكل 2-5: نموذج وحدة الإسالة الخامسة بمحطة Woodside بأستراليا**
(حمولة النموذج 18 ألف طن)


المصدر: Worely Parsons

كما تعد صهاريج التخزين من المكونات ذات التكلفة العالية، فهي تمثل نحو 27% من تكلفة محطة الإسالة، بينما تمثل المرافق من وحدات لتوليد الكهرباء اللازمة للموقع، وأنظمة التحكم، .. إلخ نحو 16%. وتتوزع التكلفة الإجمالية لإنشاء محطة لتصدير الغاز الطبيعي المسال كما هو مبين بالشكل 6-2.

**الشكل 6-2: توزيع التكاليف الإجمالية لإنشاء محطة لتصدير الغاز الطبيعي المسال**




المصدر: Worely Parsons

## ➢ درجة صعوبة المشروع (Project Complexity)

تتوقف درجة صعوبة المشروع على عدد من العوامل تتعلق بمناخ الاستثمار في الدولة التي يجرى تنفيذ المشروع على أراضيها، ومن هذه العوامل وجود بنية تحتية للغاز الطبيعي من خطوط أنابيب وشبكات تجميع، وتوافر عمالة فنية مدربة وذات خبرة بالصناعة، ووجود تشريعات ومعايير محلية تتعلق بصناعة الغاز الطبيعي المسال. ففي بعض الدول مثل دولة قطر، تتوافر هذه العوامل مجتمعة وهو ما يوفر مناخ مثالي للاستثمار، بينما تزداد صعوبة تنفيذ المشروع في بعض الدول الأخرى

كتنزانيا وموزمبيق لعدم وجود بنية تحتية للغاز الطبيعي ونقص العمالة المدربة، وهو الأمر الذي يضع المزيد من التحديات والمعوقات أمام الاستثمار في تنفيذ مشاريع إسالة في تلك الدول.

- **الأعمال الإنشائية (Construction Works)**

تشكل الأعمال الإنشائية نحو 30% من إجمالي تكلفة إنشاء محطة الإسالة، وقد ترتفع هذه النسبة في بعض الأحيان إلى 50% حسب موقع المشروع، خاصة إذا كان المشروع واقعاً في منطقة بحرية أو في أماكن بعيدة عن البنية التحتية لنقل الغاز، حيث سيتطلب ذلك زيادة عدد العمالة المطلوبة وعدد ساعات العمل لإنجازه. ويعد موقع المشروع العامل الرئيسي في تحديد تكلفة الإنشاء، بالإضافة ساعات العمل للعمالة (Man Hours)، وأجور العمالة، والإنتاجية.

وهنا تجدر الإشارة إلى مشاريع إسالة الغاز الجاري إنشاؤها حالياً في أستراليا التي تتسم بارتفاع التكلفة، حيث تصل تكلفة الأعمال الإنشائية إلى حوالي 50-60% من التكلفة الاستثمارية الإجمالية للمشروع، وذلك بسبب وجودها في مناطق نائية من ناحية، وارتفاع أجور العمالة المحلية وقلة الإنتاجية من ناحية أخرى.

- **تكلفة الأجهزة والمهمات (Equipment & Materials)**

تبلغ تكلفة الأجهزة والمهمات نحو 30% و20% من إجمالي تكلفة المشروع على التوالي. وتشكل المبادلات الحرارية، وضواغط التبريد، وصهاريج التخزين القسم الأكبر في التكلفة.

- **الأعمال الهندسية وإدارة المشروع (Engineering & Project Management)**

تشكل الأعمال الهندسية وإدارة المشروع نحو 8% من إجمالي تكاليف المشروع. وتشمل التصميمات الهندسية التفصيلية، وتكلفة إدارة المشروع من قبل

مقاولي الهندسة والتوريد والإنشاء (EPC Contractors). ويهمين على تنفيذ مشاريع الإسالة عدد محدود من الشركات الهندسية العالمية، وعددها ست شركات.

➢ **مخاطر تغير سعر صرف العملة المحلية (Currency Exchange Risk)**

من العوامل التي قد تؤثر على تكاليف مشروع الإسالة هو تغير سعر الصرف للعملة المحلية في الدولة التي ينفذ المشروع على أراضيها. ففي أستراليا، أدى ارتفاع سعر صرف الدولار الأسترالي أمام الدولار الأمريكي بنسبة 20% منذ عام 2009 إلى ارتفاع تكاليف المشاريع عن المخطط، حيث يتم التعامل بالعملة المحلية في أكثر من 50% من التكلفة الاستثمارية الإجمالية للمشروع.

## 2-2: تطور الطاقة الإنتاجية للغاز الطبيعي المسال وتوزيعها عالمياً

تعتبر صناعة الغاز الطبيعي المسال صناعة حديثة، فلم يمر على انطلاقها سوى خمسة عقود. وطوال هذه الفترة، مرت الصناعة بتطورات عدة حتى غدت اليوم تمثل الملمح الأبرز لتطور صناعة الغاز الطبيعي عامة. وتكمن ملامح هذه التطورات في تنامي مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال، وزيادة عدد الدول المصدرة للغاز الطبيعي المسال، وهو ما أدى إلى نمو طاقة الإسالة العالمية بشكل هائل.

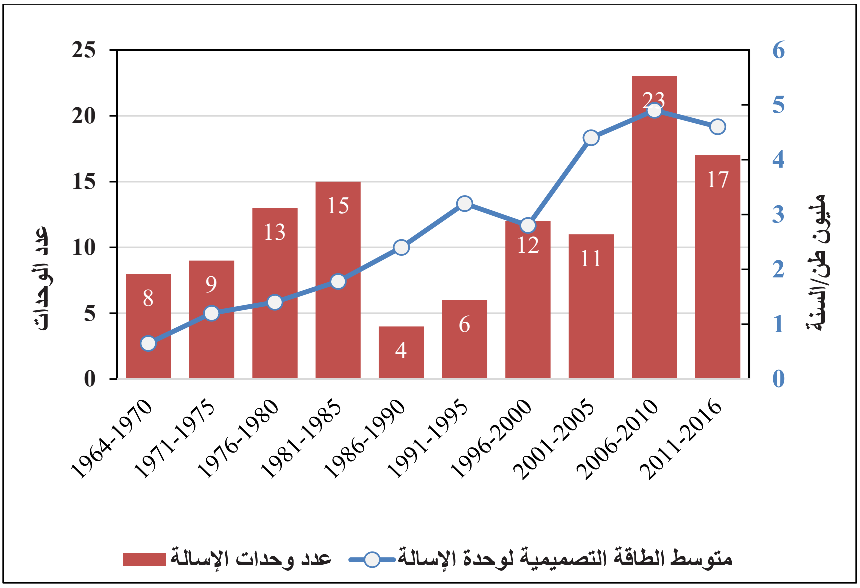
وكما هو مبين بالشكل 2-7، فإن التطور الأبرز في عدد مشاريع الغاز الطبيعي المسال قد ظهر خلال العقدين الماضيين في الفترة من عام 1996 وحتى عام 2016 مقارنة بالعقود الثلاثة السابقة لهذه الفترة. حيث بلغ العدد الإجمالي لوحدات الإسالة التي تم تشغيلها في الفترة سالفة الذكر حوالي 63 وحدة، وذلك مقارنة بـ 55 وحدة إسالة خلال الفترة من عام 1964 وحتى عام 1995.

وقد شهدت الفترة 2006-2010، تشغيل العدد الأكبر من وحدات الإسالة الذي بلغ نحو 23 وحدة، وهي الفترة التي شهدت تشغيل خمس وحدات إسالة (منها أربع وحدات عملاقة بطاقة 7.8 مليون طن/السنة) بدولة قطر، ووحدتي إسالة

فـي كـل مـن الجمهوريـة اليمنيـة، والجمهـورية الجـزائرية، وتشغيـل محطـة Sakhaline-II بروسيا الاتحادية والتي تضم وحدتي إسالة، بالإضافة إلى تشغيل وحدات إسالة جديدة في كل من أستراليا، ونيجيريا، وترينداد وتوباغو.

وتتميز هذه الفترة أيضاً بأنها تمثل الفترة الأعلى مقارنة بالفترات السابقة لها من حيث متوسط الطاقة التصميمية لوحدة الإسالة (مليون طن/السنة)[25]، والتي بلغت نحو 5 مليون طن/السنة. ونظراً لعدم تنفيذ وتشغيل وحدات عملاقة أخرى بأي بلد مصدر للغاز كالتي تم تشغيلها بشركتي قطر غاز وراس غاز، بدأ منحنى متوسط طاقة الإسالة للوحدة الواحدة في التراجع ليصل إلى نحو 4.5 مليون طن/السنة، ومن المتوقع أن يستمر المنحنى في اتجاه التراجع وذلك في ضوء التوجه الحالي للصناعة نحو التوسع في تنفيذ وحدات الإسالة ذات الطاقة الصغيرة (Small Scale LNG Trains).

**الشكل 2-7: تطور عدد وحدات الإسالة التي تم تشغيلها ومتوسط الطاقة التصميمية للوحدة (مليون طن/السنة)**



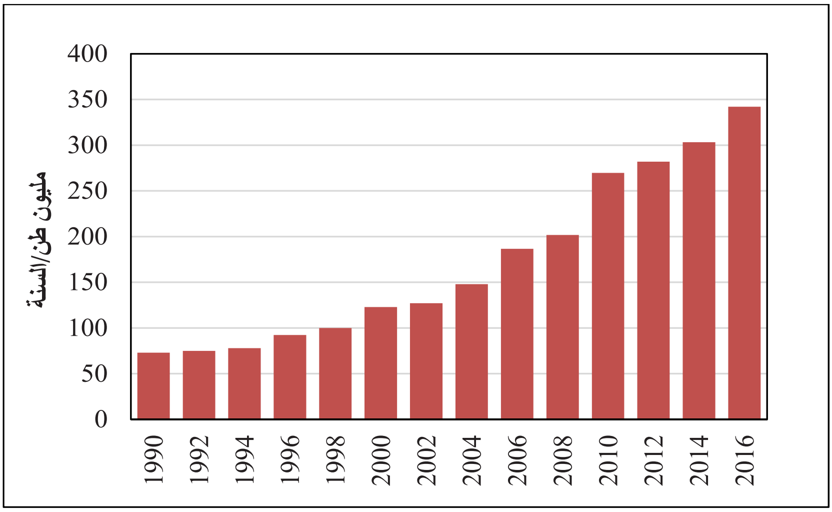

المصدر: IGU, World LNG Report 2017

[25] حاصل قسمة طاقة الإسالة الإجمالية للوحدات التي تم تشغيلها على عدد الوحدات

وقد كان لهذا التوسع في تنفيذ مشاريع الإسالة أثراً واضحاً على النمو المتواصل في طاقة الإسالة الإجمالية على مستوى العالم على الرغم من إيقاف بعض الوحدات العاملة وإخراجها من الخدمة نهائياً في بعض المناطق بسبب التقادم وضعف الكفاءة. وبنهاية عام 2016 بلغت طاقة الإسالة الإجمالية على مستوى العالم نحو 339.1 مليون طن/السنة كما هو مبين بالشكل 2-8، مقارنة بـ 73 مليون طن/ السنة عام 1990، لتحقق بذلك نمواً سنوياً مركباً نسبته 6% خلال تلك الفترة (1990-2016).

**الشكل 2-8: تطور طاقة الإسالة الإجمالية على مستوى العالم**

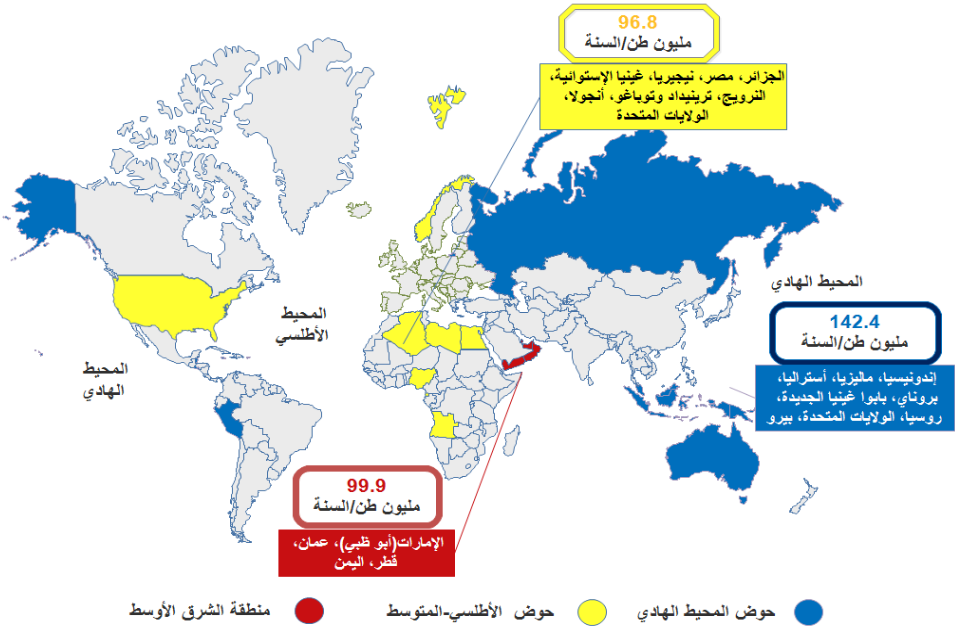
(مليون طن/السنة)




المصادر:
- IGU, World LNG Report 2017
- GIIGNL, The LNG Industry Annual Report, 2017

وتنتشر محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في ثلاث مناطق رئيسية في العالم وهي منطقة حوض المحيط الهادي، ومنطقة حوض الأطلسي-المتوسط، ومنطقة الشرق الأوسط كما هو مبين بالشكل 2-9، وتضم المناطق الثلاثة نحو تسعة عشر دولة مصدرة للغاز الطبيعي المسال، يتواجد بها 96 وحدة إسالة كما هو مبين بالجدول 2-1.

**الشكل 2-9: مناطق تصدير الغاز الطبيعي المسال في العالم، وطاقة الإسالة الاجمالية لكل منطقة نهاية عام 2016**




مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual Report 2017 edition

**الجدول 2-1: الطاقة الاسمية والسعة التخزينية الإجمالية لمحطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في مناطق العالم المختلفة نهاية عام 2016**

| المنطقة | إجمالي عدد وحدات الإسالة | إجمالي الطاقة الاسمية (مليون طن/السنة) | إجمالي السعة التخزينية (متر مكعب) |
|---|---|---|---|
| حوض المحيط الهادي | 42 | 142.4 | 4,421,000 |
| الشرق الأوسط | 22 | 99.9 | 3,100,000 |
| حوض الأطلسي-المتوسط | 32 | 96.8 | 4,192,800 |
| **الإجمالي** | **96** | **339.1** | **11,713,800** |

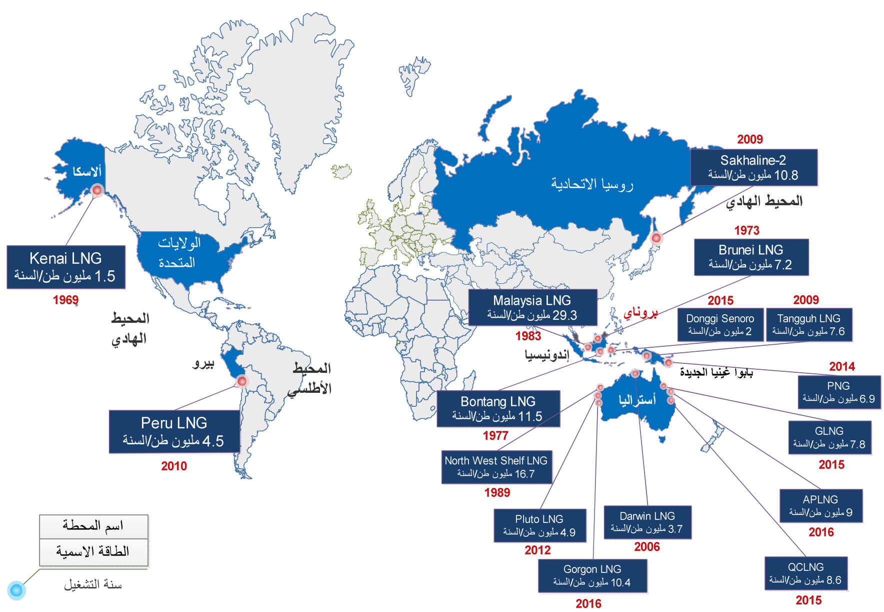
مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual Report 2017 edition

## 2-3: محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في دول حوض المحيط الهادي

### 2-3-1: لمحة عامة

تعد منطقة المحيط الهادي الأعلى عالمياً في طاقات الإسالة حيث تبلغ طاقة الإسالة الإجمالية في دول المنطقة نحو 142.4 مليون طن/السنة، وهو ما يعادل نحو 42% من طاقة الإسالة الإجمالية على مستوى العالم. وتضم منطقة المحيط الهادي ثمان دول مصدرة للغاز الطبيعي المسال تضم **16** محطة إسالة موزعة في كل من أستراليا (7 محطات)، وإندونيسيا (3 محطات)، الولايات المتحدة (محطة واحدة في ولاية ألاسكا)، سلطنة بروناي (محطة واحدة)، ماليزيا (محطة واحدة)، روسيا (محطة واحدة)، بيرو (محطة واحدة)، بابوا غينيا الجديدة (محطة واحدة) كما هو مبين بالشكل 2-10، والجدول 2-2.

**الشكل 2-10: مواقع محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في دول حوض المحيط الهادي**




مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

**الجدول 2-2: محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال العاملة في دول حوض المحيط الهادي (نهاية عام 2016)**

| الدولة | اسم المحطة | عدد وحدات الإسالة | الطاقة الإسمية (مليون طن/السنة) | عدد صهاريج التخزين | السعة التخزينية (متر مكعب) |
|---|---|---|---|---|---|
| الولايات المتحدة (ألاسكا) | Kenai LNG | 1 | 1.5 | 3 | 108,000 |
| بروناي | Brunei LNG | 5 | 7.2 | 3 | 195,000 |
| ماليزيا | Malaysia LNG | 9 | 29.3 | 6 | 390,000 |
| أستراليا | North West Shelf | 5 | 16.7 | 4 | 260,000 |
| | Darwin LNG | 1 | 3.7 | 1 | 188,000 |
| | Pluto LNG | 1 | 4.9 | 2 | 240,000 |
| | Queensland Curtis LNG | 2 | 8.6 | 2 | 280,000 |
| | Gladstone LNG | 2 | 7.8 | 2 | 280,000 |
| | Australia Pacific LNG | 2 | 9 | 2 | 320,000 |
| | Gorgon LNG | 2 | 10.4 | 2 | 240,000 |
| إندونيسيا | Bontang LNG | 4 | 11.5 | 6 | 630,000 |
| | Tangguh | 2 | 7.6 | 2 | 340,000 |
| | Donggi-Senoro | 1 | 2 | 1 | 170,000 |
| روسيا | Sakhaline-2 | 2 | 10.8 | 2 | 200,000 |
| بيرو | Peru LNG | 1 | 4.5 | 2 | 260,000 |
| بابوا غينيا الجديدة | PNG LNG | 2 | 6.9 | 2 | 320,000 |
| **الإجمالي** | **16** | **42** | **142.40** | **42** | **4,421,000** |

مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

## 2-3-2: توزيع محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في دول حوض المحيط الهادي

### 2-3-2-1: الولايات المتحدة الأمريكية (ألاسكا)

تاريخياً تعد الولايات المتحدة الأمريكية أولى دول المنطقة في تصدير الغاز الطبيعي المسال، بعد تشغيل محطة Kenai المبينة بالشكل 2-11 في

ولاية ألاسكا عام 1969 والتي تضم وحدة إسالة واحدة بطاقة 1.5 مليون طن/السنة، وكانت تعد الأعلى عالمياً من حيث الطاقة التصميمية في ذلك الوقت. وقد خصص إنتاج المحطة لتلبية احتياجات اليابان. وقد ظلت المحطة في التشغيل حتى الربع الأول من عام 2013، لتتوقف بعد ذلك نظراً لانتهاء صلاحية تصريح التصدير الممنوح لشركة ConocoPhillips المالكة والمشغلة للمحطة، إلا أن الشركة حصلت على تصريح جديد صلاحيته عامين وعاودت المحطة التصدير منتصف عام 2014[26]. بيد أنها توقفت مجدداً في عام 2016، لتوقف إمدادات الغاز إلى المحطة بسبب تراجع الإنتاج في ألاسكا.

**الشكل 2-11: محطة Kenai للغاز الطبيعي المسال في ولاية ألاسكا بالولايات المتحدة**

المصدر: ConocoPhilips

[26] ConocoPhilpis;" ConocoPhillips Announces Resumption of Exports from the Kenai LNG Facility"; April 14, 2014.

### 2-3-2-2: سلطنة بروناي

تعد سلطنة **بروناي** أولى دول منطقة آسيا/المحيط الهادي في تصدير الغاز الطبيعي المسال، ويعود ذلك إلى عام 1973، بعدما نجحت كل من حكومة بروناي، وشركة Shell وشركة Mitsubishi في الاتفاق على تنفيذ مشروع لإسالة الغاز الطبيعي، وتصدير إنتاجه إلى اليابان. وقد بدأ تشغيل محطة Brunei LNG عام 1973 بأربع وحدات إسالة، ثم أضيف إليها وحدة إسالة خامسة فيما بعد، وتقدر الطاقة الإجمالية الحالية للمحطة بنحو 7.2 مليون طن/السنة.

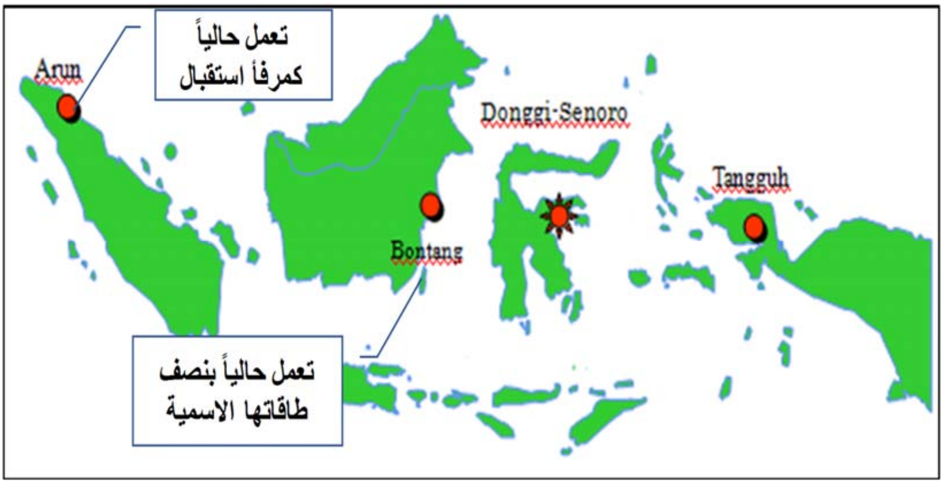
### 2-3-2-3: إندونيسيا

التحقت **إندونيسيا** بركب دول المنطقة المصدرة للغاز الطبيعي المسال بعد تشغيل محطة Bontang LNG عام 1977 التي بدأت بتشغيل وحدتي إسالة. ثم أعقبها تشغيل محطة ثانية Arun LNG في شمال جزيرة سومطرة عام 1978. وقد توسعت إندونيسيا في إنشاء وحدات جديدة لإسالة الغاز بمحطة Bontang على مدار عشرين سنة منذ تشغيلها، ليرتفع عدد وحدات الإسالة بالمحطة إلى ثمانية عام 1998، بطاقة إسالة إجمالية بلغت نحو 22 مليون طن/السنة، وأصبحت محطة Bontang أكبر محطة للغاز الطبيعي المسال في العالم في ذلك الوقت[27]. وقد أدى هذا التوسع الهائل في مشاريع الإسالة إلى رفع صادرات إندونيسيا وتصدرها دول العالم كأكبر مصدر للغاز الطبيعي المسال لسنوات عدة، وذلك قبل تشغيل مشاريع الإسالة العملاقة بدولة قطر.

[27] Hydrocarbon Technology, “ Bontang LNG Plant, Indonesia”. Available at: http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/bontang/

وفي عام 2009، تم تشغيل محطة Tangguh LNG لتصبح ثالث محطة لإسالة الغاز الطبيعي في إندونيسيا، وهي تضم وحدتي إسالة بطاقة إجمالية 7.6 مليون طن/السنة. وقد تضمن المشروع تطوير ستة حقول غاز في خليج Bintuni في غرب بابوا (West Papua) شرق إندونيسيا، ويتم نقل إنتاج الغاز من منصتين بحريتين عبر خط أنابيب طوله 22 كم إلى محطة الإسالة، وقد بلغت استثمارات المشروع نحو 3 مليار دولار[28]. وفي تشرين الأول/أكتوبر عام 2015، تم تشغيل محطة Donggo-Senoro، وهي تضم وحدة واحدة لإسالة الغاز بطاقة 2 مليون طن/السنة. يبين الشكل 2-12، مواقع محطات الغاز الطبيعي المسال في إندونيسيا.

**الشكل 2-12: مواقع محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في إندونيسيا**




المصدر: Tangguh LNG

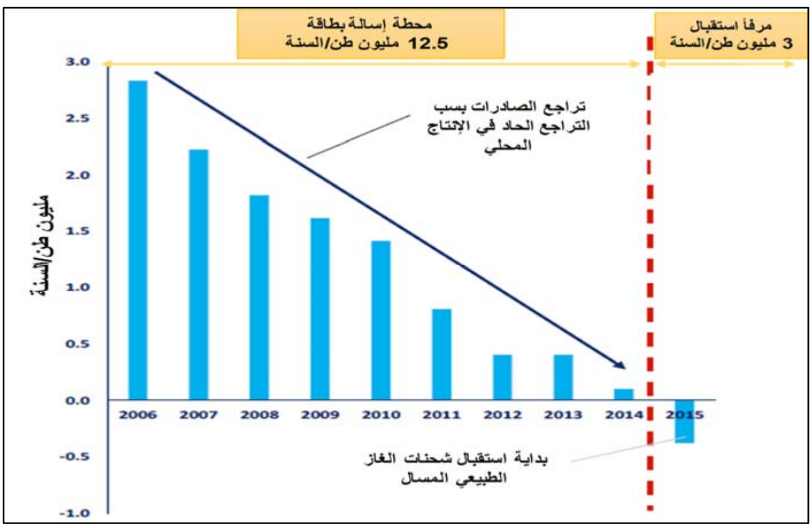
وتعاني إندونيسيا من تراجع إنتاج الغاز من الحقول المغذية لمحطات الإسالة، وقد كان لذلك أثر بالغ على انتظام سير العمليات في محطتي Arun و Bontang. ففي تشرين الأول/أكتوبر 2014، قامت محطة Arun بتصدير آخر شحنة من الغاز الطبيعي المسال إلى كوريا الجنوبية بعد التراجع الحاد في الصادرات خلال السنوات

[28] Hydrocarbon Technology, " Tangguh LNG Project, Bintuni Bay, West Papua, Indonesia". Available at: http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/tangguh/

الأخيرة كما هو مبين بالشكل 2-13 لتراجع إنتاج المنطقة من الغاز[29]. وقد اختتمت Arun مسيرة عملها التي استمرت حوالي 36 سنة كمنشأة للتصدير، لتبدأ مرحلة جديدة بتحويلها إلى مرفأ بري لاستقبال شحنات الغاز الطبيعي المسال بطاقة 3 مليون طن/السنة والذي بدأ العمل أوائل عام 2015 باستقبال شحنة من محطة Tangguh. **وهي أول محطة إسالة في تاريخ الصناعة على مستوى العالم يتم تحويلها كمرفأ لاستقبال الغاز الطبيعي المسال.**

أما محطة Bontang LNG، فهي تعاني من تراجع حاد في إمدادات الغاز من القطاع الرئيسي المغذي لها (Mahakam Block)، لذا قررت شركة Pertamina المشغلة للمشروع إيقاف أربع وحدات إسالة، ليتبقى فقط أربع وحدات للعمل بطاقة إجمالية 11.5 مليون طن/السنة.

**الشكل 2-13: تراجع صادرات الغاز الطبيعي المسال من محطة Arun بإندونيسيا وتحويلها لمرفأ بري لاستقبال الغاز الطبيعي المسال بداية من عام 2015**




المصدر: Anglo Euro[30]

[29] LNG World News;" Last Arun LNG Cargo Heads to South Korea"; October 17,2014. http://www.lngworldnews.com/last-arun-lng-cargo-heads-to-south-korea/

[30] Alan Lau (Anglo Euro); " Small Scale LNG Distribution Utilizing Arun LNG Terminal" ; UNECE's Group of Experts on Gas; United Nations, Geneva, 27-28 March 2017.

**2-3-2-4: ماليزيا**

بدأت **ماليزيا** في تصدير الغاز الطبيعي المسال في عام 1983 من محطة LNG Malaysia الواقعة في Bintulu بولاية Sarawak، وتم تحميل أول شحنة وتصديرها إلى اليابان. وقد تضمن المشروع آنذاك الذي عرف باسم MLNG Satu ثلاث وحدات إسالة بطاقة إجمالية 8.4 مليون طن/السنة.

وقد جرى تنفيذ ثلاث مراحل توسعية في محطة LNG Malaysia، حيث تم تنفيذ مشروع MLNG Dua الذي تضمن إنشاء وتشغيل ثلاث وحدات إسالة جديدة بطاقة إجمالية 9.6 مليون طن/السنة، وتم تشغيله عام 1995. ثم تم تنفيذ مشروع MLNG Tiga الذي تضمن إنشاء وحدتين جديدتين بطاقة إجمالية 7.7 مليون طن/السنة وتم تشغيله عام 2003. وبذلك ارتفع عدد وحدات الإسالة بالمحطة إلى ثمانية بطاقة إجمالية 25.7 مليون طن/السنة، وجميعها يقع في نفس الموقع، وتشترك في استخدام باقي تسهيلات المعالجة والمرافق.

وقد شهد عام 2016، التشغيل التجريبي لوحدة إسالة جديدة (الوحدة 9) بطاقة 3.6 مليون طن/السنة، لتصل الطاقة الإجمالية لمجمع الإسالة إلى 29.3 مليون طن/السنة، ويتوقع أن تبدأ عمليات التشغيل التجاري وتصدير الغاز الطبيعي المسال من الوحدة الجديدة خلال العام الجاري 2017. ويتم تغذية مجمع الإسالة الضخم بإمدادات الغاز من الحقول الواقعة على بعد 125-275 كم قبالة سواحل Bintulu.[31]

[31] Hydrocarbon Technology," Petronas Bintulu LNG Complex, Sarawak, Malaysia". Available at: http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/petronas-bintulu-lng-complex-sarawak/

وتمتلك شركة بتروناس Petronas الماليزية، الحصة الأكبر في المشاريع الأربعة سالفة الذكر، وتتشارك معها بنسب متفاوتة شركات أخرى، ومنها شركة Mitsubishi اليابانية، وشركة JX Nippon Oil، وشركة Shell، بالإضافة إلى السلطات المحلية للأقاليم (Sabah & Sarwak)، وتعد شركات الكهرباء والغاز اليابانية والكورية الجنوبية، الوجهة الرئيسية لصادرات الغاز الطبيعي المسال من المجمع كما هو مبين بالجدول 2-3.

**الجدول 2-3: وحدات الإسالة بمحطة Malaysia LNG بإندونيسيا**

| المشروع | عدد وحدات الإسالة | الطاقة الإجمالية مليون طن/السنة | الشركاء | المشغل | العملاء |
|---|---|---|---|---|---|
| MLNG Satu | 3 | 8.4 | Petronas (90%)<br>Mitsubishi (5%)<br>Sarawak حكومة (10%) | Petronas | Hiroshima Gas. Tokyo Gas, JERA,Shikoku Electric, Saibu Gas |
| MLNG Dua | 3 | 9.6 | Petronas (60%)<br>Mitsubishi (15%)<br>Shell (15%)<br>Sarawak حكومة (10%) | Petronas | CPC, Tokyo Gas, JERA, JX Nippon, KOGAS, Sendai City Gas, Shizuoka Gas, Tohoku Electric |
| MLNG Tiga | 2 | 7.7 | Petronas (60%)<br>Shell (15%)<br>JX Nippon (10%)<br>Sarawak حكومة (10%)<br>Mitsubishi (5%) | Petronas | CNOOC, JAPEX, KOGAS, Osaka Gas, Toho Gas, Tohoku Electric, Tokyo Gas |
| Train 9 | 1 | 3.6 | Petronas (80%)<br>JX Nibbon (10%)<br>Sabah حكومة (10%) | Petronas | Hokkaido Electric, Hokuriku Electric |

مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

### 2-3-2-5: أستراليا

انضمت أستراليا إلى مجموعة دول المنطقة المصدرة للغاز الطبيعي المسال أواخر ثمانينات القرن الماضي بعد تنفيذ المرحلة الثانية من مشروع North West Shelf في غرب أستراليا، والذي بدأ تشغيل المرحلة الأولى منه عام 1984 بتطوير عدة حقول بحرية بهدف توفير إمدادات الغاز لتلبية احتياجات السوق المحلي في غرب أستراليا. وقد تضمنت المرحلة الثانية إنشاء وحدتي إسالة بطاقة إجمالية 5 مليون طن/السنة، وتم تشغيلها عام 1989.

وقد مرت محطة الإسالة بعدة مراحل توسعية بإضافة وحدات إسالة حيث وصل عدد الوحدات إلى خمسة بطاقة إنتاجية قدرها 16.3 مليون طن/السنة[32].

ويعد مشروع North West Shelf من أكبر المشاريع التطويرية في تاريخ أستراليا من حيث حجم الاستثمارات والتي بلغت 34 مليار دولار[33]، والأعلى من حيث طاقة الإسالة مقارنة بباقي المشاريع الأخرى. وهو مشروع مشترك بين ست شركات عالمية بنسبة السدس لكل منها وهي Chevron، Shell، Woodside، BHP، BP، MiMi (ائتلاف مكون من Mitsui و Mitsubishi).

كما شهد عام 2006، تشغيل محطة Darwin LNG في شمال أستراليا، وهي تضم وحدة إسالة واحدة بطاقة 3.7 مليون طن/السنة. ويخصص أغلب إنتاج المحطة إلى كل من Tokyo Gas (1 مليون طن/السنة)، و JERA (2 مليون طن/السنة) بموجب اتفاقيات بيع وشراء مدتها 17 عاماً (تنتهي عام 2022).

[32] Hydrocarbon Technology;" North West Shelf Venture, Australia". Available at: http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/northwestshelf/
[33] http://www.nwsg.com.au/projects/overview

وفي منتصف عام 2007، اتخذت شركة Woodside قرار الاستثمار النهائي لإنشاء محطة Pluto LNG الواقعة في غرب أستراليا على مقربة من North West Shelf، وقد انضم إلى Woodside في كانون الأول/ يناير 2008 كل من شركة Tokyo Gas، وشركة Kansai Electric بنسبة 5% كل منهما، وذلك بعد توقيع اتفاقيات لشراء الغاز الطبيعي المسال من المشروع فور تشغيله لمدة 15 عاماً. وقد كان من المخطط تشغيل المشروع عام 2010، إلا أنه مر بعدة معوقات متعلقة بأوضاع السوق الداخلي بأستراليا أدت إلى تأخر تشغيله إلى عام 2012 (بتأخر 15 شهراً عن المخطط)، كما ارتفعت التكلفة الرأسمالية للمشروع عن الخطة بنسبة 33% لتصل إلى 14.9 مليار دولار مقارنة بـ 11.2 مليار دولار.

وتضم محطة Pluto LNG وحدتي إسالة بطاقة إجمالية 4.3 مليون طن/السنة، وبتشغيلها ارتفعت طاقة الإسالة الإجمالية بأستراليا إلى أكثر من 24 مليون طن/السنة، مما ممكنها من احتلال مكانة متقدمة بين الدول المصدرة للغاز الطبيعي المسال.

لقد ساهم وجود احتياطيات كبيرة من الغاز الطبيعي وخاصة في منطقة الرف الشمالي الغربي (North West Shelf)، والتطور التكنولوجي في استكشاف واستخراج غاز الميثان من طبقات الفحم (Coal Bed Methane) والذي تتواجد مصادره بوفرة في شرق أستراليا، في جذب شركات البترول العالمية للاستثمار في قطاع الغاز الطبيعي، والتوسع بشكل هائل في مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال. وفي ضوء هذه التطورات، شهدت الفترة 2009-2012 اتخاذ قرار الاستثمار النهائي في سبعة مشاريع إسالة جديدة تضم 14 وحدة إسالة بطاقة إجمالية 62 مليون طن/السنة، وهو ما سيمكن أستراليا من تخطي دولة قطر كأكبر مصدر للغاز الطبيعي المسال بطاقة 87 مليون طن/السنة. وبالفعل دخل أربعة مشاريع حيز التشغيل خلال الفترة 2014-2016 كما هو مبين بالجدول 2-4، والشكل 2-14.

ففي عام 2014، تم الانتهاء من إنشاء وتشغيل وحدة الإسالة الأولى في مشروع (Queensland Curtis LNG) بطاقة 4.3 مليون طن/السنة، وهو يعد أول مشروع في العالم يقوم بتحويل غاز طبقات الفحم إلى غاز طبيعي مسال، بينما تم تشغيل وحدة الإسالة الثانية نهاية عام 2015، وبذلك اكتمل المشروع الذي تقدر طاقته الإجمالية بـ 8.6 مليون طن/السنة. كما شهد عام 2015، تشغيل وحدة الإسالة الأولى بمشروع Gladstone LNG الواقع في جزيرة Curtis، ثم أعقبها تشغيل وحدة الإسالة الثانية في منتصف عام 2016، وبذلك اكتمل تنفيذ المشروع الذي تقدر طاقته الإجمالية بـ 7.8 مليون طن/السنة.

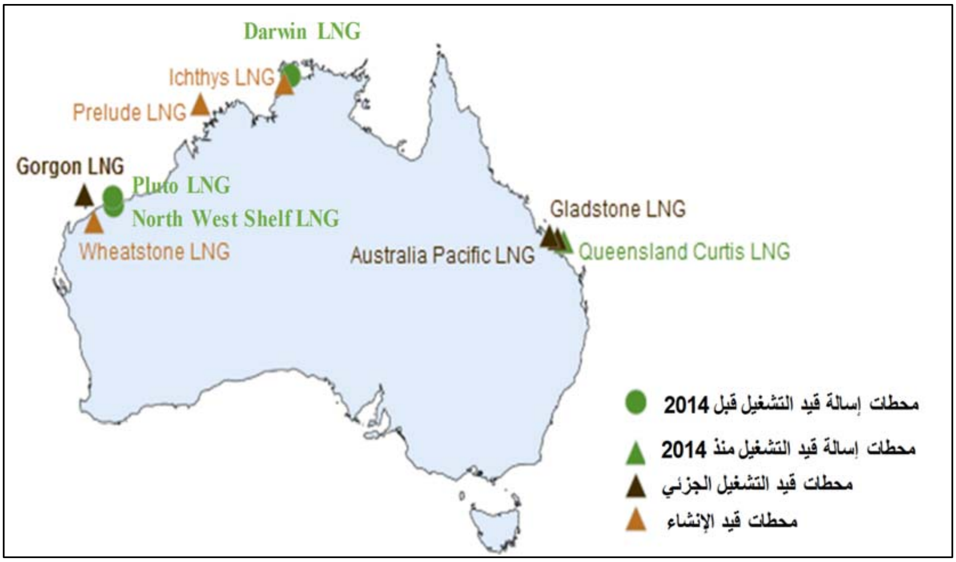
وفي مطلع عام 2016، تم تحميل أولى شحنات الغاز الطبيعي المسال من وحدة الإسالة الأولى بمشروع Australia Pacific LNG المقام على جزيرة Curtis، كما تشغيل وحدة الإسالة الثانية نهاية العام 2016.

**الجدول 2-4: محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال العاملة في أستراليا**

| المشروع | عدد وحدات الإسالة | الطاقة الإجمالية مليون طن/السنة | الشركاء | المشغل | تاريخ التشغيل |
|---|---|---|---|---|---|
| North West Shelf | 5 | 16.7 | Woodside, Shell, BHP, BP, Chevron, MiMi (16.7% لكل منهم) | Woodside | 1989 |
| Darwin | 1 | 3.7 | Conoco Philips (57%), Eni (11%), Santos (11%), Inpex (11%), JERA (6%), Tokyo Gas (3%) | Conoco Philips | 2006 |
| Pluto | 1 | 4.9 | Woodside (90%), Kansai Electric (5%), Tokyo Gas (5%) | Woodside | 2012 |
| Queensland Curtis LNG | الوحدة الأولى | 8.6 | Shell (50%), CNOOC (50%) | Shell | 2015 |
| | الوحدة الثانية | | Shell (97.5%), Tokyo Gas (2.5%) | | 2015 |
| Gladstone LNG | الوحدة الأولى | 7.8 | Santos (30%), Petronas (27.5%), Total (27.5%), KOGAS (15%) | Santos | 2015 |
| | الوحدة الثانية | | | | 2016 |
| Australia Pacific LNG | الوحدة الأولى | 9 | Conocophilips (37.5%), Origin Energy (37.5%), Sinopec (25%) | Australia Pacific LNG | 2016 |
| | الوحدة الثانية | | | | 2016 |
| Gorgon LNG | الوحدة الأولى | 10.4 | Chevron (47.3%), ExxonMobil (25%), Shell (25%), Osaka Gas (1.3%), Tokyo Gas (1%), Chubu Electric (0.4%) | Chevron | 2016 |
| | الوحدة الثانية | | | | 2016 |
| **الإجمالي** | **15** | **61.1** | - | - | - |

مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual Report, 2017

**الشكل 2-14: محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال العاملة والجاري تنفيذها في أستراليا**




المصدر: EIA

كما شهد عام 2016، تشغيل وحدتي إسالة الغاز الأولى والثانية في مشروع Gorgon LNG بجزيرة Barrow، ومن المتوقع أن يتم تشغيل وحدة الإسالة الثالثة خلال عام 2017. ويضم مشروع Gorgon LNG ثلاث وحدات إسالة بطاقة إجمالية قدرها 15.6 مليون طن/السنة، وتقدر التكاليف الرأسمالية للمشروع بحوالي 54 مليار دولار وهو المشروع الأضخم لتطوير حقول الغاز في تاريخ أستراليا.

ومن المتوقع بحلول عام 2018 أن تصل الطاقة الإنتاجية للغاز الطبيعي المسال في أستراليا إلى 87 مليون طن/السنة. وبفرضية معامل تشغيل 95% لكامل الوحدات كما هو الحال مع الوحدات القائمة، سيصل إنتاج الغاز الطبيعي المسال في أستراليا إلى 83 مليون طن/السنة، لتتصدر بذلك دول العالم في هذا المجال.

**6-2-3-2: روسيا الاتحادية**

بالرغم من أن روسيا ثاني أكبر منتج للغاز الطبيعي عالمياً بعد الولايات المتحدة، وأكبر دولة مصدرة للغاز الطبيعي على مستوى العالم، إلا أنها انضمت إلى ركب الدول المصدرة للغاز الطبيعي المسال منذ عهد قريب وتحديداً في عام 2009. حيث كانت استراتيجية روسيا في السابق تعتمد بشكل كامل على تصدير الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب لتسويق إنتاجها في السوق الأوروبي، الذي يعد المستورد الأكبر للغاز الطبيعي عالمياً، إلا أن أنها بدأت منذ فتره التوجه نحو الاستثمار في مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال لتنويع أسواقها، والوصول إلى أماكن بعيدة لا يمكن الوصول إليها عبر خطوط الأنابيب.

ويمثل تطوير حقول الغاز في منطقة شرق سيبيريا والشرق الأدنى أحد أهم الأوليات لشركة Gazprom على المدى الطويل بغية اختراق أسواق آسيا/المحيط الهادي، وفتح نافذة جديدة للغاز الروسي[34]. وفي هذا الصدد، تم إنشاء محطة Sakhaline-2 في جزيرة سخالين. وقد بدأ تشغيل المشروع رسمياً مطلع عام 2009، وتم تصدير أول شحنة إلى اليابان. وتضم محطة Sakhaline-2 وحدتي إسالة بطاقة 5.4 مليون طن/السنة لكل منهما، بالإضافة إلى 2 صهريج تخزين سعة 100,000 متر مكعب لكل منهما.

ويتم تغذية المحطة بإنتاج الغاز من ثلاث منصات بحرية (منصتي نفط ومنصة غاز)، حيث يتم فصل الغاز المصاحب للنفط ومعالجته مع الغاز الحر المنتج من منصة الغاز في التسهيلات الأولية على البر، ثم يتم نقل الغاز المعالج عبر خط أنابيب يمتد بطول 800 كم إلى محطة الإسالة. بينما يتم نقل

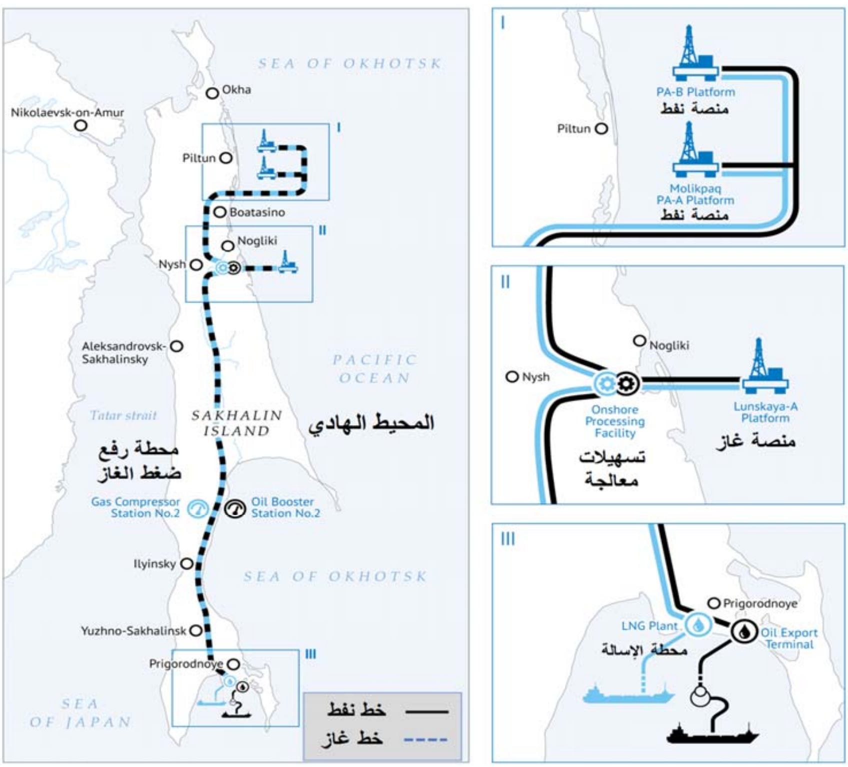
[34] Gazprom; " Sakhalin-2: Russia's only Liquified Natural Gas Plant"; http://www.gazprom.com/about/production/projects/lng/sakhalin2/

النفط عبر خط أنابيب في مسار موازٍ لخط أنابيب الغاز، وذلك لتصديره عبر مرفأ يقع إلى جانب محطة الإسالة كما هو مبين بالشكل 2-15.

وقد تم اختيار موقع محطة الإسالة الذي يقع على خليج Aniva، نظراً لعدم تجمد مياه الخليج أغلب أوقات السنة، مما يجعل منه موقعاً مثالياً للتصدير.

ويبين الجدول 2-5، اتفاقيات بيع وشراء إنتاج الغاز الطبيعي المسال من محطة Sakhaline-2 التي تمتد لفترة 20 سنة، والتي أبرمتها شركة Sakhaline Energy المالكة والمشغلة للمحطة.

**الشكل 2-15: محطة Sakhaline-2، المحطة الوحيدة لتصدير الغاز الطبيعي المسال في روسيا الاتحادية**




المصدر: Gazprom

**الجدول 2-5: اتفاقيات بيع وشراء الغاز الطبيعي المسال من محطة Sakhaline-2 في روسيا الاتحادية**

| نقطة التحميل | المشتري | الكمية التعاقدية (مليون طن/السنة) | فترة التعاقد |
|---|---|---|---|
| Prigorodnoye | Gazprom Global LNG | 1 | 2009/2028 |
| | Hiroshima gas | 0.21 | 2009/2028 |
| | JERA | 1.5 | 2029/2009 |
| | JERA | 0.5 | 2026/2011 |
| **الإجمالي** | - | **3.21** | - |

مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

### 2-3-2-7: بيرو

انضمت **بيرو** للدول المصدرة للغاز الطبيعي المسال في عام 2010، عقب إنشاء وتشغيل محطة Peru LNG، وهي تضم وحدة إسالة واحدة بطاقة 4.55 مليون طن/السنة، وصهريجي تخزين بسعة تخزين إجمالية 260,000 متر مكعب، كما هو مبين بالشكل 2-16. وتعد محطة Peru LNG، المشروع الصناعي الأكبر على الإطلاق في تاريخ بيرو، وأول مشروع لتصدير الغاز الطبيعي المسال في أمريكا الجنوبية[35]. وقد تم اتخاذ قرار الاستثمار النهائي وانطلاق الأعمال الإنشائية بالمشروع عام 2006. وقد بلغت استثمارات تنفيذ محطة الإسالة وحدها نحو 1.5 مليار دولار، بينما بلغت استثمارات تنفيذ التسهيلات البحرية المرافقة وخط أنابيب نقل الغاز من الحقول المنتجة إلى المحطة بالبر حوالي 3.8 مليار دولار[36].

[35] www.perulng.com
[36] Hydrocarbon Technology," Peru LNG Project, Peru". Available at: http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/peru-lng/

**الشكل 2-16: محطة Peru LNG في بيرو، أول مشروع لتصدير الغاز الطبيعي المسال في أمريكا الجنوبية**

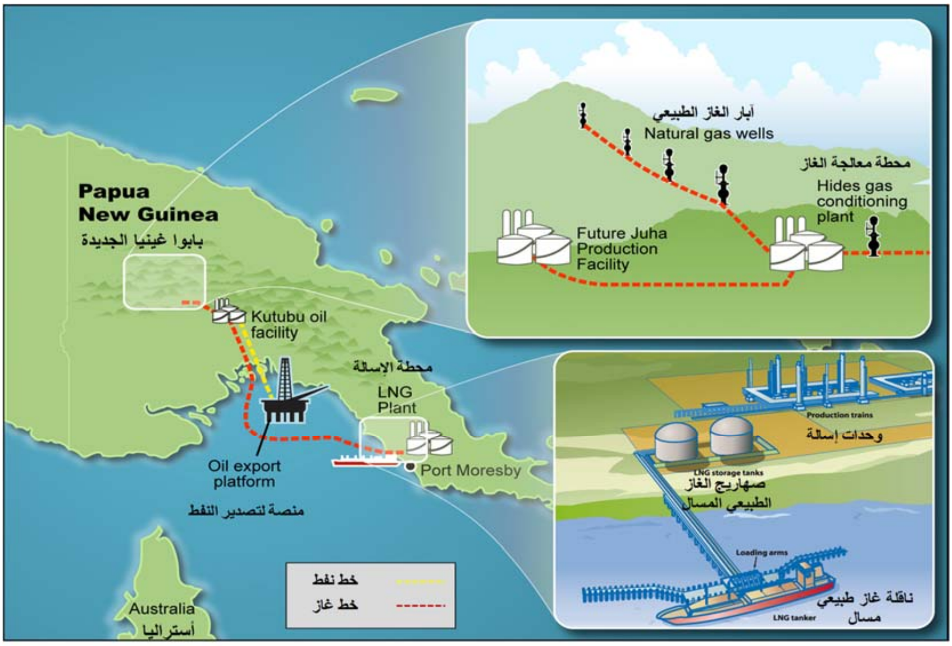

المصدر: Peru LNG

### 2-3-2-8: بابوا غينيا الجديدة

تعد بابوا غينيا الجديدة، أحدث دولة تنضم إلى دول المنطقة المصدرة للغاز الطبيعي المسال بعد إنشاء وتشغيل محطة (Papua New Guinea, PNG LNG) في شهر أيار/مايو من عام 2014. وهي تعد مشروع عملاق تضمن تطوير حقول غازية، وإنشاء تسهيلات لمعالجة الغاز وشبكة خطوط أنابيب تمتد في البحر والبر لمسافة كلية تقدر بـ 700 كم، باستثمارات بلغت حوالي 19 مليار دولار.

تقع محطة PNG LNG على بعد 20 كم من ميناء Morseby، على الساحل الجنوبي للمقاطعة المركزية في بابوا غينيا الجديدة. وهي تضم وحدتي إسالة بطاقة إجمالية 6.9 مليون طن/السنة، يتم تغذيتهما بالغاز القادم عبر خط أنابيب يمتد بطول 700 كم من محطة أولية لمعالجة الغاز كما هو مبين بالشكل 2-17.

**الشكل 2-17: محطة PNG LNG للغاز الطبيعي المسال والتسهيلات المرافقة لها في بابوا غينيا الجديدة**




المصدر: PNG LNG

كما تضم المحطة عدد 2 صهريج تخزين سعة الواحد منهما 160,000 متر مكعب. والمحطة قادرة على تحميل ناقلات ذات حمولة 215,000 متر مكعب. والمشروع يكفي للعمل لفترة 30 سنة، لإنتاج كمية من الغاز الطبيعي المسال تقدر بأكثر من 11 تريليون قدم مكعب من الغاز الطبيعي[37].

ويخصص أغلب صادرات الغاز الطبيعي المسال من المشروع لشركات صينية ويابانية بموجب اتفاقيات بيع وشراء طويلة الأمد لفترة 30 سنة كما هو مبين بالجدول 2-6، والتي يبلغ مجموع كمياتها التعاقدية نحو 6.5 مليون طن/السنة.

[37] https://pnglng.com/About/Project-overview

**الجدول 2-6: اتفاقيات بيع وشراء الغاز الطبيعي المسال من محطة PNG LNG**

| نقطة التحميل | المشتري | الكمية التعاقدية مليون طن/السنة | فترة التعاقد |
|---|---|---|---|
| ميناء Morseby | CPC | 1.2 | 2033/2014 |
| | JERA | 1.8 | 2034/2014 |
| | Osaka Gas | 1.5 | 2034/2014 |
| | Sinopec | 2 | 2034/2014 |
| **الإجمالي** | **-** | **6.5** | - |

مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

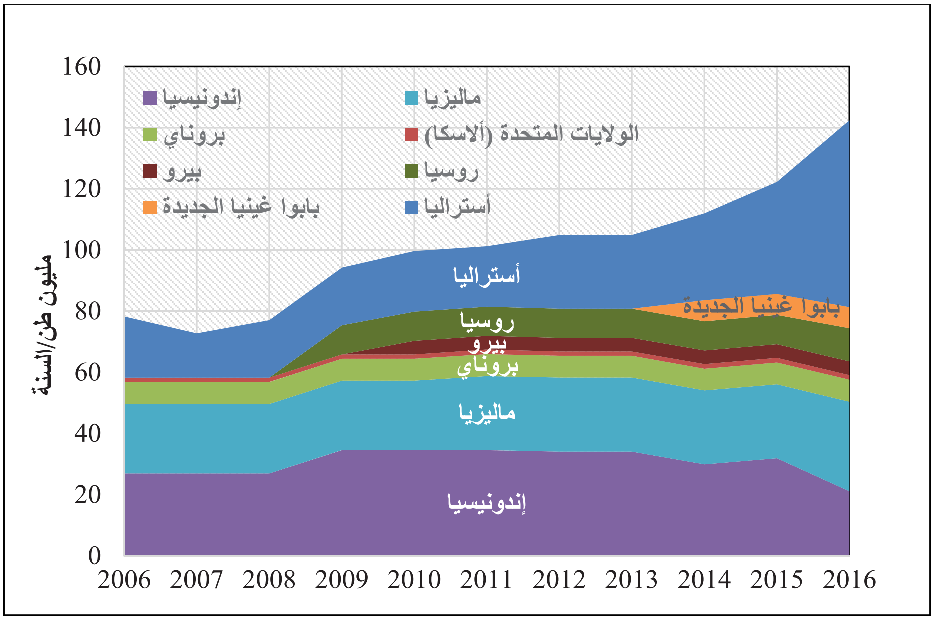
## 2-3-3: تطور وتوزيع طاقة الإسالة الإجمالية في دول حوض المحيط الهادي

بدراسة الفترة 2006-2016، يتضح أن طاقة الإسالة الإجمالية في دول حوض المحيط الهادي قد شهدت تطوراً هائلاً، بالرغم من تراجع طاقة الإسالة في إندونيسيا التي قامت بتحويل إحدى محطات الإسالة لديها إلى مرفأ لاستقبال الغاز الطبيعي المسال، ويعود ذلك إلى التوسع في تنفيذ مشاريع الغاز الطبيعي المسال في أستراليا وماليزيا، بالإضافة إلى انضمام ثلاث دول مصدرة هي بيرو، روسيا، بابوا غينيا الجديدة بعد تشغيل ثلاث محطات جديدة.

وإجمالاً، فقد ارتفعت طاقة الإسالة الإجمالية من 78.25 مليون طن/السنة في عام 2006، لتصل إلى 142.4 مليون طن/السنة بنهاية عام 2016 كما هو مبين بالشكل 2-18، بزيادة قدرها 64 مليون طن/السنة، ساهمت فيها مشاريع الإسالة في أستراليا بالنصيب الأكبر والبالغ 41 مليون طن/السنة، بينما ساهمت ماليزيا بنحو 6.6 مليون طن/السنة، وأدى انضمام كل من روسيا، وبيرو، وبابوا غينيا الجديدة بالزيادة المتبقية.

وقد بلغت نسبة النمو الإجمالية لطاقة الإسالة في دول حوض المحيط الهادي خلال الفترة سالفة الذكر حوالي 82%، وهي تعد ثاني أعلى نسبة نمو عالمياً بعد منطقة الشرق الأوسط كما سيتضح فيما بعد.

**الشكل 2-18: تطور طاقة الإسالة الإجمالية في دول حوض المحيط الهادي خلال الفترة 2006-2016**

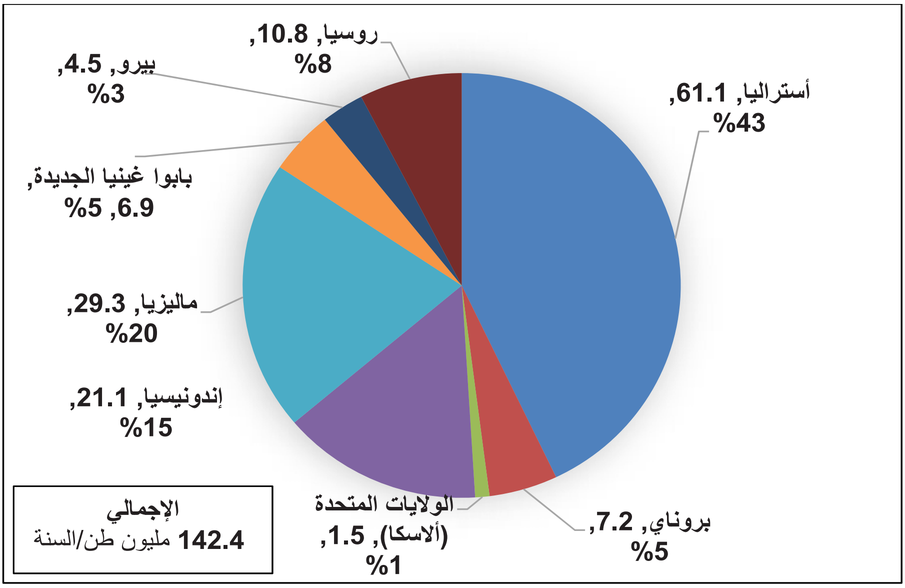



مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual reports

أما من حيث توزيع طاقة الإسالة الإجمالية، فتحتل إندونيسيا المرتبة الأولى بين دول المنطقة بطاقة إجمالية 61.1 مليون طن/السنة بما يعادل نحو 43% من الطاقة الإجمالية بالمنطقة، ثم ماليزيا بطاقة إجمالية 29.3 مليون طن/السنة بنسبة 20%، تليها إندونيسيا بطاقة 21.1 مليون طن/السنة بنسبة 15%، وتتوزع الطاقة الإنتاجية بين باقي دول المنطقة كما هو مبين بالشكل 2-19.

**الشكل 2-19: توزيع طاقة الإسالة الإجمالية في دول حوض المحيط الهادي نهاية 2016**

(مليون طن/السنة)



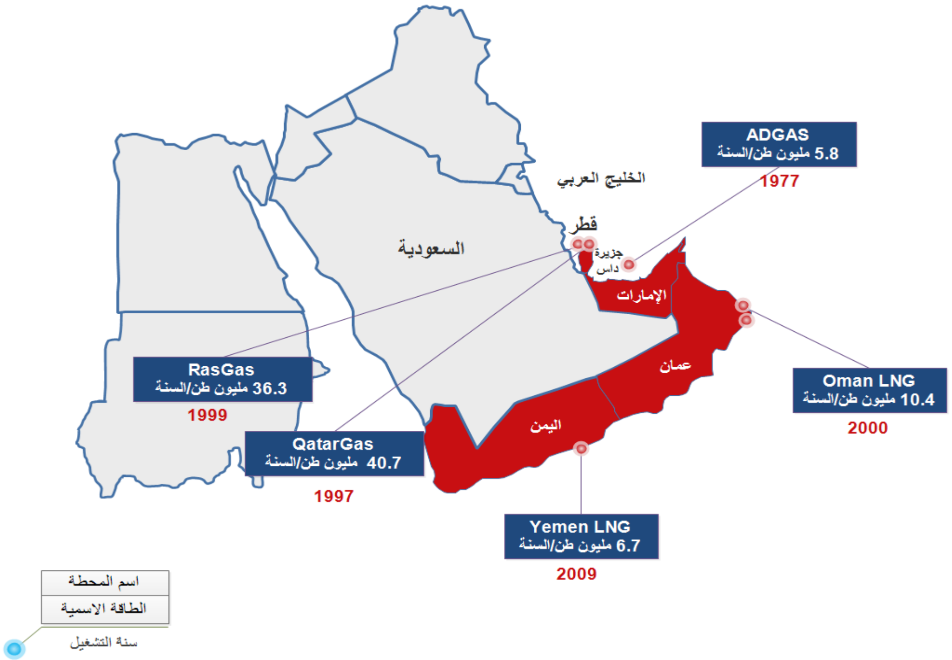

مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

## 2-4: محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في دول منطقة الشرق الأوسط

### 2-4-1: لمحة عامة

تحتل منطقة الشرق الأوسط المرتبة الثانية عالمياً من حيث طاقة الإسالة الإجمالية والتي بلغت بنهاية عام 2016 نحو 99.9 مليون طن/السنة بما يعادل نحو 29.5% من طاقة الإسالة الإجمالية على مستوى العالم. وتضم منطقة الشرق الأوسط أربع دول فقط مصدرة للغاز الطبيعي المسال وهي المنطقة الأقل عدداً في عدد الدول المصدرة مقارنة بباقي المناطق. وتضم منطقة الشرق الأوسط 5 محطات إسالة موزعة في كل من دولة قطر (محطتي إسالة)، أبو ظبي (محطة واحدة)، سلطنة عمان (محطة واحدة)، اليمن (محطة واحدة)، كما هو مبين بالشكل 2-20، والجدول 2-7.

**الشكل 2-20: مواقع محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في دول منطقة الشرق الأوسط**




مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

**الجدول 2-7: محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في دول منطقة الشرق الأوسط نهاية عام 2016**

| الدولة | اسم المحطة | عدد وحدات الإسالة | الطاقة الإسمية (مليون طن/السنة) | عدد صهاريج التخزين | السعة التخزينية (متر مكعب) |
|---|---|---|---|---|---|
| أبو ظبي | ADGAS | 3 | 5.8 | 3 | 240,000 |
| قطر | QatarGas | 7 | 40.7 | 8 | 1,160,000 |
| | RasGas | 7 | 36.3 | 4 | 1,180,000 |
| عمان | Oman LNG | 3 | 10.4 | 2 | 240,000 |
| اليمن | Yemen LNG | 2 | 6.7 | 2 | 280,000 |
| **الإجمالي** | **5** | **22** | **99.90** | **19** | **3,100,000** |

مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

## 2-4-2: توزيع محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في دول منطقة الشرق الأوسط

### 2-4-2-1: دولة الإمارات

تاريخياً تعد دولة الإمارات أولى دول هذه المنطقة في تصدير الغاز الطبيعي المسال حيث تأسست شركة أبو ظبي لتسييل الغاز المحدودة (أدجاز) عام 1973 لتنفيذ مشروع لإسالة الغاز الطبيعي على جزيرة داس، وتصدير كامل إنتاجه من الغاز الطبيعي المسال، ونحو 500 ألف طن من غاز البترول المسال إلى شركة كهرباء طوكيو (Tepco) بموجب اتفاقية مدتها عشرون عاما. وضم المشروع عند إنشائه وحدتي إسالة متماثلتين بطاقة إنتاجية إجمالية تبلغ 2.8 مليون طن/السنة.

وفي عام 1990 قررت شركة أدجاز رفع الطاقة التصميمية للمحطة بإضافة وحدة إسالة ثالثة لتصل الطاقة التصميمية الإجمالية للغاز الطبيعي المسال إلى 5.4 مليون طن/السنة. وفي عام 2007، تم عمل تحديث لبعض التسهيلات وضواغط الغاز واستبدالها بوحدات أخرى جديدة لتصل الطاقة الإجمالية للإسالة إلى 5.8 مليون طن/السنة [38]. وتعد محطة أدجاز، المحطة الوحيدة للغاز الطبيعي المسال بدولة الإمارات.

### 2-4-2-2: دولة قطر

تمثل دولة قطر نموذجا فريداً في صناعة الغاز الطبيعي المسال، فعلى الرغم من الانطلاقة الحديثة نحو استغلال وتطوير مواردها الغازية لتصدير إنتاج الغاز وبالأخص غاز حقل الشمال، الذي يعد أكبر حقل للغاز الحر على مستوى العالم، إلا أنها استطاعت خلال فترة زمنية وجيزة أن تنفذ مشاريع إسالة فريدة ومتميزة مكنتها من احتلال المرتبة الأولى كأكبر منتج للغاز الطبيعي المسال عالمياً.

---

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

ويعد تأسيس شركة قطر غاز كمشروع مشترك بين قطر للبترول (65%)، وشركة Total الفرنسية (10%)، وشركة ExxonMobil (10%)، وشركة Mitsui اليابانية (7.5%)، وشركة Marubeni (7.5%)، اللبنة الأولى لمشاريع الغاز الطبيعي المسال في دولة قطر. حيث قام المشروع المشترك في عام 1992 بتوقيع أول اتفاقية بيع وشراء مع شركة Chubu Electric Power اليابانية لتصدير نحو 4 مليون طن/السنة من الغاز الطبيعي المسال لمدة 25 عاماً بدءاً من 1997، وقد بدأ العمل في تنفيذ مشروع الإسالة الأول "قطر غاز-1" في منطقة رأس لفان منتصف عام 1994. وبنهاية عام 1996 تم تشغيل وحدة الإسالة الأولى بالمشروع، أعقبها تشغيل وحدة الإسالة الثانية في شهر كانون الثاني/ يناير 1997، وتم تصدير أول شحنة من الغاز الطبيعي المسال إلى اليابان. وفي عام 1998 تم تشغيل وحدة الإسالة الثالثة، وبعد عمل تحديث للمحطة وإزالة بعض الاختناقات، وصلت الطاقة التصميمية للوحدات الثلاثة إلى 9.5 مليون طن/السنة[39]. كما شهد عام 1999، تشغيل وحدة الإسالة الأولى بمشروع "راس غاز" للغاز الطبيعي المسال، بطاقة 3.3 مليون طن/السنة، ثم أعقبها تشغيل وحدة الإسالة الثانية في عام 2000، لتصل الطاقة الإسمية للمشروع إلى 6.6 مليون طن/السنة.

كما شهدت أعوام 2004 و2005 و 2007 تشغيل وحدات الإسالة الثلاثة بمشروع "راس غاز-2"، والذي تقدر طاقته الإسمية الإجمالية بنحو 14.1 مليون طن/السنة.

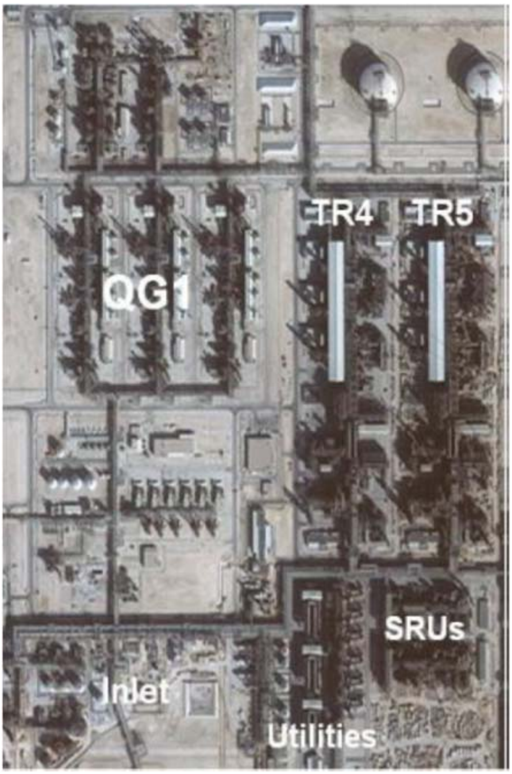
[39] Abdelkader Haouari, Abdelkader Attou, Bernard Duchemin," QatarGas Success Story"; GasTech Conference, 14-17 April 2005.

بيد أن التطور الغير مسبوق الذي شهدته صناعة الغاز الطبيعي المسال في دولة قطر ظهر جلياً في إنشاء وحدات إسالة عملاقة طاقة الواحدة منها 7.8 مليون طن/السنة. وقد تم تنفيذ أولى هذه الوحدات في مشروع "قطر غاز-2" وهو يضم وحدتي إسالة (الرابعة والخامسة) بطاقة 7.8 مليون طن/السنة لكل منهما. ويعتبر مشروع قطر غاز-2 المشروع الأول في العالم في حينه الذي تضمن كافة حلقات صناعة الغاز الطبيعي المسال، بدءاً من الآبار التي تم حفرها في حقل الشمال وتجميع إنتاجها من الغاز باستخدام ثلاث منصات بحرية، ثم نقل الغاز عبر خطي أنابيب إلى وحدات التبريد والإسالة بمحطة الإسالة في رأس لفان، مروراً بتحميل الغاز الطبيعي المسال باستخدام أسطول من الناقلات العملاقة وحتى مرفأ الاستقبال South Hook بالمملكة المتحدة.

تمثل الوحدات العملاقة الجزء الأكبر في مشروع قطر غاز-2، والأعلى في التكاليف الرأسمالية. وهي تزيد في الطاقة التصميمية بنسبة 50% عن وحدات الإسالة التي تم تنفيذها في السابق في الصناعة. وقد تطلب ذلك إحداث نقلة نوعية في التكنولوجيا المستخدمة (أكثر من 40 تقنية تم استخدامها وتطويرها في تنفيذ المشروع)[40]. يبين الشكل 2-21، صورة تم التقاطها بالقمر الصناعي تبين الوحدات العملاقة بمشروع قطر غاز -2، وبجوارها ثلاث وحدات إسالة بمشروع قطر غاز-1، وهو ما يظهر جلياً الفرق الكبير في حجم الوحدات.

[40] Khoo C.T, Morris J.M, Lee Y.Y, “ Execution of LNG Mega Trains: The QATARGAS-2 Experience”, 24th World Gas Conference, Argentina, 5-9 October, 2009.

**الشكل 2-21: صورة بالقمر الصناعي للوحدات العملاقة بمشروع قطر غاز -2، وبجوارها ثلاث وحدات إسالة بمشروع قطر غاز-1**




المصدر: قطر غاز

وقد تم افتتاح المشروع رسمياً في شهر نيسان/أبريل 2009 بتشغيل وحدة الإسالة الرابعة، أعقبه مباشرة افتتاح مرفأ الاستقبال South Hook بالمملكة المتحدة، بينما تم تشغيل وحدة الإسالة الخامسة في أيلول/سبتمبر من نفس العام. وقد تضمن المشروع أيضاً بناء أسطول مكون من 14 ناقلة عملاقة من طراز Q-Flex التي تصل حمولته إلى 210,000 متر مكعب وطراز Q-Max والتي تصل حمولته إلى 266,000 متر مكعب. يبين الشكل 2-22، الناقلات من طراز Q-Flex، وطراز Q-Max بجوار ناقلة تقليدية للغاز الطبيعي المسال ذات حمولة 145,000 متر مكعب.

**الشكل 2-22: الناقلات من طراز Q-Flex، وطراز Q-Max بجوار ناقلة تقليدية للغاز الطبيعي المسال**


المصدر: قطر غاز

وقد أعقب تشغيل مشروع قطر غاز-2، تشغيل مشروعات إسالة أخرى هي قطر غاز-3، وقطر غاز-4، وراس غاز-3 كما هو مبين بالجدول 2-8، وجميعها تضمنت تنفيذ وحدات عملاقة بإجمالي أربع وحدات.

**الجدول 2-8: مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال العاملة في دولة قطر**

| المشروع | وحدات الإسالة | الطاقة الإجمالية (مليون طن/السنة) | الشركاء | | المشغل | تاريخ التشغيل |
|---|---|---|---|---|---|---|
| قطر غاز-1 | 3 | 9.5 | الوحدة الأولى | Qatar Petroleum (65%), ExxonMobil (10%), Total (10%), Marubeni (10%), Mitsui (10%) | Qatargas-1 | 1996 |
| | | | الوحدة الثانية | | | 1997 |
| | | | الوحدة الثالثة | | | 1998 |
| قطر غاز-2 | 2 | 15.6 | الوحدة الرابعة | Qatar Petroleum (70%), ExxonMobil (30%) | Qatargas-2 | 2009 |
| | | | الوحدة الخامسة | Qatar Petroleum (65%), ExxonMobil (18.3%), Total (16.7%) | | 2009 |
| قطر غاز-3 | 1 | 7.8 | الوحدة السادسة | Qatar Petroleum (68.5%), ConocoPhillips (30%), Mitsui (1.5%) | Qatargas-3 | 2010 |
| قطر غاز-4 | 1 | 7.8 | الوحدة السابعة | Qatar Petroleum (70%), ExxonMobil (30%) | Qatargas-4 | 2011 |
| راس غاز-1 | 2 | 6.6 | الوحدة الأولى | Santos (30%), Petronas (27.5%), Total (27.5%), KOGAS (15%) | Rasgas-1 | 1999 |
| | | | الوحدة الثانية | | | 2000 |
| راس غاز-2 | 3 | 14.1 | الوحدة الثالثة | Qatar Petroleum (70%), ExxonMobil (30%) | Rasgas-2 | 2004 |
| | | | الوحدة الرابعة | | | 2005 |
| | | | الوحدة الخامسة | | | 2007 |
| راس غاز-3 | 2 | 15.6 | الوحدة السادسة | Qatar Petroleum (70%), ExxonMobil (30%) | Rasgas-3 | 2009 |
| | | | الوحدة السابعة | | | 2010 |
| **الإجمالي** | **14** | **77** | - | - | - | - |

المصدر: GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

وتضم حالياً شركة قطر غاز سبع وحدات إسالة بطاقة إجمالية 41 مليون طن/السنة، كما تضم شركة راس غاز سبع وحدات إسالة أيضاً بطاقة إجمالية 36.3 مليون طن/السنة. وقد مكنت هذه المشاريع المتميزة من تصدر دولة قطر قائمة الدول المصدرة للغاز الطبيعي المسال.

### 2-4-2-3: سلطنة عمان

بدأت سلطنة عمان في تصدير الغاز الطبيعي المسال مطلع عام 2000، بعد أن قامت الشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال بإنشاء وتشغيل أول محطة لإسالة الغاز الطبيعي في قلهات بولاية صور على بعد 200 كم جنوب شرق مسقط. وقد تم تنفيذ المشروع على مساحة 1.4 كم مربع، وضم وحدتي إسالة يبلغ مجموع طاقتهما الاسمية 7.1 مليون طن/ السنة. ويتم إمداد المحطة بالغاز الطبيعي من حقول الغاز الواقعة في المنطقة الوسطى بالسلطنة من خلال خط أنابيب قطره 48 بوصة وطوله 360 كم.

وفي آذار/ مارس من عام 2002، قررت الحكومة العمانية إضافة وحدة إسالة ثالثة بطاقة 3.3 مليون طن/السنة، حيث قامت شركة قلهات للغاز الطبيعي المسال بإنشاء الوحدة الجديدة بجوار محطة الشركة العُمانية لتتقاسم معها المرافق والبنية الأساسية، باستثمارات 740 مليون دولار، وتم تشغيلها في نهاية عام 2005. ومع تشغيل الوحدة الثالثة، وصلت الطاقة الإجمالية لمحطة الإسالة إلى 10.4 مليون طن/ السنة.

يذكر أنه في شهر أيلول/سبتمبر 2013، تم دمج شركة قلهات للغاز الطبيعي المسال مع الشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال في كيان واحد باسم الشركة العمانية، في خطوة تستهدف توحيد الجهود بين الشركتين، والإيفاء بالكميات المتعاقد عليها مع المشترين حتى عام 2025[41].

ويبين الجدول 2-9، الاتفاقيات طويلة الأجل لبيع وشراء الغاز الطبيعي المسال للشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال وشركة قلهات للغاز الطبيعي المسال، والتي يبلغ مجموع كمياتها التعاقدية حوالي 8.75 مليون طن/السنة.

[41] الموقع الرسمي للشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال http://omanlng.com/ar/Pages/HOME.aspx

الجدول 2-9: الاتفاقيات طويلة الأجل لبيع وشراء الغاز الطبيعي المسال من محطة الشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال

| البائع | المشتري | الكمية التعاقدية (مليون طن/السنة) | فترة التعاقد |
|---|---|---|---|
| الشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال | KOGAS | 4.1 | 2000/2024 |
| | Osaka Gas | 0.7 | 2000/2024 |
| | Itochu | 0.7 | 2006/2025 |
| شركة قلهات للغاز الطبيعي المسال | Union Fenosa Gas | 1.65 | 2006/2025 |
| | Mitsubishi | 0.8 | 2006/2020 |
| | Osaka Gas | 0.8 | 2009/2026 |
| **الإجمالي** | - | **8.75** | - |

المصادر: - الموقع الرسمي للشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال

-GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

### 2-4-2-4: الجمهورية اليمنية

تعد اليمن أحدث دولة في منطقة الشرق الأوسط في تصدير الغاز الطبيعي المسال، حيث قامت الشركة اليمنية للغاز الطبيعي المسال بإنشاء وتشغيل أول محطة لإسالة الغاز الطبيعي في اليمن نهاية عام 2009 باستثمارات بلغت نحو 4.5 مليار دولار. وهي تعد أكبر مشروع استثماري صناعي على الإطلاق في تاريخ اليمن.

تتكون محطة بلحاف من وحدتي إسالة بطاقة إجمالية تبلغ نحو 6.7 مليون طن/السنة، وصهريجي تخزين بسعة 140,000 متر مكعب للصهريج الواحد كما هو مبين بالشكل 2-23، وميناء ومنشآت إضافية بما في ذلك محطة لتوليد الكهرباء، ومحطة لتحلية المياه وأخرى لمعالجة المياه الصرف الصناعي، وذلك على مساحة قدرها 20 كم مربع. وتم تشغيل المحطة وتصدير أول شحنة من الغاز الطبيعي المسال في تشرين الثاني/ نوفمبر 2009.

**الشكل 2-23: محطة بلحاف للغاز الطبيعي المسال في اليمن**


المصدر: Total

وقد توقفت المحطة عن التشغيل مرات عديدة منذ تشغيلها، ويعود ذلك إلى تعدد الهجمات التي استهدفت خط الغاز الرئيسي المغذي للمحطة، مما أدى إلى تراجع صادرات الغاز الطبيعي المسال من اليمن بشكل حاد. وفي عام 2016، توقفت المحطة تماماً بسبب الأحداث التي تمر بها اليمن في الآونة الأخيرة.

ويخصص إنتاج الغاز الطبيعي المسال من محطة بلحاف لشركات كورية وفرنسية بموجب اتفاقيات بيع وشراء طويلة الأمد لفترة 20 سنة كما هو مبين بالجدول 2-10، والتي يبلغ مجموع كمياتها التعاقدية نحو 6.55 مليون طن/السنة.

**الجدول 2-10: اتفاقيات بيع وشراء الغاز طويلة الأجل للشركة اليمنية للغاز الطبيعي المسال**

| المشتري | الكمية التعاقدية<br>مليون طن/السنة | فترة التعاقد |
|---|---|---|
| KOGAS | 2 | 2028/2008 |
| Total | 2 | 2029/2009 |
| ENGIE | 2.55 | 2029/2009 |

المصدر: الشركة اليمنية للغاز الطبيعي المسال

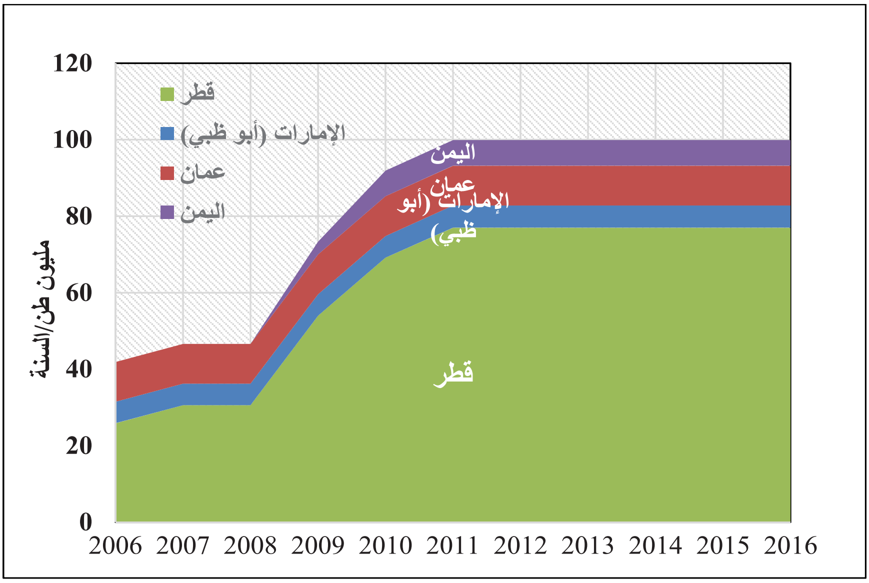
## 2-4-3: تطور وتوزيع طاقة الإسالة الإجمالية في دول منطقة الشرق الأوسط

بدراسة الفترة 2006-2016، يتضح أن طاقة الإسالة الإجمالية في دول منطقة الشرق الأوسط قد شهدت تطوراً هائلاً، ويعود ذلك إلى التوسع في تنفيذ مشاريع الغاز الطبيعي المسال في دولة قطر، بالإضافة إلى انضمام اليمن بعد تشغيل محطة بلحاف.

وإجمالاً، فقد ارتفعت طاقة الإسالة الإجمالية من 41.9 مليون طن/السنة في عام 2006، لتصل إلى 99.9 مليون طن/السنة بنهاية عام 2011 كما هو مبين بالشكل 2-24، بزيادة قدرها 58 مليون طن/السنة، ساهمت فيها مشاريع الإسالة في دولة قطر بالنصيب الأكبر وقدره 51 مليون طن/السنة، وساهم مشروع محطة بلحاف باليمن بالزيادة المتبقية. ولم يطرأ أي تغيير على طاقة الإسالة بالشرق الأوسط منذ عام 2011، لعدم تنفيذ أية مشاريع إسالة جديدة في دول المنطقة المصدرة للغاز الطبيعي المسال أو انضمام مصدرين جدد.

وبذلك تكون نسبة النمو الإجمالية لطاقة الإسالة في دول منطقة الشرق الأوسط خلال الفترة من عام 2006 وحتى عام 2016 قد بلغت حوالي 138%، وهي تعد أعلى نسبة نمو عالمياً.

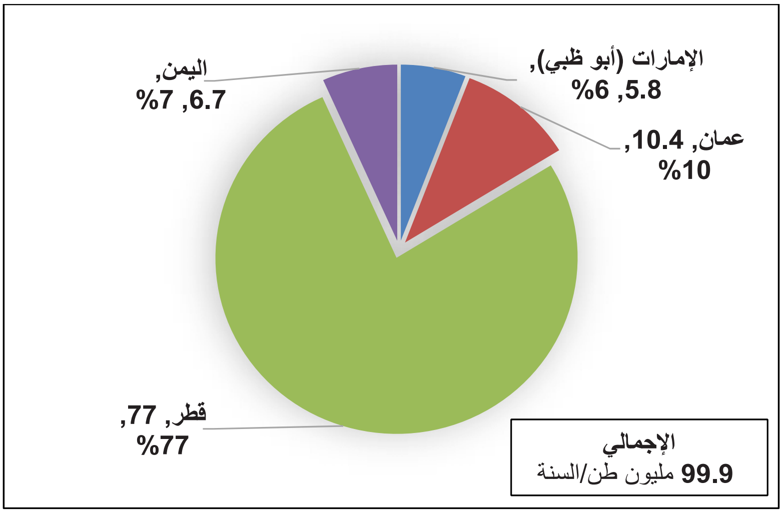
**الشكل 2-24: تطور طاقة الإسالة الإجمالية في دول منطقة الشرق الأوسط
خلال الفترة 2006-2016**




مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual reports

أما من حيث توزيع طاقة الإسالة الإجمالية، فتحتل دولة قطر المرتبة الأولى بطاقة إجمالية 77 مليون طن/السنة بما يعادل نحو 77% من الطاقة الإجمالية بالمنطقة، ثم سلطنة عمان في المرتبة الثانية بطاقة إجمالية 10.4 مليون طن/السنة بما يعادل نحو 10%، ثم اليمن بطاقة إجمالية 6.7 مليون طن/السنة بما يعادل نحو 7% وأخيراً أبو ظبي بطاقة 5.8 مليون طن/السنة بنسبة 6% كما هو مبين بالشكل 2-25.

**الشكل 2-25: توزيع طاقة الإسالة الإجمالية في دول منطقة الشرق الأوسط نهاية 2016**
(مليون طن/السنة)



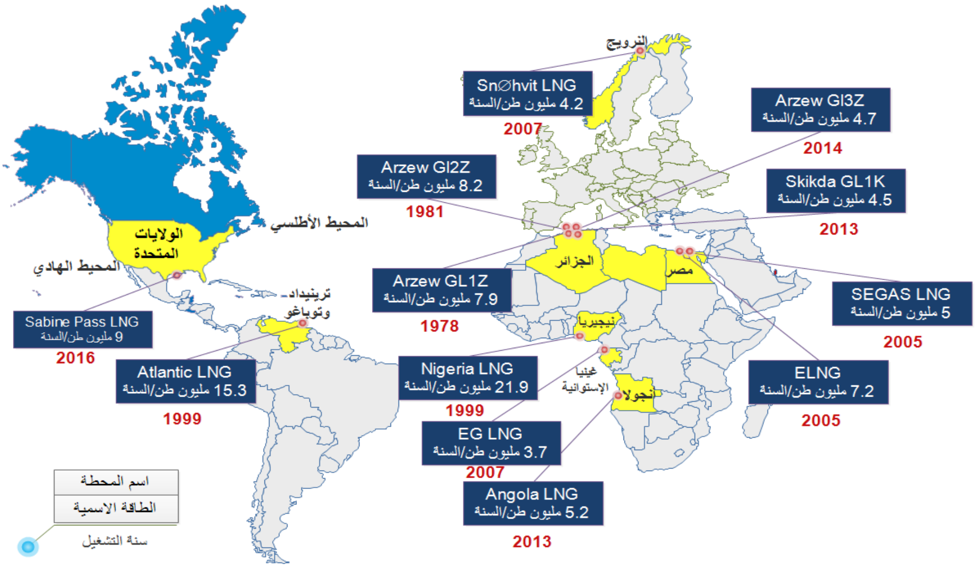

مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

## 2-5: محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في دول حوض الأطلسي-المتوسط

### 2-5-1: لمحة عامة

تحتل منطقة الأطلسي المتوسط المرتبة الثالثة عالمياً من حيث طاقة الإسالة الإجمالية والتي بلغت بنهاية عام 2016 نحو 96.8 مليون طن/السنة بما يعادل نحو 28.5% من طاقة الإسالة الإجمالية على مستوى العالم. وتضم منطقة حوض الأطلسي-المتوسط حالياً ثمان دول مصدرة للغاز الطبيعي المسال، بعد خروج دولة ليبيا التي توقفت عن التصدير بسبب تعرض محطة مرسى البريقة لأضرار بالغة عقب الأحداث التي شهدتها البلاد عام 2011. ويوجد في منطقة الأطلسي المتوسط 12 محطات إسالة موزعة في كل من الجزائر (أربع محطات إسالة)، ومصر (2 محطة إسالة)، ومحطة إسالة في كل من نيجيريا، وترينيداد وتوباغو، وأنغولا، وغينيا الاستوائية، والنرويج، والولايات المتحدة كما هو مبين بالشكل 2-26، والجدول 2-11.

**الشكل 2-26: مواقع محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في دول حوض الأطلسي-المتوسط**




مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

**الجدول 2-11: محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في دول حوض الأطلسي-المتوسط**
**(نهاية عام 2016)**

| الدولة | اسم المحطة | عدد وحدات الإسالة | الطاقة الإسمية (مليون طن/السنة) | عدد صهاريج التخزين | السعة التخزينية (متر مكعب) |
|---|---|---|---|---|---|
| الجزائر | Arzew GL1Z | 6 | 7.9 | 3 | 300,000 |
| | Arzew GL2Z | 6 | 8.2 | 3 | 300,000 |
| | Arzew GL3Z | 1 | 4.7 | 2 | 320,000 |
| | Skikda-GL1K | 1 | 4.5 | 1 | 150,000 |
| ترينيداد وتوباغو | Atlantic LNG | 4 | 15.3 | 4 | 524,000 |
| نيجيريا | Nigeria LNG | 6 | 21.9 | 4 | 336,800 |
| مصر | SEGAS LNG | 1 | 5 | 2 | 300,000 |
| | ELNG | 2 | 7.2 | 2 | 280,000 |
| النرويج | Snøhvit LNG | 1 | 4.2 | 2 | 250,000 |
| غينيا الاستوائية | EG LNG | 1 | 3.7 | 2 | 272,000 |
| أنغولا | Angola LNG | 1 | 5.2 | 1 | 360,000 |
| الولايات المتحدة | Sabine Pass LNG | 2 | 9 | 5 | 800,000 |
| **الإجمالي** | **12 محطة** | **32** | **96.80** | **31** | **4,192,800** |

مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

## 2-5-2: توزيع محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في دول حوض الأطلسي-المتوسط

### 2-5-2-1: الجزائر

تاريخيا، تعد الجزائر أولى دول منطقة حوض الأطلسي-المتوسط والعالم في تصدير الغاز الطبيعي المسال وذلك من محطة GL4Z (CAMEL) بأرزيو والتي تضمنت ثلاث وحدات إسالة بطاقة إجمالية 1 مليون طن/السنة (الشكل 2-27). واستمرت المحطة في التشغيل طيلة عقود حتى تم إيقافها في شهر نيسان/أبريل 2010 نظراً لتقادم عمر الأجهزة والوحدات[42].

**الشكل 2-27: محطة GL4Z (CAMEL) بالجزائر، أول محطة لتصدير الغاز الطبيعي المسال عالمياً**

المصدر: سوناطراك

[42] أوابك، خمسون عاماً على انطلاق الصناعة والتجارة العالمية للغاز الطبيعي المسال، شباط/فبراير 2015.

ومنذ ذلك التاريخ، توسعت الجزائر في تنفيذ مشاريع الإسالة بفضل الاحتياطيات الكبيرة من الغاز. حيث شهد عام 1972 تشغيل أول وحدة لإسالة الغاز الطبيعي بمجمع GL1K في سكيكدة، ثم توسع المجمع على مراحل ليرتفع عدد وحدات الإسالة إلى ستة، إلا أن أنفجار حدث عام 2004 أدى إلى حدوث أضرار بالغة بثلاث وحدات منها، وتم استبدالها بوحدة أخرى جديدة GL2K بطاقة اسمية 4.5 مليون طن/السنة وتم تشغيلها عام 2013. أما الوحدات الثلاث المتبقية، فقد تم إيقافها عام 2015 نظراً لتقادم عمر الأجهزة والوحدات.

وفي عام 1978، تم تشغيل محطة GL1Z في أرزيو، وهي تضم حالياً ست وحدات بطاقة إجمالية 7.9 مليون طن/السنة. كما شهد عام 1981، تشغيل محطة GL2Z في أرزيو أيضاً، وهي تضم أيضاً ست وحدات إسالة بطاقة إجمالية 8.2 مليون طن/السنة. ويعد مجمع GL3Z أحدث مشاريع إسالة الغاز في الجزائر، حيث تم تشغيله عام 2014، وهو يضم وحدة إسالة واحدة بطاقة 4.7 مليون طن/السنة. وبذلك يصل العدد الإجمالي لمجمعات إسالة الغاز الطبيعي بالجزائر إلى أربعة، بطاقة إجمالية 25.3 مليون طن/السنة.

**2-5-2-2: ترينيداد وتوباغو**

بدأت ترينيداد وتوباغو في تصدير الغاز الطبيعي المسال عام 1999، وذلك بعد تنفيذ وتشغيل وحدة إسالة بمحطة Atlantic LNG، وتصدير أول شحنة إلى بوسطن بالولايات المتحدة. وبالرغم من أن المخطط الأصلي للمشروع لم يتضمن تنفيذ مراحل توسعية مستقبلية، إلا أن الشركات المساهمة في المشروع قررت زيادة عدد وحدات الإسالة كما هو مبين بالجدول 2-12[43].

[43] https://www.atlanticlng.com/about-us/history

كما شهد عام 2003 انطلاق الأعمال الإنشائية في وحدة الإسالة الرابعة بطاقة 5.2 مليون طن/السنة، وكانت تعد الأعلى عالمياً في الطاقة الاسمية في ذلك الوقت، وتم تشغيلها عام 2006. تقدر الطاقة الإجمالية للمحطة بنحو 15.3 مليون طن/السنة، وهي تضم 4 صهاريج لتخزين الغاز الطبيعي المسال بسعة إجمالية 524,000 متر مكعب، وهي تعد من أكبر محطات الإسالة على مستوى العالم.

**الجدول 2-12: وحدات إسالة الغاز بمحطة Atlantic LNG بترينيداد وتوباغو**

| المشروع | عدد وحدات الإسالة | الطاقة الإجمالية مليون طن/السنة | الشركاء | المشغل | العملاء |
|---|---|---|---|---|---|
| Atlantic LNG T1 | 1 | 3.3 | BP (34%), BG (26%), Shell (20%), CIC (10%), NGC Trinidad (10%) | Atlantic LNG | Engie, GasNatural Fenosa |
| Atlantic LNG T2& T3 | 2 | 7 | BP (42.5%), BG (32.5%), Shell (25%) | Atlantic LNG | BP, BG, GasNatural Fenosa, Naturgas, Shell |
| Atlantic LNG T4 | 1 | 5.2 | BP (37.8%), BG (28.9%), Shell (22.2%), NGC Trinidad (11.1%) | Atlantic LNG | BG, BP,Shell |
| **الإجمالي** | **4** | **15.3** | **-** | **-** | **-** |

مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

### 2-5-2-3: نيجيريا

انضمت نيجيريا إلى مجموعة الدول المصدرة للغاز الطبيعي المسال نهاية عام 1999، وذلك بعد تشغيل محطة Nigeria LNG التي تقع في جزيرة Bonny شرق دلتا النيجر، وقد ضم المشروع آنذاك وحدتي إسالة بطاقة 3.2 مليون طن/السنة لكل منهما. وقد قرر المساهمون في المشروع إضافة وحدات إسالة جديدة بالمحطة كما هو مبين بالجدول 2-13، حيث تم إضافة وحدة الإسالة الثالثة وتشغيلها عام 2002، ثم تم إضافة وحدتي الإسالة الرابعة والخامسة وتم تشغيلهما عام 2006.

**الجدول 2-13: وحدات إسالة الغاز بمحطة Nigeria LNG في نيجيريا**

| المشروع | عدد وحدات الإسالة | الطاقة الإجمالية مليون طن/السنة | الشركاء | المشغل | العملاء |
|---|---|---|---|---|---|
| NLNG T1&2 | 2 | 6.6 | Nigeria LNG (NNPC) (49%), Shell (25.6%), Total (15%), Eni (10.4%) | Shell | Botas, Enel, ENGIE, Galp Energia, Gas Natural Fenosa |
| NLNG T3 | 1 | 3 | | | Galp Energia, Gas Natural Fenosa |
| NLNG T4& 5 | 2 | 8.2 | | | Endesa, Eni, Galp, Energia, Iberdrola, Shell, Total |
| NLNG T6 | 1 | 4.1 | | | Shell, Total |
| **الإجمالي** | **6** | **21.9** | - | - | - |

مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

وكانت وحدة الإسالة السادسة هي أخر الوحدات التي أضيفت للمحطة وتم تشغيلها في عام 2008، وبتشغيلها ارتفعت الطاقة التصميمية الإجمالية للمحطة إلى 21.9 مليون طن/السنة. كما تضم المحطة 4 صهاريج لتخزين الغاز الطبيعي المسال بسعة إجمالية 336,800 متر مكعب، بالإضافة إلى 4 صهاريج لتخزين غاز البترول المسال بسعة إجمالية 260,000 متر مكعب، و3 صهاريج للمتكثفات بسعة إجمالية 120,000 متر مكعب، كما هو مبين بالشكل 2-35. ويتم تزويد المحطة بالغاز المنتج من عدة مناطق امتياز بمنطقة دلتا النيجر باستخدام شبكة من خطوط الغاز[44]، بموجب اتفاقيات تقاسم الإنتاج مع ثلاث شركات عالمية هي Eni، وTotal و Shell. ولقد ساهم المشروع في تخفيض نسبة حرق الغاز المصاحب في نيجيريا من 65% إلى أقل من 25%[45].

[44] Eni;" Eni in LNG"; March 2016.
[45] http://www.nlng.com/Our-Company/Pages/Profile.aspx

### 2-5-2-4: جمهورية مصر العربية

انضمت مصر إلى مجموعة الدول المصدرة للغاز الطبيعي المسال في عام 2005، بعد تشغيل مجمع الشركة الإسبانية المصرية (SEGAS) للغاز الطبيعي المسال في مدينة دمياط على ساحل البحر المتوسط، وهي مشروع مشترك بين شركة Union Fenosa Gas (80%)، والشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية (10%)، والهيئة المصرية العامة للبترول (10%). وهو أول مشروع لإسالة الغاز الطبيعي في مصر، باستثمارات 1.3 مليار دولار، واستغرق تنفيذه أقل من 35.5 شهر[46]. ويتكون المجمع من وحدة إسالة واحدة بطاقة تصميمية 5.2 مليون طن/ السنة، بالإضافة إلى 2 صهريج تخزين للغاز الطبيعي المسال بسعة إجمالية 300,000 متر مكعب، وهي تضم مساحة كبيرة للتوسعات المستقبلية كما هو مبين بالشكل 2-28، ويتم إمداد المجمع بالغاز الطبيعي من الشبكة القومية للغاز.

**الشكل 2-28: مجمع الشركة المصرية الإسبانية للغاز الطبيعي المسال في مصر**


المصدر: SEGAS

[46] KBR; " SEGAS LNG Facility: Project Profile". https://kbr.com/Documents/Project%20Profiles/ProjectProfile_SEGASLNG.pdf

بيد أن زيادة الطلب المحلي على الغاز في مصر، وتراجع الإنتاج من الحقول الرئيسية في البحر المتوسط، أدت تراجعت إمدادات الغاز إلى المجمع حتى توقف تماما عن الإنتاج في كانون الأول/ ديسمبر 2012، ولم يستأنف العمل منذ تاريخه.

كما شهد نفس العام 2005، تشغيل مجمع الإسالة الثاني الذي يقع في مدينة إدكو على بعد 50 كم من مدينة الإسكندرية ويتألف من وحدتي إسالة طاقة كل منهما 3.6 مليون طن/السنة، و2 صهريج تخزين بسعة إجمالية 280,000 متر مكعب باستثمارات بلغت 1.9 مليار دولار. وقد تم تشغيل الوحدة الأولى في شهر أيار/ مايو 2005، بينما تم تشغيل الوحدة الثانية في أيلول/ سبتمبر من نفس العام. ويتم تزويد الوحدة الأولى بالغاز الطبيعي من حقول سيينا وسيميان الواقعة في منطقة المياه العميقة بغرب الدلتا (WDDM) التابعة لشركة البرلس. أما الوحدة الثانية فيتم تزويدها بالغاز الطبيعي من حقل سافير الواقع في منطقة المياه العميقة بغرب الدلتا التابعة لشركة البرلس.

وكما هو الحال مع مجمع الإسالة في دمياط، تراجعت إمدادات الغاز إلى مجمع إدكو مما أدى إلى تراجع الطاقة التشغيلية إلى ما دون النصف، حتى أعلنت شركة BG حالة القوة القاهرة مطلع عام 2014[47]، بسبب تحويل إمدادات الغاز إلى المجمع إلى السوق المحلي في مصر لتلبية الطلب المتنامي على الغاز، واستمر المجمع متوقف عن التشغيل، إلا أن عام 2016 شهد إعادة تحميل بعض شحنات من الغاز الطبيعي المسال وتصديرها إلى عدة دول من بينها اليابان وكوريا الجنوبية والهند وسنغافورة.

---

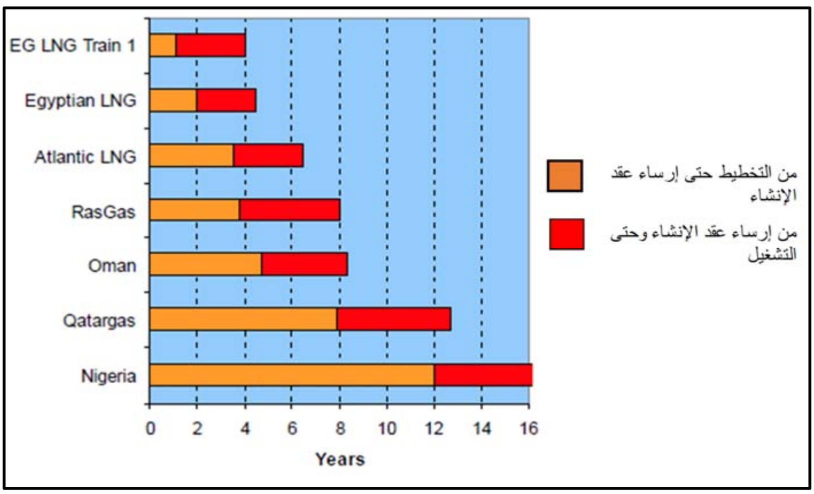
[47] ICIS;" BG Group declares force majeure at Egypt LNG"; January 27,2014. https://www.icis.com/resources/news/2014/01/27/9747409/bg-group-declares-force-majeure-at-egypt-lng/

### 2-5-2-5: غينيا الاستوائية

بدأت غينيا الاستوائية في تصدير الغاز الطبيعي المسال عام 2007، بعد تنفيذ وتشغيل محطة EG LNG، وهي المشروع الوحيد للغاز الطبيعي المسال هناك، وهو يعد أسرع مشروع إسالة في العالم من حيث التنفيذ، فالمشروع لم يستغرق سوى أربع سنوات من بداية التخطيط وحتى تشغيله كما هو مبين بالشكل 2-29.

تضم محطة EG LNG وحدة إسالة واحدة بطاقة 3.7 مليون طن/السنة، بالإضافة إلى 2 صهريج لتخزين الغاز الطبيعي المسال بسعة إجمالية 272,000 متر مكعب، ويتم تغذية المحطة بالغاز المنتج من حقل Alba قبالة سواحل غينيا الاستوائية، والذي يقع في مياه عمقها 275 متر. بينما يتم شحن الغاز الطبيعي المسال من صهاريج التخزين إلى رصيف الشحن (Loading Jetty) من خلال خط أنابيب مثبت على كوبري معلق يبلغ طوله 350 متر، وبميل 70 متر نحو المحيط كما هو مبين بالشكل 2-30، وهي المحطة الأولى من نوعها في العالم التي تستخدم كوبري معلق لشحن الغاز الطبيعي المسال.

**الشكل 2-29: مقارنة بين مشاريع مختلفة لإسالة الغاز من حيث الوقت المستغرق بداية من التخطيط وحتى التشغيل**




المصدر: EG LNG

**الشكل 2-30: كوبري معلق مثبت عليه خط أنابيب شحن الغاز الطبيعي المسال في محطة غينيا الاستوائية**


المصدر: EG LNG

### 2-5-2-6: النرويج

بدأت النرويج في تصدير الغاز الطبيعي المسال عام **2007** بعد تنفيذ وتشغيل محطة Snøhvit LNG، وهي المشروع الأول والوحيد لتصدير الغاز الطبيعي المسال في أوروبا.

تضم محطة Snøhvit LNG وحدة إسالة واحدة بطاقة 4.2 مليون طن/السنة، بالإضافي إلى 2 صهريج لتخزين الغاز الطبيعي المسال بسعة إجمالية 250,000 متر مكعب، وصهريج لتخزين المتكثفات سعة 75,000 متر مكعب، وصهريج آخر لتخزين غاز البترول المسال سعة 25,000 متر مكعب[48]. ويتم إمداد المحطة بالغاز المنتج من ثلاث حقول بحرية تم احتياطيات من الغاز تقدر بنحو 6.8 تريليون قدم

[48] Hydrocarbon Technology; "Snøhvit LNG Export Terminal, Melkøya Island, Norway". Available at: http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/snohvit-lng/

مكعب، وتقع على بعد 140 كم من الشاطئ، وفي عمق مياه يتراوح بين 250 و340 متر[49].

والمحطة مقامة على جزيرة قريبة من مدينة Hammerfest كما هو مبين بالشكل 2-31، ويساهم في المشروع كل شركة Statoil (36.8%)، شركة Petoro (30%)، شركة Total (18.4%)، شركة Engie (12%)، شركة RWE-DEA (2.81%) باستثمارات بلغت نحو 5.3 مليار دولار، وقد بدأ العمل في تنفيذ المشروع عام 2003، وتم تشغيله رسمياً في شهر أيلول/ سبتمبر 2007.

**الشكل 2-31: محطة Snøhvit LNG، أول محطة لتصدير الغاز الطبيعي المسال في النرويج**


المصدر: Statoil

[49] Øystein Holt; " Snøhvit Future Development Concepts for increased gas export capacity"; 2nd Trondheim Gas Technology Conference, November 2-3, 2011.

**2-5-2-7: أنغولا**

بدأ التخطيط في أنغولا لدراسة تنفيذ مشروع لإسالة الغاز في عام 1997، وبعد حوالي عشر سنوات تم اتخاذ قرار الاستثمار النهائي في نهاية 2007 لتنفيذ مشروع أنغولا للغاز الطبيعي المسال Angola LNG وهو مشروع تساهم فيه كل من شركة Chevron (36.4%)، شركة Sanagol (22.8%)، وحصة قدرها 13.6% لكل من Eni، BP، وTotal باستثمارات 10 مليار دولار.

وتم اختيار موقع المشروع في منطقة Soyo الساحلية[50] لقربها من حقول النفط المتواجدة ضمن عدة قطاعات بحرية كما هو مبين بالشكل 2-32، والتي يمثل إنتاج الغاز المصاحب منها المصدر الرئيسي لإمدادات الغاز خلال السنوات الأولى من عمل المشروع، على أن يتم مستقبلاً تطوير حقول للغاز للحر في قطاعات أخرى لتوفير الغاز اللازم لتشغيل المشروع لفترة 30 عاماً. ويعد مشروع Angola LNG، الأول من نوعه في العالم الذي يعتمد كلياً على الغاز المصاحب للنفط، وهو يساهم بشكل فعال في الحد من حرق الغاز المصاحب في أنغولا.

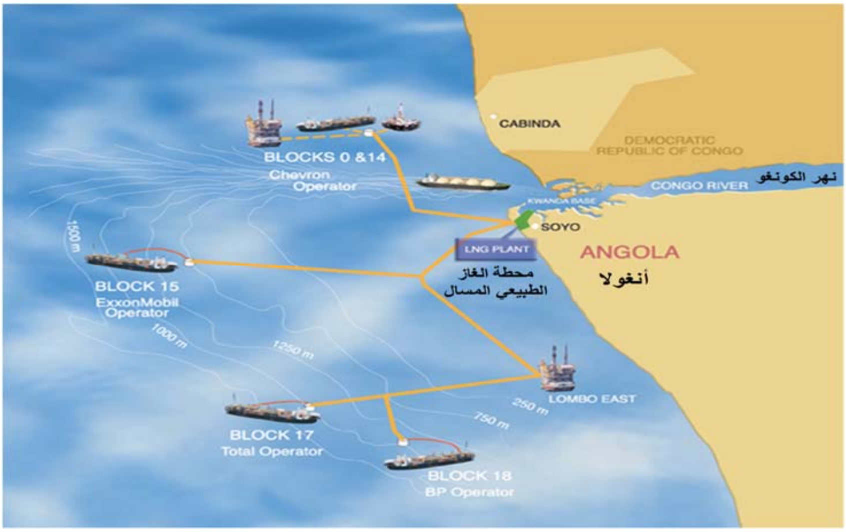
وقد بدأ العمل في تنفيذ المشروع عام 2008، وهو يضم وحدة إسالة واحدة بطاقة 5.2 مليون طن/السنة، وصهريجي تخزين بسعة تخزين إجمالية 360,000 متر مكعب، وتم تحميل أول شحنة من الغاز الطبيعي المسال منتصف عام 2013 وتصديرها إلى البرازيل[51].

---

[50] Hydrocarbon Technology,” Angola LNG Project, Soyo, Angola”, Available at: http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/angola-lng/

[51] Angola LNG, “Angola LNG ships first cargo”, June 13, 2016. Available at : https://www.angolalng.com/en/news/press-releases/angola-lng-ships-first-cargo/

**الشكل 2-32: الخطوط المغذية لمحطة أنغولا للغاز الطبيعي المسال Angola LNG**




المصدر: Angola LNG

## 2-5-2-8: الولايات المتحدة الأمريكية (خليج المكسيك)

على الرغم من أن الولايات المتحدة من أوائل دول العالم في استيراد الغاز الطبيعي المسال، ويعود إلى أكثر من أربعة عقود، وتمتلك بنية تحتية هائلة من مرافئ الاستقبال، إلا أن طفرة إنتاج الغاز الطبيعي من مصادره غير التقليدية وبخاصة مصادر السجيل، أحدثت تغيراً هائلاً في الموازنة بين العرض والطلب، وأدت إلى تقليص حجم الفجوة بينهما بشكل هائل. وعلى إثر ذلك، تم إيقاف بعض المرافئ لانتفاء الحاجة للاستيراد، ودشنت الولايات المتحدة مرحلة جديدة في تاريخها بدخولها كلاعب قوي ومؤثر ضمن مجموعة الدول المصدرة للغاز الطبيعي المسال. حيث صادقت اللجنة الاتحادية لتنظيم الطاقة (FERC) ووزارة الطاقة الأمريكية (DOE) على تنفيذ مشاريع مقترحة لتصدير الغاز الطبيعي المسال، باستغلال البنية المتاحة لبعض المرافئ القائمة[52].

[52] أوابك، تقرير الأمين العام السنوي الحادي والأربعون، 2014.

وفي هذا الصدد، حصلت شركة Energy Cheniere المالكة لمرفأ Sabine Pass على الموافقات اللازمة لتنفيذ مشروع يضم ست وحدات إسالة كما هو مبين بالشكل 2-33، على ثلاث مراحل بطاقة إجمالية 27 مليون طن/السنة (وحدتي إسالة في كل مرحلة بطاقة 4.5 مليون طن/السنة لكل وحدة)[53].

وبالفعل، انطلقت عمليات التشغيل التجريبي لوحدة الإسالة الأولى بالمشروع في شهر شباط/فبراير 2016، وتم تحميل أول شحنة من الغاز الطبيعي المسال وتصديرها إلى البرازيل. كما استكملت الفحوص التشغيلية لوحدة الإسالة الثانية بالمشروع وبدأت عمليات التشغيل النهائي في شهر أيلول/سبتمبر من نفس العام، لتصل الطاقة الإجمالية للمشروع إلى 9 مليون طن/السنة بنهاية عام 2016. وعلى مدار العام، تم تحميل المزيد من شحنات الغاز الطبيعي المسال التي وصلت إلى بعض أسواق أمريكا الجنوبية وأوروبا، بالإضافة إلى بعض الأسواق في منطقة الشرق الأوسط ومنها دبي والأردن. كما تم الانتهاء من إنشاء وحدة الإسالة الثالثة وتم تشغيلها في آذار/مارس عام 2017، ويجرى العمل في إنشاء وحدتي الإسالة الرابعة والخامسة ويتوقع تشغيلهما في عام 2017 و2019 على التوالي. أما بالنسبة لوحدة الإسالة السادسة، فقد حصلت الشركة على الموافقات التنظيمية اللازمة للبدء في الإنشاء، ويتوقف اتخاذ قرار الاستثمار النهائي على توفير التمويل اللازم للمشروع[54].

---

[53] Cheniere Energy Partners, L.P. Reports Third Quarter 2015 Results, 30/10/2015.
http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=101667&p=irol-newsArticle_Print&ID=2104666

[54] LNG World News; "Cheniere Ships First Sabine Pass LNG Export Cargo to Brazil's Petrobras"; February 25, 2016.
http://www.lngworldnews.com/cheniere-ships-first-sabine-pass-lng-export-cargo-to-brazils-petrobras/

**الشكل 2-33: مشروع تحويل مرفأ Sabine Pass إلى محطة لتصدير الغاز الطبيعي المسال**


المصدر: Cheniere Energy

## 2-5-3: تطور وتوزيع طاقة الإسالة الإجمالية في دول حوض الأطلسي-المتوسط

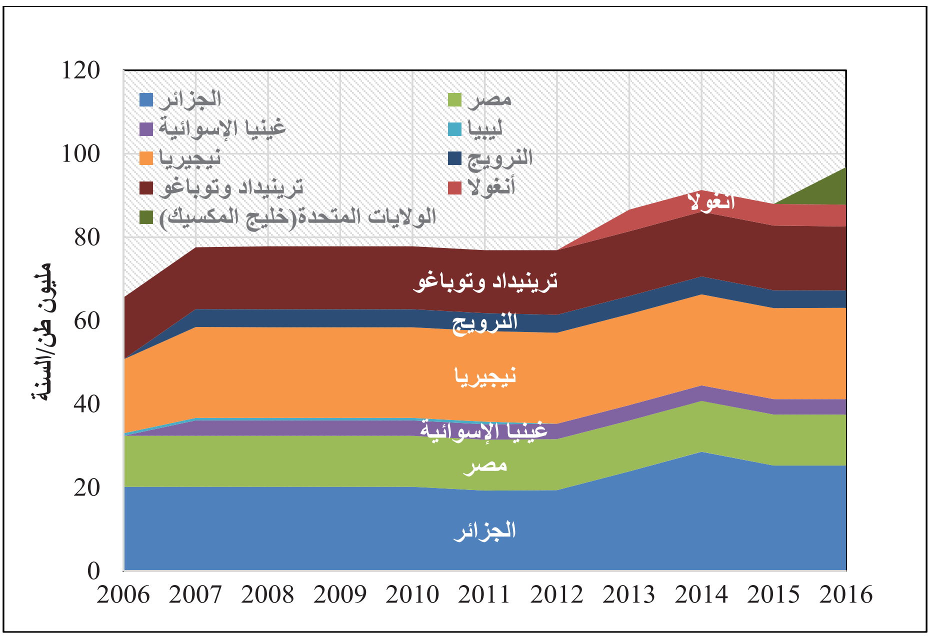
بدراسة الفترة 2006-2016، يتضح أن طاقة الإسالة الإجمالية في منطقة الأطلسي-المتوسط قد شهدت نمواً ملحوظاً، بالرغم من إيقاف محطتي إسالة في الجزائر، ومحطة مرسى البريقة في ليبيا، ويعود ذلك إلى مشاريع الإسالة الجديدة التي تم تنفيذها في بعض دول المنطقة والتي أدت إلى زيادة عدد الدول المصدرة للغاز الطبيعي المسال إلى ثمان دول بنهاية عام 2016 مقارنة بخمس دول عام 2006.

وكما هو مبين بالشكل 2-34، فقد ارتفعت طاقة الإسالة الإجمالية من 65.5 مليون طن/السنة في عام 2006، لتصل إلى 77.5 مليون طن/السنة عام 2007 لدخول وحدات إسالة في نيجيريا، وتشغيل محطة Snøhvit LNG في النرويج.

ولم يطرأ أي تغيير على طاقة الإسالة بالمنطقة خلال الفترة 2007-2012، لعدم تنفيذ أية مشاريع إسالة جديدة، إلا أنها عاودت الارتفاع مرة أخرى عام 2013 بعد تشغيل محطات إسالة جديدة في كل من الجزائر وأنغولا لتصل إلى 86.6 مليون طن/السنة، واستمرت في النمو بفضل تشغيل محطة Sabine Pass بالولايات المتحدة حتى بلغت 96.8 مليون طن/السنة عام 2016.

وبذلك تكون الزيادة الإجمالية لطاقة الإسالة في دول حوض الأطلسي-المتوسط خلال الفترة من عام 2006 وحتى عام 2016 حوالي 31 مليون طن/السنة بنمو إجمالي نسبته حوالي 48%، وهي أقل نسبة نمو إجمالي مقارنة بباقي مناطق العالم.

**الشكل 2-34: تطور طاقة الإسالة الإجمالية في دول حوض الأطلسي-المتوسط خلال الفترة 2006-2016**

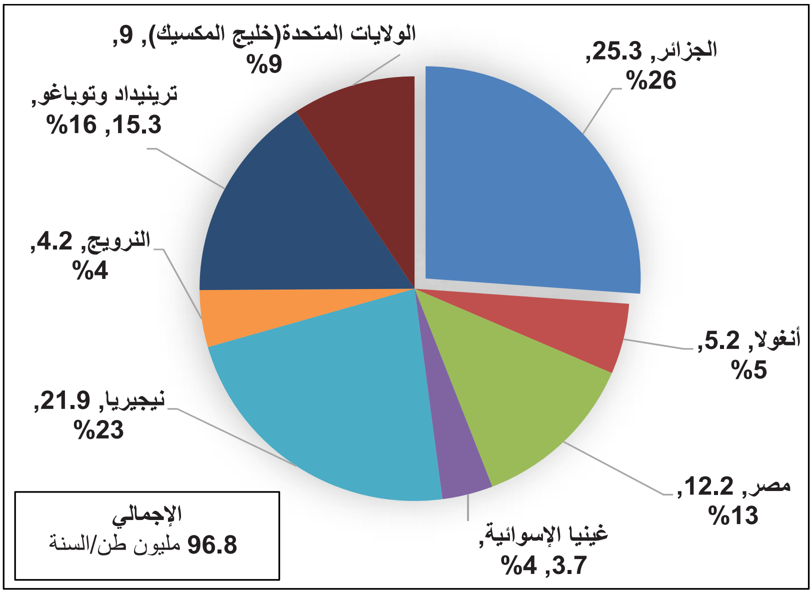



مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

تتصدر الجزائر دول المنطقة من حيث طاقة الإسالة والتي تبلغ نحو 25.3 مليون طن/السنة، بما يعادل نحو 26% من طاقة الإسالة الإجمالية بالمنطقة. ثم تأتي نيجيريا في المرتبة الثانية بنسبة 23%، وترينيداد وتوباغو في المرتبة الثالثة بنسبة 16%، وتتوزع النسبة المتبقية بين دول المنطقة كما هو مبين بالشكل 2-35.

**الشكل 2-35: توزيع طاقة الإسالة الإجمالية في دول حوض الأطلسي-المتوسط نهاية عام 2016**

(مليون طن/السنة)




مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual report, 2017

## 2-6: الخلاصة

- ساهم التطور التكنولوجي في رفع الطاقة التصميمية لوحدة إنتاج الغاز الطبيعي المسال، والتي ظلت في حدود 1-2 مليون طن/السنة خلال الفترة من عام 1964 وحتى مطلع التسعينات لترتفع إلى أكثر من

3 مليون طن/السنة خلال الفترة (1991-2000). وقد برز التطور الأكبر في الطاقة التصميمية في الفترة (2001-2010)، حيث ارتفعت الطاقة التصميمية إلى أكثر من 5 مليون طن/السنة، كما شهدت تلك الفترة تصنيع وحدات عملاقة بطاقة 7.8 مليون طن/السنة.

- تختلف التكاليف الرأسمالية اللازمة لإنشاء محطة لتصدير الغاز الطبيعي المسال من موقع لآخر استنادا إلى عدد من العوامل أبرزها حجم المشروع نفسه، ودرجة صعوبة المشروع المتعلقة بمناخ الاستثمار في الدولة التي يقام المشروع على أراضيها، وحجم الأعمال الإنشائية، وتكلفة الأجهزة والمهمات، وتكاليف الأعمال الهندسية وإدارة المشروع، ومخاطر تغير سعر صرف العملة المحلية إذا كان التعامل في تمويل المشروع بالعملة المحلية.

- شهدت طاقة الإسالة الإجمالية على مستوى العالم نمواً متواصلا على الرغم من إيقاف بعض الوحدات العاملة وإخراجها عن الخدمة نهائياً في بعض المناطق بسبب التقادم وضعف الكفاءة خلال الفترة 1990-2016. وبنهاية عام 2016 بلغت طاقة الإسالة الإجمالية على مستوى العالم نحو 339.1 مليون طن/السنة مقارنة بـ 73 مليون طن/ السنة عام 1990، لتحقق بذلك نمواً سنوياً مركباً نسبته 6% خلال تلك الفترة.

- تنتشر محطات تصدير الغاز الطبيعي المسال في ثلاث مناطق رئيسية في العالم وهي منطقة حوض المحيط الهادي، ومنطقة حوض الأطلسي-المتوسط، ومنطقة الشرق الأوسط وتضم المناطق الثلاثة نحو تسعة عشر دولة مصدرة للغاز الطبيعي المسال، يتواجد بها 96 وحدة إسالة.

- تعد منطقة المحيط الهادي الأعلى عالمياً في طاقات الإسالة حيث تبلغ طاقة الإسالة الإجمالية في دول المنطقة نحو 142.4 مليون طن/السنة وهو ما يعادل نحو 42% من طاقة الإسالة العالمية. بينما تحتل منطقة الشرق الأوسط المرتبة الثانية عالمياً والتي بلغت بنهاية عام 2016 نحو 99.9 مليون طن/السنة بما يعادل نحو 29.5% من طاقة الإسالة العالمية. أما منطقة الأطلسي المتوسط، فهي تقع في المرتبة الثالثة عالمياً من حيث طاقة الإسالة الإجمالية والتي بلغت بنهاية عام 2016 نحو 96.8 مليون طن/السنة بما يعادل نحو 28.5% من طاقة الإسالة العالمية.

- شهدت صناعة الغاز الطبيعي المسال تطوراً غير مسبوقاً ظهر من خلال في إنشاء وحدات إسالة عملاقة في دولة قطر طاقة الواحدة منها 7.8 مليون طن/السنة. وقد تم تنفيذ أولى هذه الوحدات في مشروع "قطر غاز-2". وهي تزيد في الطاقة التصميمية بنسبة 50% عن وحدات الإسالة التي تم تنفيذها في السابق في الصناعة. وقد تطلب ذلك إحداث نقلة نوعية في التكنولوجيا المستخدمة (أكثر من 40 تقنية تم استخدامها وتطويرها في تنفيذ المشروع).

# الفصل الثالث

# الاتجاهات الحالية والمستقبلية للسوق العالمي للغاز الطبيعي المسال

3-1: دور الغاز الطبيعي المسال في مواجهة الطلب العالمي على الطاقة

3-2: الاتجاهات الحالية للسوق العالمي للغاز الطبيعي المسال

3-3: الآفاق المستقبلية للسوق العالمي للغاز الطبيعي المسال

3-4: مخاطر الاستثمار في تطوير مشاريع إسالة الغاز الطبيعي

3-5: الخلاصة

# الفصل الثالث

## الاتجاهات الحالية والمستقبلية للسوق العالمي للغاز الطبيعي المسال

يلعب الغاز الطبيعي دوراً هاماً في تلبية الطلب العالمي على الطاقة، وحصته تنمو بشكل مستمر في مزيج الطاقة العالمي. وقد كان لنمو الطلب العالمي على الغاز، وما أعقبه من توسع في تنفيذ مشاريع إسالة الغاز الطبيعي في العديد من البلدان، دوراً إيجابياً في تعزيز تجارة الغاز الطبيعي المسال، حيث باتت تساهم بحوالي 10% من إجمالي الطلب العالمي على الغاز.

وتختلف أهمية الغاز الطبيعي المسال من دولة إلى أخرى لعدة عوامل من بينها نسبة مساهمة الغاز الطبيعي نفسه في مزيج الطاقة، ودرجة اعتماد السوق المحلي على إمدادات الغاز المحلية وعلى الواردات، ودرجة التكامل والترابط بين مراكز/مناطق الاستهلاك في البلد المستورد.

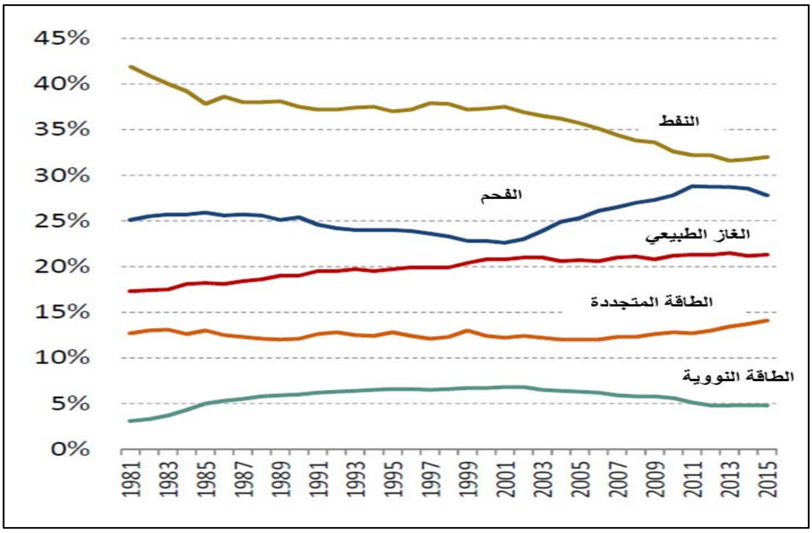
### 3-1: دور الغاز الطبيعي المسال في مواجهة الطلب العالمي على الطاقة

#### 3-1-1: تنامي أهمية الغاز الطبيعي المسال في تجارة الغاز العالمية

يعد الغاز الطبيعي من أعلى مصادر الطاقة نمواً من حيث الطلب، وحصته في مزيج الطاقة العالمي تنمو بشكل مستمر. فكما يبين الشكل 3-1، ارتفعت حصة الغاز الطبيعي في مزيج الطاقة العالمي من 17.5% في عام 1981، لتصل إلى 21.3% في عام 2015، محققة بذلك نمواً سنوياً مركباً نسبته 2.5%، بينما تراجعت حصة النفط من 42% لتصل إلى حوالي 32%،

أما الفحم فقد ارتفعت نسبته من 25% إلى 27.8% خلال نفس الفترة سالفة الذكر، بيد أن نسبته بدأت في التراجع منذ عام 2010.

**الشكل 3-1: تطور حصة مصادر الطاقة المختلفة في مزيج الطاقة العالمي خلال الفترة 1981-2015**

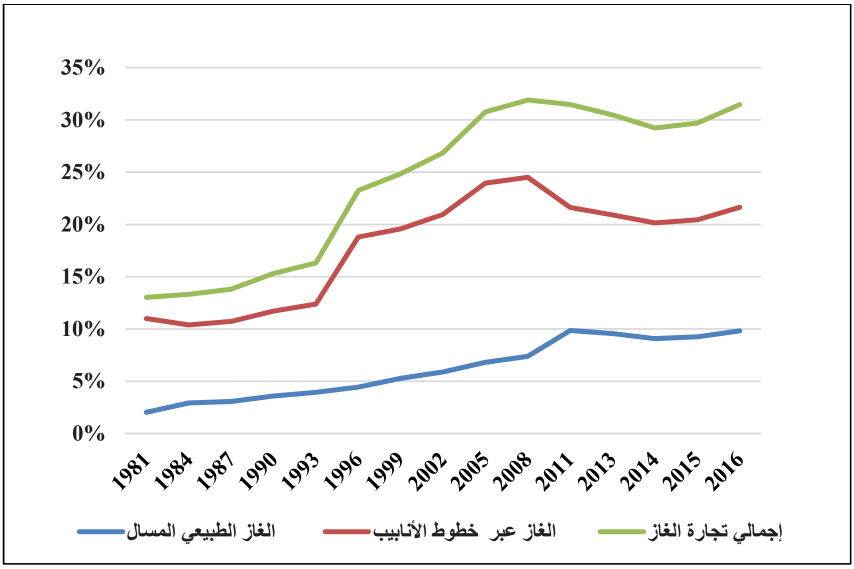



المصدر: Cedigaz 2015

وقد كان لهذا النمو المستمر في الطلب على الغاز عالمياً، أثراً إيجابياً على نمو التجارة العالمية للغاز عبر خطوط الأنابيب وعبر الناقلات، وتزايد حصته في مزيج الطاقة. حيث شهدت تجارة الغاز الطبيعي المسال نمواً سنوياً مطرداً، مما انعكس بشكل واضح على تنامي حصتها في تجارة الغاز العالمية، وفي تلبية الطلب العالمي على حد سواء كما هو مبين بالشكل 3-2. ففي عام 1981، كانت تساهم تجارة الغاز العالمية بنحو 11% من إجمالي حجم الاستهلاك العالمي (منها نحو 2% لتجارة الغاز الطبيعي المسال، و9% من خلال تجارة الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب). ومع التوسع الذي شهدته مشاريع الإسالة في العديد من الدول المصدرة، استمرت تجارة الغاز

الطبيعي المسال في النمو، لتلعب دوراً أكبر في مواجهة نمو الطلب العالمي، حتى أصبحت تساهم بنحو 9.9% من إجمالي الطلب العالمي على الغاز عام 2016، بينما تشكل تجارة الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب نحو 21.6%.

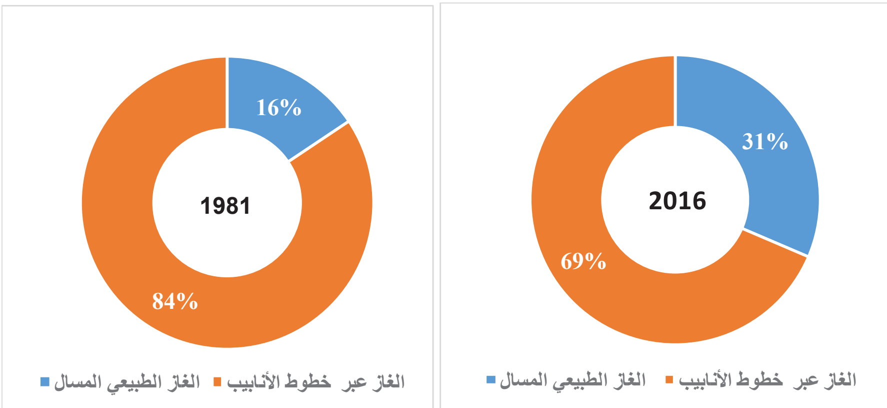
**الشكل 3-2: تطور حصة التجارة العالمية للغاز (عبر خطوط الأنابيب، والغاز الطبيعي المسال) من إجمالي الطلب العالمي**




* لا تتضمن كميات الغاز الطبيعي المسال المعاد تصديرها (Re-exports)
مصدر البيانات: Cedigaz, Natural Gas in the World 2017 edition

وعلى مدار الفترة من مطلع الثمانينات من القرن الماضي حتى عام 2016، حققت تجارة الغاز الطبيعي المسال نمواً سنوياً مركباً بلغ حوالي 7.1%، متخطية بذلك معدل النمو السنوي المركب لتجارة الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب والذي بلغ نحو 4.4% خلال نفس الفترة. كما تضاعفت حصة الغاز الطبيعي المسال في التجارة العالمية خلال نفس الفترة، حيث بلغت عام 2016 نحو 31%، وذلك مقارنة بـ 16% فقط عام 1981 كما هو مبين بالشكل 3-3.

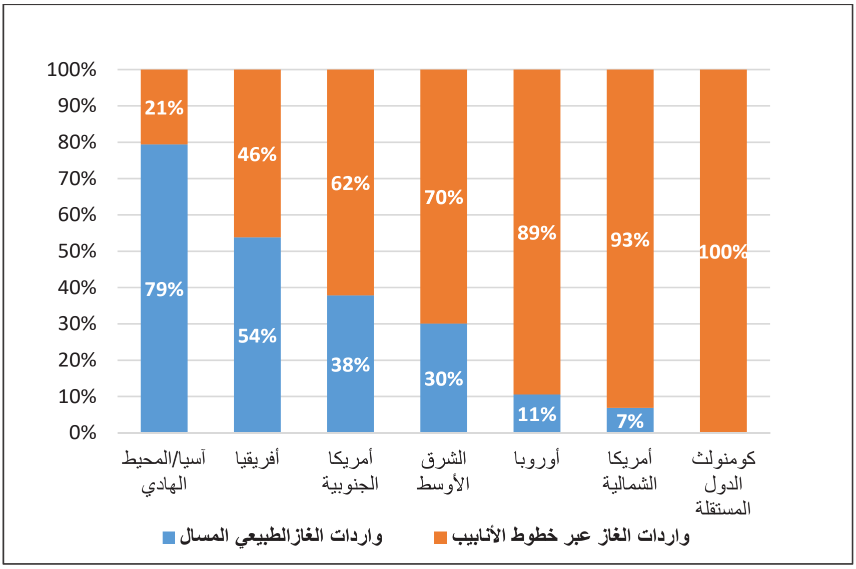
**الشكل 3-3: تطور حصة الغاز الطبيعي المسال في تجارة الغاز العالمية خلال 1981-2016**




مصدر البيانات: Cedigaz, Natural Gas in the World 2016 edition

وتختلف أهمية الغاز الطبيعي المسال من منطقة إلى أخرى كما هو مبين بالشكل 3-4، ففي منطقة آسيا/المحيط الهادي، تساهم واردات الغاز الطبيعي المسال بحوالي 79% من إجمالي واردات المنطقة من الغاز. حيث تضم المنطقة أكبر مستوردي الغاز الطبيعي المسال عالمياً وهما اليابان وكوريا الجنوبية. بينما تصل النسبة في أفريقيا إلى 54%، وفي أمريكا الجنوبية نحو 38%. أما في أوروبا، فيساهم الغاز الطبيعي المسال بنحو 11% من إجمالي الواردات، ويعود ذلك إلى الاعتماد الكبير على إمدادات الغاز القادمة عبر خطوط الأنابيب من روسيا، ومن مناطق أخرى مثل الجزائر.

**الشكل 3-4: حصة واردات الغاز الطبيعي المسال من إجمالي الواردات حسب المنطقة المستوردة، عام 2016**




المصدر: بيانات محسوبة استناداً إلى Cedigaz; " The 2016 Natural Gas Year in Review: First Estimates"

## 3-1-2: الدوافع وراء نمو الطلب على الغاز الطبيعي المسال

تختلف أهمية الغاز الطبيعي المسال من دولة إلى أخرى، لعدة عوامل ومنها أهمية الغاز نفسه كوقود في مزيج الطاقة في السوق المحلي للبلد المستورد، ومدى الحاجة إلى الاستيراد، وعادة تلجأ الدول إلى استيراد الغاز الطبيعي المسال لعدة أسباب أبرزها ما يلي[55]:

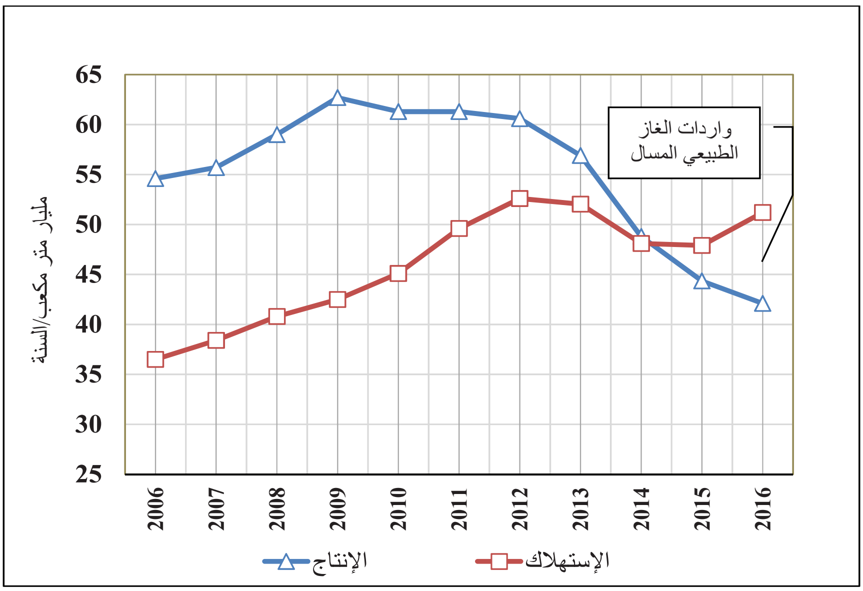
➢ **نقص الامدادات (Supply Drop)**

تشكل واردات الغاز الطبيعي المسال بديلاً عن أو مكملاً للإنتاج المحلي في الأسواق المستوردة. وفي بعض الأحيان، قد يكون السبب وراء استيراد الغاز الطبيعي المسال ليس لتلبية الطلب المحلي على الغاز فحسب،

[55] PFC Energy; "Global LNG Supply and Demand Study"; May 2013.

وإنما لتعويض التناقص الطبيعي للإنتاج من الحقول المنتجة. فعلى سبيل المثال، لجأت جمهورية مصر العربية إلى استيراد الغاز الطبيعي المسال في عام 2015، نتيجة للتراجع الحاد في الإنتاج المحلي وخاصة من الحقول الرئيسية في البحر المتوسط التي تساهم بالنصيب الأكبر في الإنتاج. وقد كانت مصر دولة مصدرة للغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب والغاز الطبيعي المسال حتى عام 2013، إلا أن تراجع الإنتاج منذ عام 2013 واستمرار نمو الطلب المحلي مدفوعاً بتنامي الطلب على الكهرباء، المستهلك الأكبر للغاز، أدى إلى تقلص فائض الإنتاج المخصص للتصدير حتى تلاشى تماما، بل وبدأت مصر في الاستيراد لتلبية الطلب المحلي وأصبحت مستورد صاف للغاز كما هو مبين بالشكل 3-5.

**الشكل 3-5: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في جهورية مصر العربية**




مصدر البيانات: Cedigaz, Natural Gas in the World, Annual Reports

### ➢ موقع ودرجة ترابط مراكز الاستهلاك بالسوق المحلي (Geography)

تتسم بعض الدول ذات المساحة الكبيرة، بوجود مراكز/مناطق استهلاك داخلية غير متكاملة وغير مترابطة، لعدم وجود بنية تحتية كافية من شبكات خطوط الأنابيب تربطها ببعضها. وبالتالي فإن إنشاء مرافئ لاستقبال الغاز الطبيعي المسال سيسهم في تلبية احتياجات المناطق المنعزلة عن البنى التحتية الداخلية.

ومن أمثلة ذلك دولة تشيلي الواقعة في غرب أمريكا الجنوبية، والتي تتسم بطبيعة جغرافية فريدة من نوعها، فهي تمتد من الشمال إلى الجنوب بطول 4300 كم، ومن الشرق إلى الغرب بطول 175 كم فقط، وبداخلها شبكات الغاز والكهرباء غير متصلة ببعضها البعض[56]. لذا لجأت تشيلي إلى استيراد الغاز الطبيعي المسال بداية من عام 2009 لتلبية احتياجاتها من الغاز في مناطق الاستهلاك المختلفة الواقعة في المناطق الشمالية والوسطى والجنوبية.

ففي أقصى الشمال، يقوم مرفأ Mejillones باستقبال شحنات الغاز الطبيعي المسال الذي يستخدم كوقود في توليد الكهرباء للشركات العاملة في الصناعات التعدينية. وفي المناطق الوسطى والجنوبية، يقوم مرفأ Quintero باستقبال شحنات الغاز الطبيعي المسال لتوفير متطلبات القطاع الصناعي والقطاع السكني.

أما في أقصى الجنوب، فتوجد بعض الحقول المنتجة للغاز كما هو مبين بالشكل 3-6، ويستهلك كامل إنتاجها في توليد الكهرباء والحرارة للقطاع السكني، وكلقيم لإنتاج مادة الميثانول.

---

[56] IEA/OECD; “Energy Supply Security,Part 3, Chapter 5: Emergency response systems of individual IEA partner countries: Chile”; 2014.
https://www.iea.org/media/freepublications/security/EnergySupplySecurity2014_PART3.pdf

**الشكل 3-6: مرافئ استقبال الغاز الطبيعي المسال في تشيلي، لتلبية احتياجات المناطق الشمالية والوسطى والجنوبية**


المصدر: IEA

### ➢ إحلال الغاز محل وقود آخر (Fuel Substitution)

يعتبر الغاز الطبيعي بديلاً فعالاً واقتصادياً وأقل في الانبعاثات الناتجة عن الاحتراق مقارنة بأنواع الوقود الأخرى في بعض القطاعات الاقتصادية وبالأخص قطاع الكهرباء. لذا تلجأ بعض الدول (وخاصة المستوردة للنفط) إلى استيراد الغاز وإحلاله محل النفط كوقود في توليد الكهرباء، لتحقيق وفر في التكاليف، والحد من الآثار البيئية.

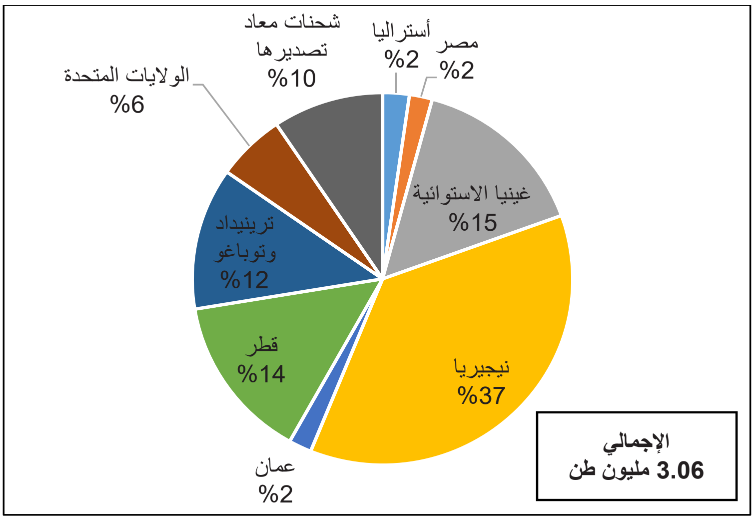
### ➢ تنويع مصادر الإمدادات (Diversification)

تلجأ الدول لاستيراد الغاز الطبيعي المسال لتنويع مصادر إمداداتها، وتجنب الاعتماد بشكل كبير على مصدر واحد بغية تحقيق أمنها الطاقوي، خاصة إذا

حدثت توترات أو أزمات مع الدولة المصدرة للغاز أو توقفت الإمدادات بسبب عدم قدرة الدولة المصدرة للغاز على توفير فائض من إنتاجها للتصدير.

فالأردن بدأت في استيراد الغاز الطبيعي من مصر عام 2003 عبر خط الغاز العربي إلا إمدادات الغاز من مصر بدأت في التراجع بشكل حاد منذ عام 2011 حتى توقفت منتصف عام 2013. وقد أدى ذلك إلى تكبد شركة الكهرباء الأردنية خسائر فادحة بسبب استيراد زيت الوقود والسولار لتلبية احتياجات قطاع الكهرباء. ومن هذا المنطلق، اتجهت الأردن نحو استيراد الغاز الطبيعي المسال عبر مرفأ عائم، لتنويع مصادر التزود بالغاز بدلاً من الاعتماد على مصدر وحيد. وفي عام 2016، استقبلت الأردن شحنات من الغاز الطبيعي المسال من السوق الفوري من عدة وجهات بإجمالي 3.06 مليون طن (ما يعادل 4 مليار متر مكعب) كما هو مبين بالشكل 3-7. وهي تتخطى الواردات من الغاز المصري التي كانت تستقبلها الأردن عبر خط الغاز العربي سنويا، والتي بلغت في ذروتها قرابة 3 مليار متر مكعب/السنة.

**الشكل 3-7: مصادر واردات الأردن من الغاز الطبيعي المسال عام 2016**

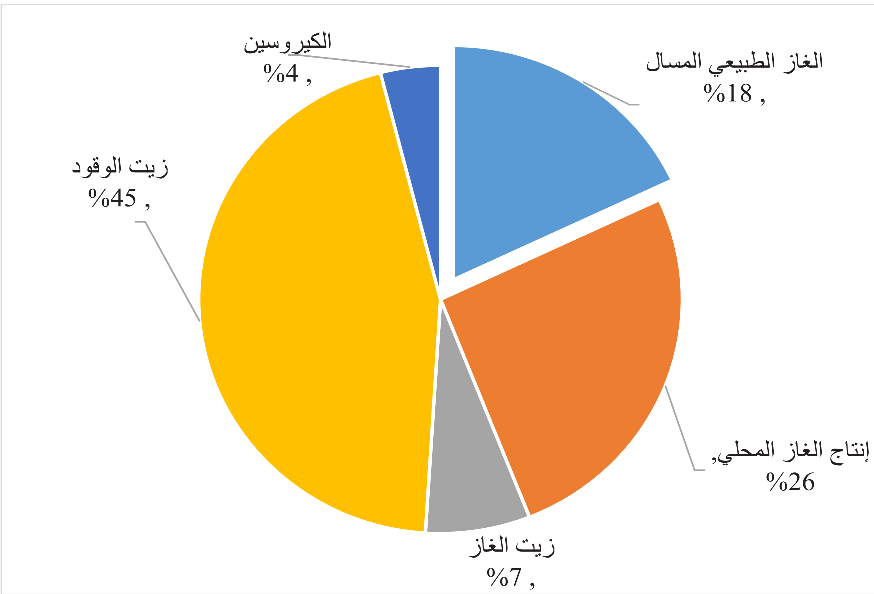



مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry, 2017 Edition

### ➢ المرونة (Resilience)

يوفر استيراد الغاز الطبيعي المسال مرونة عالية للأسواق ذات الطلب الموسمي، أو التي تتطلب الاستيراد خلال فترات العجز. ومن أمثلة ذلك دولة الكويت، التي بدأت في استيراد الغاز الطبيعي المسال باستئجار مرفأ عائم في ميناء الأحمدي عام 2009، وذلك لتلبية احتياجات قطاع الكهرباء من الغاز خلال فترة الصيف (أبريل-أكتوبر)، لعدم قدرة الإنتاج المحلي على تلبية الطلب. وبات الغاز الطبيعي المسال يساهم بنحو 18% من إجمالي الوقود المستهلك في مزيج توليد الكهرباء، بينما يساهم الإنتاج المحلي من الغاز بنحو 26% كما هو مبين بالشكل 3-8.

**الشكل 3-8: مزيج توليد الكهرباء بدولة الكويت لعام 2016**




المصدر: مؤسسة البترول الكويتية[57]

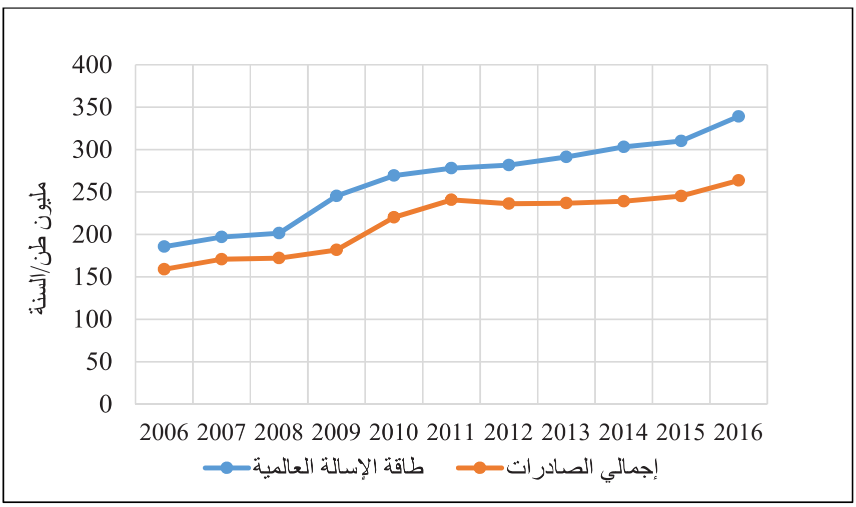
[57] أوابك، ورقة" استيراد الغاز الطبيعي في دولة الكويت"، المقدمة إلى الاجتماع السادس عشر للخبراء حول بحث إمكانيات التعاون في مجال استثمار الغاز الطبيعي في الدول الأعضاء، دولة الكويت، 26-27 تشرين الأول/أكتوبر 2016.

## 3-2: الاتجاهات الحالية للسوق العالمي للغاز الطبيعي المسال

### 3-2-1: تطور صادرات الغاز الطبيعي المسال

شهد السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال نمواً مستمرا في إجمالي حجم الصادرات من مناطق إنتاجه الرئيسية خلال الفترة 2006-2016، مستنداً في ذلك على التطور الكبير الذي شهدته طاقة الإسالة العالمية التي ارتفعت من 185.7 مليون طن/السنة عام 2006 لتصل إلى 339.1 مليون طن/السنة عام 2016، محققة بذلك نمواً سنوياً نسبته 6.2%، وبزيادة إجمالية 153.4 مليون طن، وهو ما جاء نتيجة تشغيل عدة مشاريع إسالة جديدة، وانضمام خمس دول جديدة ليرتفع عدد الدول المصدرة للغاز الطبيعي المسال من 14 إلى 19 دولة. أما من جانب الكميات المصدرة، فقد بلغ معدل النمو السنوي خلال نفس الفترة (2006-2016) نحو 5.2%، حيث ارتفعت من 159 مليون طن لتصل إلى قرابة 264 مليون طن كما هو مبين بالشكل 3-9، أي بزيادة إجمالية قدرها 105 مليون طن.

**الشكل 3-9: تطور طاقة الإسالة العالمية، وحجم صادرات الغاز الطبيعي المسال خلال الفترة 2006-2016**



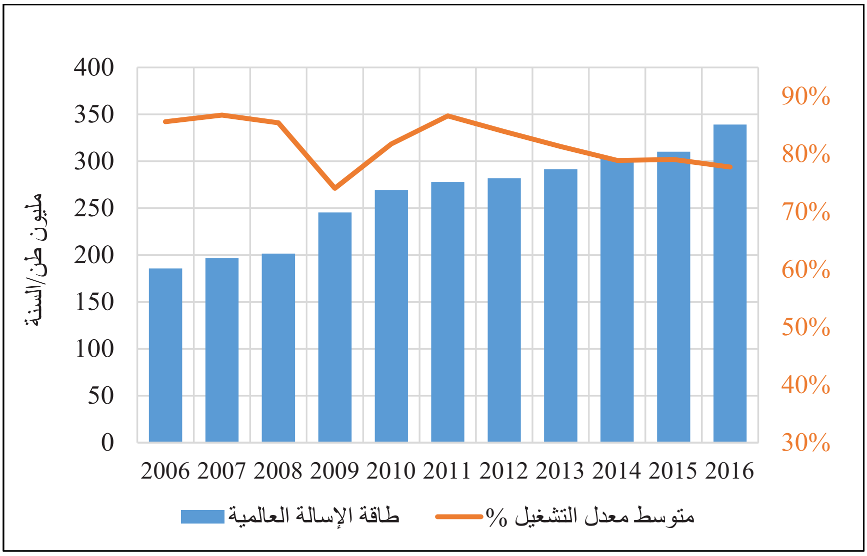
ومن جانب متوسط معدل تشغيل محطات الغاز الطبيعي المسال عالمياً[58]، فيلاحظ ارتفاع نسب التشغيل التي كادت تقترب من 90%، لتعكس النمو المستمر في الطلب على الغاز الطبيعي المسال في الأسواق المختلفة. إلا أن متوسط معدل التشغيل هبط نسبياً منذ عام 2011 ليصل إلى نحو 78% عام 2016 كما هو مبين بالشكل 3-10. ويمكن إيعاز هذا الهبوط إلى الأسباب التالية:

- توقف بعض المحطات عن التشغيل جزئياً أو كلياً لعدم وجود إمدادات كافية من الغاز لتغذية وحدات الإسالة ومن أمثلة ذلك محطات الإسالة التي توقفت في مصر في عام 2013 لعدم وجود فائض عن الاستهلاك المحلي. أما في الجزائر، بالرغم من نمو طاقة الإسالة لديها بعد تشغيل وحدات جديدة في سكيكدة وأرزيو، انخفضت إمدادات الغاز الطبيعي إلى مجمعات الإسالة، وهو ما أدى إلى تراجع صادراتها من الغاز الطبيعي المسال.
- حدوث أعطال فجائية لبعض وحدات الإسالة قيد التشغيل، وخروجها عن الخدمة لفترات طويلة. ومن أمثلة ذلك محطة أنغولا للغاز الطبيعي المسال (Angola LNG) في أنغولا التي توقفت عن التشغيل في شهر أيار/مايو عام 2014 بعد أقل من عام من بداية تشغيلها منتصف عام 2013، حتى أعيد تشغيلها مجددا عام 2016.
- إجراء أعمال الصيانة الدورية والمجدولة، لضمان انتظام سير العمليات بمحطات الإسالة بشكل آمن.

[58] حاصل قسمة صادرات الغاز الطبيعي المسال (مليون طن/السنة) على الطاقة الاسمية الإجمالية (مليون طن/السنة)

- استمرار دخول وحدات إسالة جديدة في التشغيل، وعدم الوصول بإنتاجها إلى كامل الطاقة الاسمية لعدم إبرام اتفاقيات جديدة لتسويق الإنتاج في ظل وفرة المعروض في الأسواق العالمية.

**الشكل 3-10: متوسط معدل تشغيل محطات الغاز الطبيعي المسال على مستوى العالم**

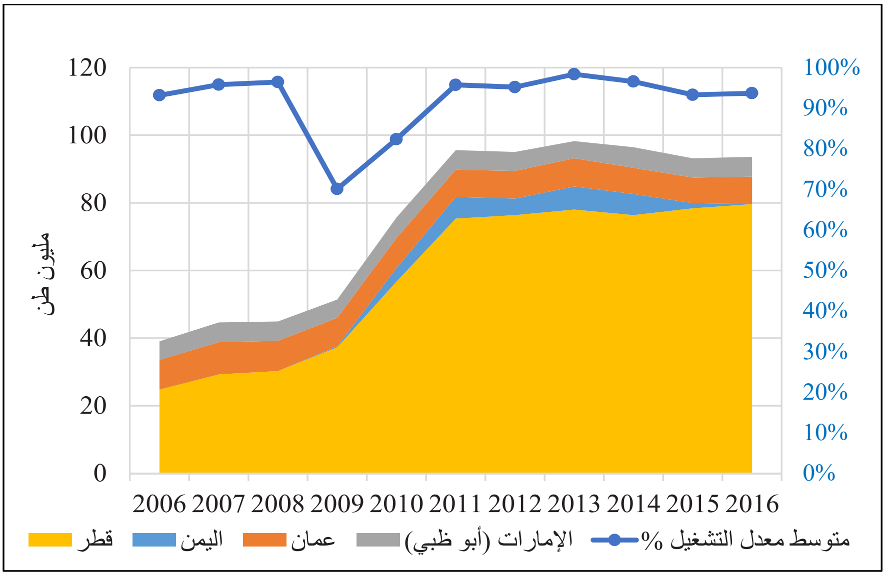



المصدر: بيانات محسوبة استناداً إلى بيانات GIIGNL, LNG Industry Annual Reports

على مستوى المناطق المنتجة، تعد منطقة الشرق الأوسط المنطقة الأكثر نمواً في صادرات الغاز الطبيعي المسال خلال الفترة 2006-2016، حيث ارتفع إجمالي الصادرات من 39.1 مليون طن عام 2006، ليصل إلى 98.3 مليون طن عام 2013، إلا أنها بدأت في التراجع خلال السنوات الثلاث الأخيرة كما هو مبين بالشكل 3-11، بسبب عدم انتظام العمل في محطة بلحاف باليمن، ليصل إجمالي الصادرات عام 2016 إلى 93.6 مليون طن. وبذلك تكون نسبة النمو الإجمالي في صادرات المنطقة من الغاز الطبيعي المسال خلال الفترة سالفة الذكر قد بلغت 140%، وهي نسبة النمو الأعلى عالمياً.

كما تتميز المنطقة بارتفاع متوسط معدل تشغيل محطات الإسالة لديها، والتي تتخطى نسبة الـ 90%، وفي عام 2016 بلغت النسبة 94% كما هو مبين بالشكل 3-11.

**الشكل 3-11: تطور صادرات الغاز الطبيعي المسال من منطقة الشرق الأوسط خلال الفترة 2006-2016**

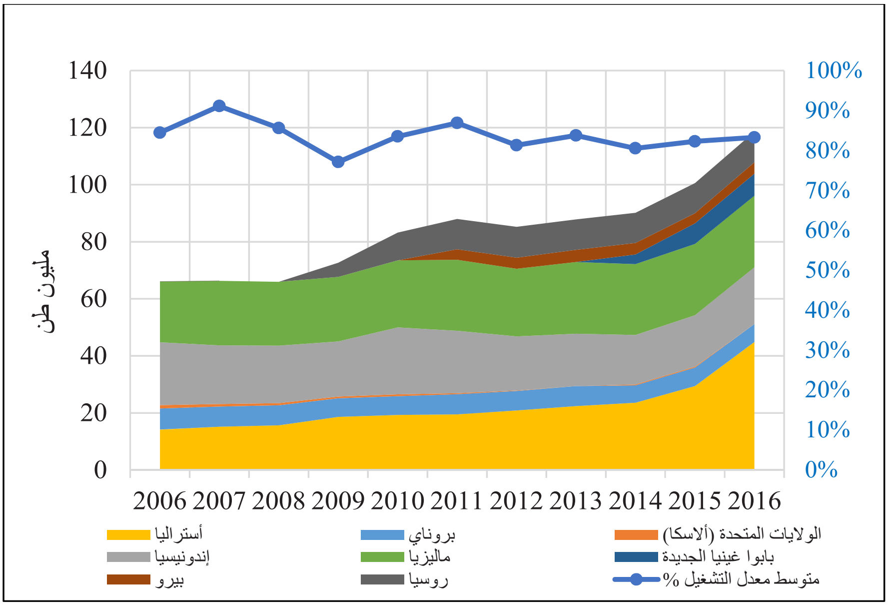



المصدر: بيانات محسوبة استناداً إلى بيانات GIIGNL, LNG Industry Annual Reports

كما تعد منطقة المحيط الهادي كذلك من المناطق التي شهدت نمواً ملحوظاً في صادرات الغاز الطبيعي المسال خلال الفترة 2006-2016، حيث ارتفع إجمالي الصادرات من 66 مليون طن عام 2006، ليصل إلى حوالي 88 مليون طن في عام 2013. وقد أدى تشغيل مشاريع الإسالة الجديدة في بابوا غينيا الجديدة وأستراليا إلى حدوث قفزة كبيرة في صادرات المنطقة حيث بلغت نحو 118.5 مليون طن عام 2016. وبذلك تكون نسبة النمو الإجمالي في صادرات المنطقة من الغاز الطبيعي المسال خلال الفترة 2006-2016 قد بلغت 79%، وهي الثانية عالمياً بعد منطقة الشرق الأوسط.

وفـي ضـوء هـذا النمـو المسـتمر فـي الصـادرات، ظـل متوسـط معـدل تشـغيل محطـات الإسـالة فـوق نسـبة 80%، وفـي عـام 2016 بلـغ متوسـط معـدل التشغيل حوالي 83.3% كما هو مبين بالشكل 3-12.

**الشكل 3-12: تطور صادرات الغاز الطبيعي المسال من دول حوض المحيط الهادي خلال الفترة 2006-2016**




المصدر: بيانات محسوبة استناداً إلى بيانات GIIGNL, LNG Industry Annual Reports

بينمـا تعـد منطقـة الأطلسـي-المتوسـط، المنطقـة الوحيـدة التـي شـهدت تراجعـاً فـي حجـم صـادراتها مـن الغـاز الطبيعـي المسـال خـلال الفتـرة 2006-2016. فعلـى الـرغم مـن أن السـنوات الأولـى قـد شـهدت نمـواً فـي الصـادرات حيـث ارتفعـت مـن 53.8 مليـون طـن عـام 2006 لتصـل إلـى 60 مليـون طـن عـام 2010 نتيجـة دخـول غينيـا الاسـتوائية، وزيـادة الصـادرات مـن ترينيـداد وتوباغو، ونيجيريا.

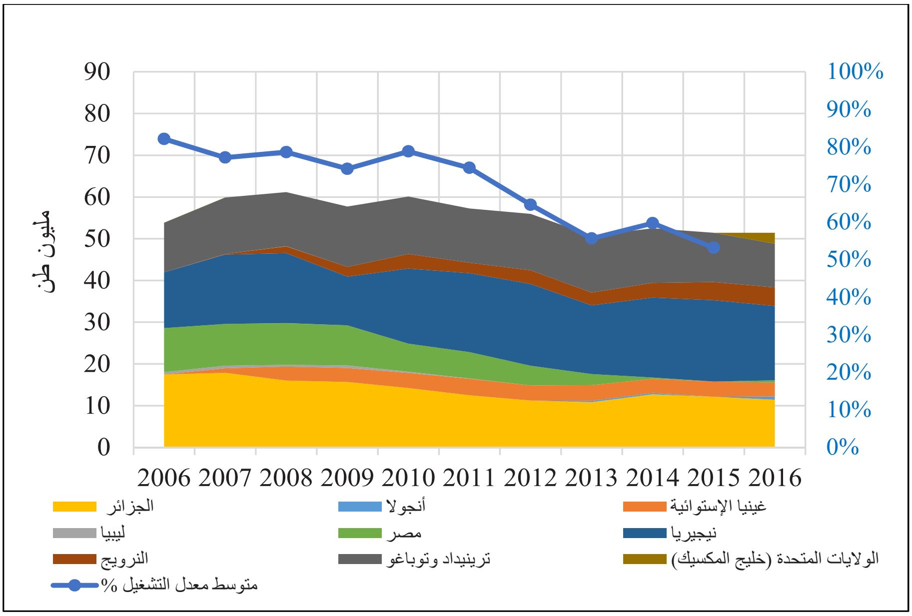
إلا أن المنحنى بدأ في التراجع وبشكل واضح بداية من عام 2011، في ظل تراجع إمدادات الغاز محلياً إلى محطات الإسالة في كل من مصر والجزائر، والتي أدت في النهاية إلى توقف صادرات الغاز الطبيعي المسال من مصر، علاوة على ذلك، توقفت محطة مرسى البريقة في ليبيا عام 2012.

وعلى الرغم من انضمام أنغولا كمصدر جديد بعد تشغيل محطة أنغولا للغاز الطبيعي المسال، إلا أن توقف المحطة لفترة دامت عامين ساهم في استمرار تراجع صادرات منطقة الأطلسي-المتوسط. وقد وصل إجمالي الصادرات عام 2016 إلى حوالي 51.45 مليون طن، والذي شهد تشغيل وحدتي إسالة بمشروع Sabine Pass على خليج المكسيك بالولايات المتحدة، حيث قام هذا المشروع العملاق بتصدير نحو 2.64 مليون طن بعد عدة شهور من تشغيله.

وبذلك تكون نسبة التراجع في إجمالي صادرات الغاز الطبيعي المسال من منطقة الأطلسي-المتوسط قد بلغت 4% في الفترة 2006-2016، إلا أنه من المتوقع أن تشهد ارتفاعاً خلال السنوات المقبلة بعد الانتهاء من تشغيل مشاريع الإسالة الجديدة في الولايات المتحدة.

وفي ظل هذا التراجع الواضح في الصادرات، استمر معدل تشغيل محطات الإسالة في منطقة الأطلسي-المتوسط في التراجع سنوياً، ليصل إلى 53% عام 2016 وذلك مقارنة بـ 83% عام 2006 كما هو مبين بالشكل 3-13.

**الشكل 3-13: تطور صادرات الغاز الطبيعي المسال من منطقة الأطلسي-المتوسط خلال الفترة 2006-2016**



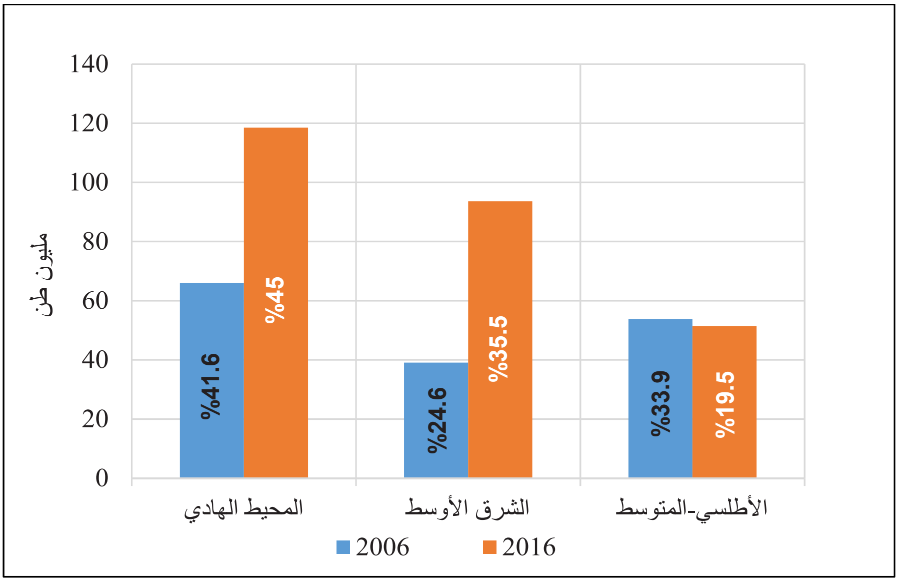

المصدر: بيانات محسوبة استناداً إلى بيانات GIIGNL, LNG Industry Annual Reports

## 3-2-2: توزيع صادرات الغاز الطبيعي المسال حسب المصدر

بلغ إجمالي صادرات الغاز الطبيعي المسال عام 2016 نحو 263.2 مليون طن، وقد ساهمت دول حوض المحيط الهادي بنحو 118.5 مليون طن بما يعادل نحو 45% من إجمالي الصادرات لعام 2016، بزيادة طفيفة عن حصتها في السوق العالمي عام 2006، والتي بلغت حينها نحو 41.6% من إجمالي الصادرات. بينما ساهمت منطقة الشرق الأوسط بنحو 93.6 مليون طن بما يعادل نحو 35.5% من إجمالي الصادرات عالمياً، بزيادة كبيرة عن حصتها في السوق العالمي في عام 2006، والتي بلغت آنذاك نحو 24.6%. أما منطقة الأطلسي-المتوسط، فقد شكلت صادراتها عام 2016 التي بلغت 51.45 مليون طن نحو 19.5% من إجمالي صادرات الغاز الطبيعي المسال

عالمياً، وذلك بتراجع كبير عن حصتها السوقية في عام 2006، حيث كانت تمثل 33.9% من إجمالي الصادرات. يبين الشكل 3-14، توزيع صادرات الغاز الطبيعي المسال حسب المنطقة عامي 2006 و2016.

**الشكل 3-14: توزيع صادرات الغاز الطبيعي المسال حسب المنطقة عامي 2006 و2016**

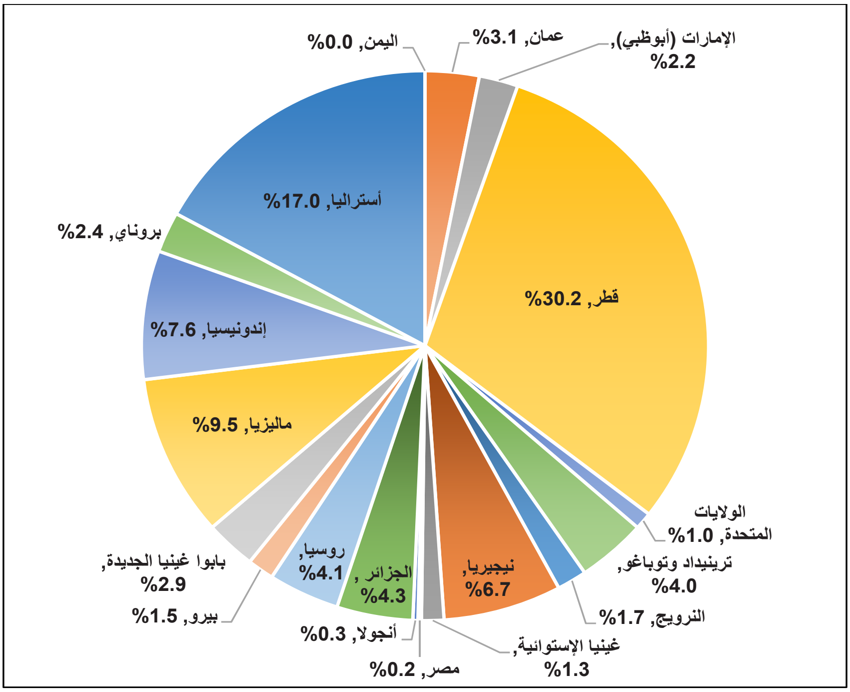



المصدر: بيانات محسوبة استناداً إلى بيانات GIIGNL, LNG Industry Annual Reports

على مستوى الدول المصدرة، حافظت دولة قطر على صدارتها كأكبر منتج للغاز الطبيعي المسال عالمياً، مستحوذة على 30.2% من حجم التجارة العالمية حيث بلغت صادراتها عام 2016 نحو 79.62 مليون طن. وجاءت أستراليا في المرتبة الثانية حيث بلغت صادراتها عام 2016 حوالي 45 مليون طن، محققة قفزة هائلة عن صادراتها عام 2015 بفضل تشغيل المشاريع الجديدة، وهي تمثل حالياً 17% من حجم التجارة العالمية. أما ماليزيا التي تراجعت إلى المرتبة الثالثة خلف أستراليا، فقد بلغت حصتها في السوق العالمي عام 2016 نحو 9.5%.

كما تعد إندونيسيا رابع أكبر مصدر الغاز الطبيعي المسال عالميا، حيث بلغت صادراتها عام 2016 نحو 20 مليون طن بنسبة 7.6% من حجم التجارة العالمية، أما نيجيريا فتقع في المرتبة الخامسة بنسبة 6.7%، وتشكل الدول الخمس مجتمعة نحو 71.1%، أي ما يزيد عن ثلثي حجم تجارة الغاز الطبيعي المسال العالمية، وتتوزع النسبة المتبقية بين باقي الدول المصدرة للغاز الطبيعي المسال كما هو مبين بالشكل 3-15.

**الشكل 3-15: توزيع صادرات الغاز الطبيعي المسال عام 2016**

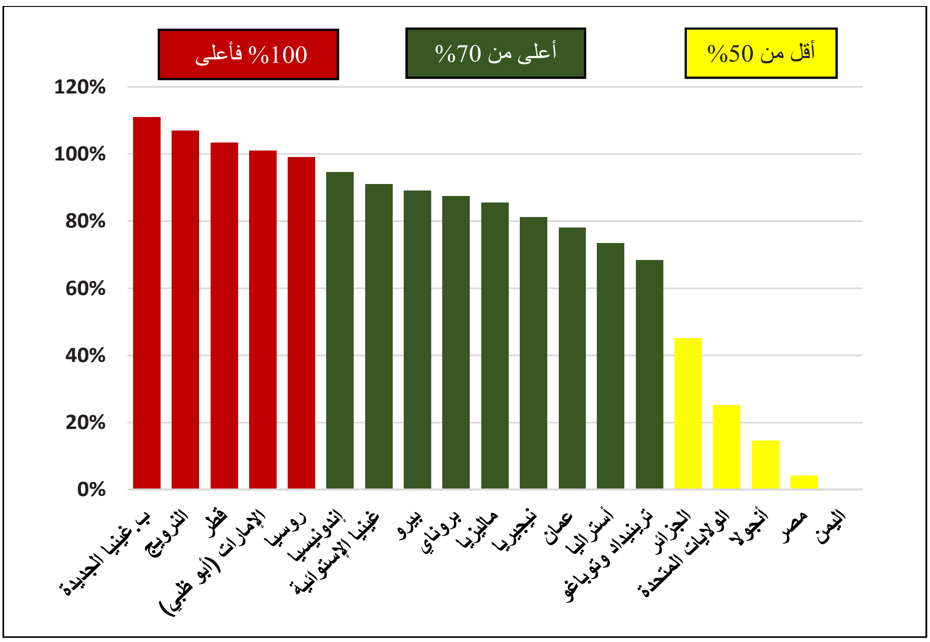



المصدر: GIIGNL, LNG Industry Annual Report, 2017 edition

ومن جانب معدلات التشغيل لمحطات الإسالة عام 2016، فيمكن تقسيم الدول إلى ثلاث مجموعات رئيسية كما يبين الشكل 3-16:

- **المجموعة الأولى:** وهي تشمل الدول التي تعمل محطات الإسالة لديها بكامل طاقتها الاسمية، وتضم خمس دول هي قطر، وروسيا، وبابوا غينيا الجديدة، والإمارات (أبو ظبي)، والنرويج.
- **المجموعة الثانية:** وهي تشمل الدول التي تعمل محطات الإسالة لديها بأعلى من 70% من الطاقة الاسمية الإجمالية، وهي تشمل تسع دول هي أستراليا، وإندونيسيا، وغينيا الاستوائية، وبيرو، وبروناي، وماليزيا، ونيجيريا، وعمان، ترينيداد وتوباغو.
- **المجموعة الثالثة**: وهي تشمل الدول التي تعمل محطات الإسالة لديها بأقل من 50% من الطاقة الاسمية الإجمالية، وهي تشمل خمس دول هي الجزائر، الولايات المتحدة، مصر، أنجولا، اليمن (متوقفة عن التشغيل في 2016).

**الشكل 3-16: متوسط معدل تشغيل محطات الإسالة في الدول المصدرة عام 2016**




المصدر: بيانات محسوبة استنادا إلى GIIGNL, LNG Industry Annual Report, 2017 edition

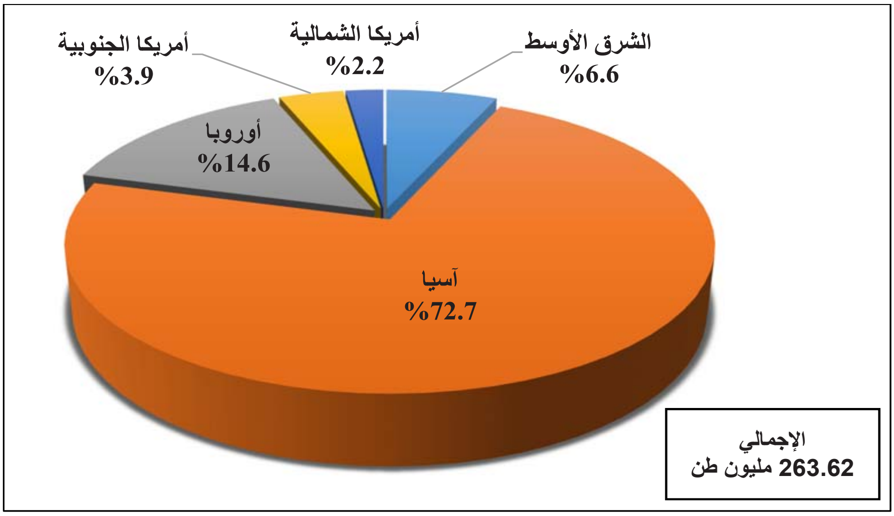
أما من جانب الأسواق المستوردة، فيعد **السوق الآسيوي** الوجهة الرئيسية للصادرات، وهو يضم بنية تحتية هائلة من مرافئ الاستقبال خاصة في اليابان وكوريا الجنوبية والصين، حيث بلغت وارداته من الغاز الطبيعي المسال عام 2016 نحو 191.5 مليون طن أي ما يشكل 72.7% من إجمالي حجم التجارة العالمية. وفي **السوق الأوروبي**، الذي يعد ثاني أهم وجهة رئيسية للغاز الطبيعي المسال، بلغت الواردات حوالي 38.5 مليون طن وهو ما يعادل نحو 14.6% من إجمالي حجم التجارة العالمية.

بينما قفزت منطقة **الشرق الأوسط** إلى المرتبة الثالثة من إجمالي التجارة العالمية متخطية أمريكا الجنوبية، وهي تضم خمسة أسواق ناشئة هي الكويت، ودبي، والأردن، ومصر، وفلسطين المحتلة، وجميعها يعتمد على استخدام المرافئ العائمة لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادته إلى الحالة الغازية، وقد بلغت وارداتها حوالي 17.4 مليون طن، أي ما يعادل نحو 6.6% من إجمالي حجم التجارة العالمية.

وتراجعت أسواق **أمريكا الجنوبية** التي تضم البرازيل، والأرجنتين، وبورتوريكو، وتشيلي، وجمهورية الدومينيكان، وكولومبيا إلى المرتبة الرابعة، حيث بلغت وارداتها من الغاز الطبيعي المسال عام 2016 نحو 10.2 مليون طن بنسبة 3.9%. أما في **أمريكا الشمالية**، فقد بلغ إجمالي ما تم استيراده عام 2016 حوالي 5.92 مليون طن أي ما نسبته 2.2% فقط من إجمالي حجم التجارة العالمية. وبذلك أصبحت منطقة الشرق الأوسط الناشئة في استيراد الغاز الطبيعي المسال تفوق واردات أمريكا الشمالية والجنوبية مجتمعتين.

يبين الشكل 3-17 توزيع صادرات الغاز الطبيعي المسال إلى الأسواق العالمية عام 2016.

**الشكل 3-17: توزيع صادرات الغاز الطبيعي المسال إلى الأسواق العالمية عام 2016**




المصدر: GIIGNL, the LNG industry, Annual Report 2017 edition

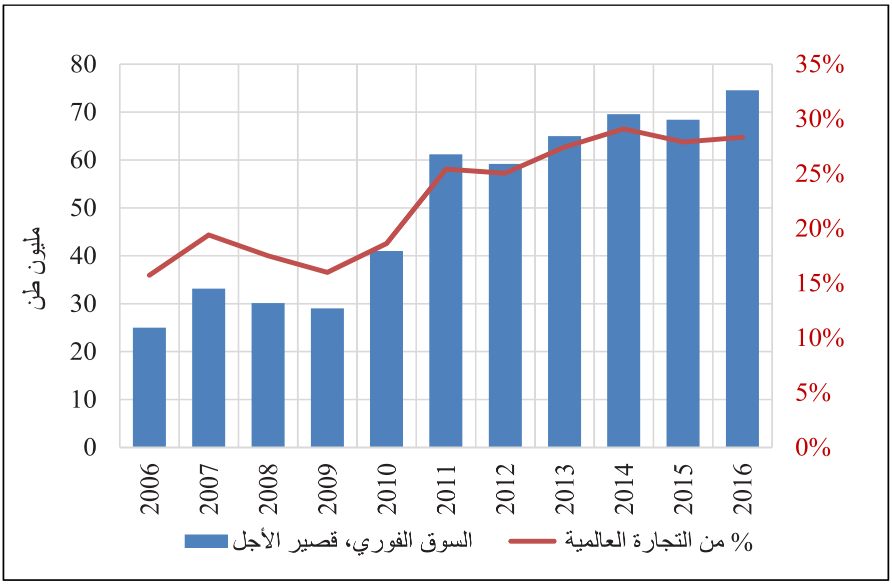
## 3-2-3: تجارة الغاز الطبيعي المسال وفق التعاقدات في السوق الفوري وقصيرة الأجل، والتعاقدات متوسطة وطويلة الأمد

تاريخياً، يتم القسم الأكبر من تجارة الغاز الطبيعي المسال وفق تعاقدات طويلة الأمد وإلى وجهات محددة. ولكن من أبرز التغيرات التي شهدها السوق العالمي خلال العقد الماضي هو نمو حجم السوق الفوري، والاتجاه نحو بيع وشراء الشحنات بموجب اتفاقيات قصيرة الأجل (4 سنوات أو أقل[59]). وقد بدأ هذا التوجه في الظهور جلياً بداية من عام 2011 في أعقاب حادثة مفاعل فوكوشيما في اليابان، والتي دفعت اليابان نحو استيراد المزيد من شحنات الغاز الطبيعي المسال من السوق الفوري وبموجب اتفاقيات قصيرة الأجل لسد العجز في احتياجات قطاع الكهرباء، بعد توقف محطات الطاقة النووية.

[59] طبقاً لتعريف المجموعة الدولية لمستوردي الغاز الطبيعي المسال GIIGNL، أما تعريف الاتحاد الدولي للغاز IGU، فهي الاتفاقيات ذات فترة تعاقد سنتين أو أقل.

وكما يبين الشكل 3-18، فقد شهدت مبيعات الغاز الطبيعي المسال التي تم تداولها في السوق الفوري ووفق العقود قصيرة الأجل تطورا ملحوظاً، حيث ارتفعت من 25 مليون طن عام 2006 لتصل إلى حوالي 41 مليون طن في عام 2010. وقد شهد عام 2011 قفزة في حجم مبيعات السوق الفوري ليصل إلى 61 مليون، واستمر في النمو ليصل إلى 74.6 مليون طن في عام 2016. وأصبح يشكل حجم مبيعات الغاز الطبيعي المسال في السوق الفوري ووفق التعاقدات قصيرة الأجل نحو 28% من إجمالي حجم التجارة العالمية في عام 2016، وذلك مقارنة بـ 15.7% في عام 2006.

**الشكل 3-18: تطور حجم مبيعات الغاز الطبيعي المسال في السوق الفوري ووفق التعاقدات قصيرة الأجل**

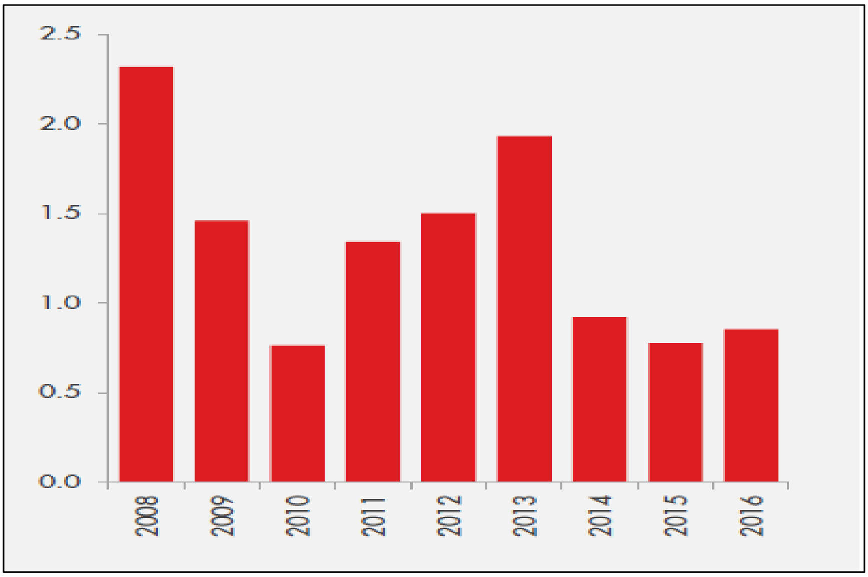



المصدر: بيانات محسوبة استناداً إلى بيانات GIIGNL, LNG Industry Annual Reports

كذلك أصبح الاتجاه العام لدى الأسواق المستوردة نحو إبرام عقود بكميات صغيرة، فكما هو مبين بالشكل 3-19، تراجع متوسط الكميات المباعة وفق العقود المبرمة في السنوات الثلاث الأخيرة إلى أقل من 1 مليون طن/السنة، وذلك مقارنة بـ 2.3 مليون طن/السنة عام 2008.

**الشكل 3-19: متوسط حجم العقود المبرمة خلال الفترة 2008-2016**

(مليون طن/السنة)




المصدر: Shell نقلا عن IHS Energy

ويمكن إيعاز هذا النمو الواضح في حجم مبيعات السوق الفوري وقصير الأجل إلى عدد من العوامل أبرزها:

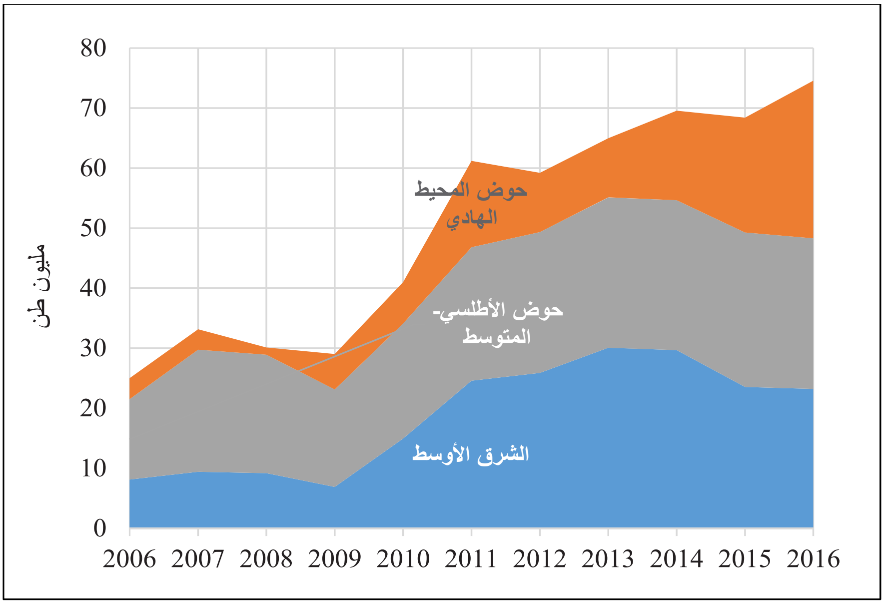
- التطور الذي شهدته عقود بيع وشراء الغاز الطبيعي المسال خاصة فيما يتعلق بالمرونة في تحديد وجهات التسليم، حيث أصبح من الممكن تحويل الشحنات المباعة إلى أسواق أخرى بأسعار أعلى.

- ضعف الإنتاج المحلي، وعدم وجود مصادر لاستيراد الغاز عبر خطوط الأنابيب في كل من اليابان وكوريا الجنوبية وتايوان، حيث أدى ذلك إلى زيادة اعتماد هذه الدول على السوق الفوري لتعويض أي نمو طارئ في الطلب على الغاز كما هو الحال بعد حادثة فوكوشيما.
- ارتفاع عدد الدول المصدرة والمستوردة للغاز الطبيعي المسال، مما ساهم في نمو حجم الصناعة بشكل عام، وفتح آفاق جديدة للتعامل بين البائعين والمشترين. ففي عام 2016، قامت 29 دولة (بما فيها الدول التي قامت بإعادة تصدير شحنات تم استلامها) بتصدير شحنات إلى 35 دولة أخرى، وذلك بالمقارنة مع 6 مصدرين و8 مستوردين في السوق الفوري عام 2000.
- التنافسية الشديدة بين أسعار الفحم وأسعار الغاز الطبيعي المسال خاصة في السوق الأوروبي أدت إلى توفير كميات من الغاز الطبيعي المسال أعيد تصديرها إلى وجهات أخرى.
- التطور التكنولوجي في مجال تصنيع مرافئ استقبال الغاز الطبيعي المسال، حيث ساهمت المرافئ العائمة لاستقبال الغاز الطبيعي المسال وإعادته إلى الحالة الغازية في دخول مستوردين جدد نظراً لما تتسم به من انخفاض في التكاليف، كما يستغرق تنفيذها وقتاً أقل بكثير مقارنة بالمرافئ البرية.
- النمو الكبير في الأسطول العالمي من ناقلات الغاز الطبيعي المسال، مما ساهم في تراجع تكاليف النقل بين المناطق المختلفة.

وبدراسة تطور تجارة الغاز الطبيعي المسال في السوق الفوري وقصير الأجل على مستوى المناطق المنتجة، يلاحظ أن منطقة الأطلسي - المتوسط ظلت محتفظة بصدارتها في حجم مبيعاتها الفورية إلى الأسواق

المختلفة بداية من عام 2006 وحتى عام 2010، ولكن تغير الوضع مع تشغيل مشاريع الإسالة الجديدة في دولة قطر واليمن، لتتصدر منطقة الشرق الأوسط باقي مناطق العالم خلال الفترة 2011-2014، ثم عاد الوضع مجدداً لصالح منطقة الأطلسي-المتوسط كما هو مبين بالشكل 3-20. أما منطقة المحيط الهادي، فقد شهدت تطوراً كبيراً في حجم مبيعاتها الفورية وقصيرة الأجل بداية من عام 2014.

**الشكل 3-20: تطور مبيعات الغاز الطبيعي المسال في السوق الفوري وحسب التعاقدات قصيرة الأجل من المناطق المختلفة**

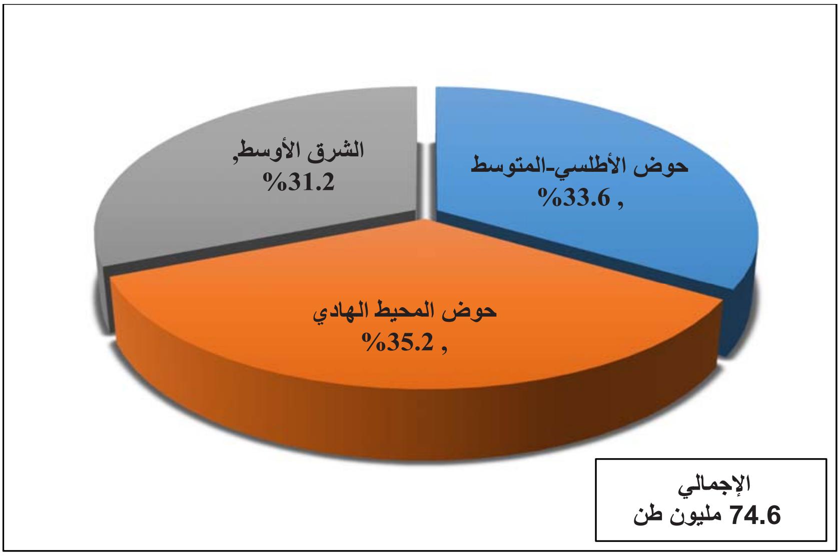



المصدر: بيانات محسوبة استناداً إلى بيانات GIIGNL, LNG Industry Annual Reports

وفي عام 2016، تصدرت منطقة المحيط الهادي باقي مناطق العالم بمبيعات فورية بلغت 26.3 مليون طن أي ما يعادل نحو 35.2% من الإجمالي، بينما بلغت مبيعات منطقة الأطلسي-المتوسط حوالي 25.1 مليون طن بنسبة 33.6%، أما منطقة الشرق الأوسط فقد بلغت مبيعاتها الفورية

وقصيرة الأجل حوالي 23.2 مليون طن بنسبة 31.2% كما هو مبين بالشكل 21-3.

**الشكل 3-21: توزيع مبيعات الغاز الطبيعي المسال في السوق الفوري وحسب التعاقدات قصيرة الأجل حسب المنطقة المصدرة عام 2016**



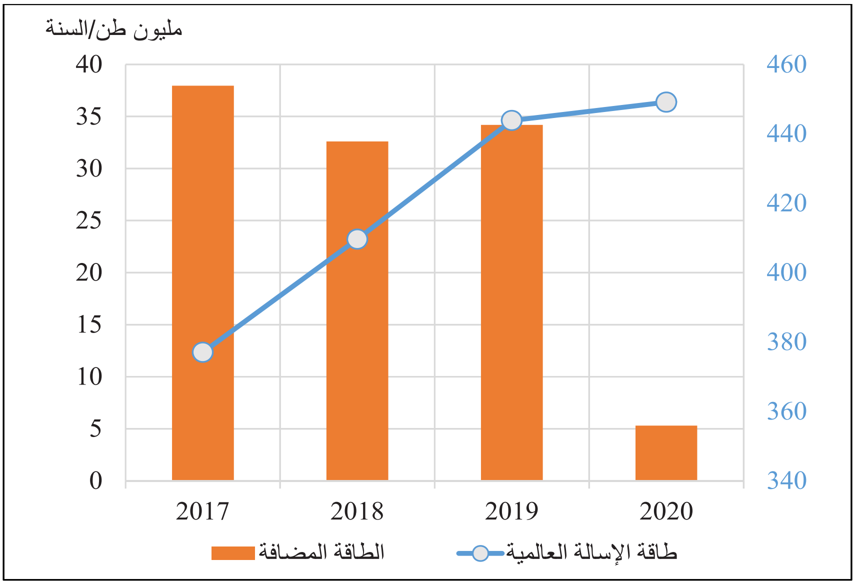

المصدر: بيانات محسوبة استناداً إلى بيانات GIIGNL, LNG Industry Annual Reports

## 3-3: الآفاق المستقبلية للسوق العالمي للغاز الطبيعي المسال

### 3-3-1: مشاريع إسالة الغاز الجاري تنفيذها

من المتوقع أن يشهد السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال طفرة في طاقات الإسالة خلال الفترة 2017-2020. وذلك بفضل المشاريع الكبرى الجاري تنفيذها التي ستساهم في إضافة نحو 25-30 مليون طن/السنة سنوياً في المتوسط خلال هذه الفترة ليرتفع إجمالي طاقة الإسالة العالمية من 339.1 مليون طن/السنة عام 2016 إلى حوالي 450 مليون طن/السنة بحلول عام 2020 كما هو مبين بالشكل 3-22، أي بنسبة نمو إجمالية 32%.

**الشكل 3-22: تطور طاقة الإسالة العالمية خلال الفترة 2017-2020**




المصدر: بيانات محسوبة استناداً إلى IGU

فمع مطلع عام 2017، يجرى العمل في تنفيذ نحو 17 مشروعاً لإسالة الغاز في كل من الولايات المتحدة، وأستراليا، وإندونيسيا، وماليزيا، وروسيا، والكاميرون بطاقة إجمالية 109 مليون طن/السنة كما يبين الجدول 3-1.

**الجدول 3-1: محطات الإسالة قيد الإنشاء مطلع عام 2017**

| الدولة | المشروع | عدد الوحدات | الطاقة الاسمية (مليون طن/السنة) | تاريخ التشغيل |
|---|---|---|---|---|
| أستراليا | Ichthys LNG | 2 | 8.9 | الوحدة الأولى 2017<br>الوحدة الثانية 2018 |
| | Corgon LNG T3 | 1 | 5.2 | 2017 |
| | Wheatstone LNG | 2 | 8.9 | الوحدة الأولى 2017<br>الوحدة الثانية 2018 |
| | Prelude FLNG | 1 | 3.6 | 2018 |
| الولايات المتحدة | Sabine Pass LNG | 3 | 13.5 | الوحدة الثالثة والرابعة 2017<br>الوحدة الخامسة 2019 |
| | CovePoint | 1 | 5.25 | 2017 |
| | Cameron LNG | 3 | 12 | الوحدة الأولى 2018<br>الوحدة الثانية 2018<br>الوحدة الثالثة 2019 |
| | Freeport LNG | 3 | 15.3 | الوحدة الأولى 2018<br>الوحدة الثانية 2018<br>الوحدة الثالثة 2019 |
| | Corpus Christi LNG | 2 | 9 | 2019 |
| | Elba Island LNG | | 2.5 | 2019 |
| ماليزيا | PFLNG Satu | 1 | 1.2 | 2017 |
| | PFLNG 2 | 1 | 1.5 | 2020 |
| الكاميرون | Cameron FLNG | 1 | 1.2 | 2017 |
| إندونيسيا | Senkang LNG T1 | 1 | 0.5 | 2017 |
| | Tangguh LNG T3 | 1 | 3.8 | 2020 |
| روسيا | Yamal LNG | 3 | 16.5 | الوحدة الأولى 2017<br>الوحدة الثانية 2018<br>الوحدة الثالثة 2019 |

المصدر: IGU, 2017 World LNG Report

وستساهم مشاريع الإسالة الجاري تنفيذها في الولايات المتحدة بالنصيب الأكبر في طاقة الإسالة المضافة عالمياً خلال السنوات المقبلة مقارنة بباقي المناطق الأخرى كما هو مبين بالشكل 3-23، حيث يجرى حالياً تنفيذ ست مشاريع على خليج المكسيك والساحل الشرقي بطاقة إجمالية 57.5 مليون طن/السنة. ففي مشروع Sabine Pass والذي بدأ تشغيله جزئياً عام 2016 بوحدتي الإسالة الأولى والثانية، تم الانتهاء من أعمال إنشاء وحدة الإسالة الثالثة وتم تشغيلها في آذار/مارس عام 2017، ومن المتوقع أن يتم الانتهاء من إنشاء الوحدة الرابعة عام 2017، والوحدة الخامسة عام 2019. والمشروع يضم ست وحدات إسالة بطاقة إجمالية 27 مليون طن/السنة، وسوف يتم البدء في إنشاء وحدة الإسالة السادسة فور توفير التمويل اللازم للتنفيذ.

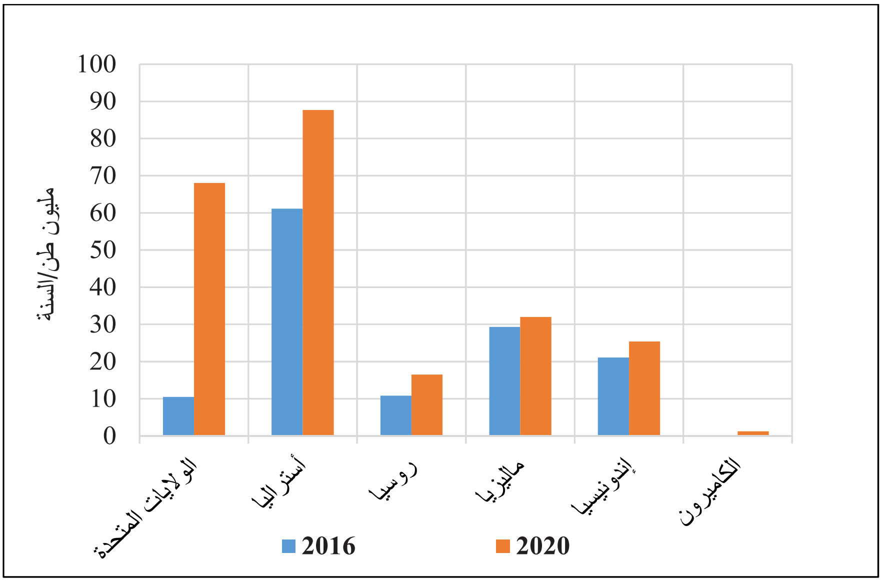
كما تقوم شركة Cheniere Energy المالكة والمشغلة لمشروع Sabine Pass، بتنفيذ مشروع إسالة آخر Chorpus Christi LNG، حيث بدأ العمل عام 2015 في إنشاء وحدتي الإسالة الأولى والثانية، ويتوقع تشغيلهما بحلول عام 2019. والمشروع يضم ست وحدات بطاقة 4.5 مليون طن/السنة لكل وحدة. وتنتظر شركة Cheniere الحصول على الموافقات والتصاريح اللازمة للبدء في تنفيذ باقي الوحدات بالمشروع العملاق. كما بدأ العمل في إنشاء وحدات الإسالة بمشروع Covepoint نهاية عام 2014، ومن المخطط تشغيله نهاية عام 2017[60]، وتقدر طاقته الاسمية بنحو 5.25 مليون طن/السنة.

ومن المخطط أيضاً الانتهاء من إنشاء وحدات الإسالة في مشروع Cameron LNG نهاية عام 2018، وتشغيله عام 2019[61]. كما يتوقع أن يصبح مشروع Freeport كامل التشغيل بحلول عام 2019.

[60] Oil & Gas Journal;" Construction begins on Cove Point LNG export project"; October 30, 2014.
[61] http://cameronlng.com/about-the-terminal.html

وفي عام 2016، بدأ تنفيذ الأعمال الإنشائية في مشروع Elba Island LNG الذي تقدر طاقته الاسمية بنحو 2.5 مليون طن/السنة، ويتوقع تشغيله بحلول عام 2019.

**الشكل 3-23: تطور طاقة الإسالة الإجمالية بعد الانتهاء من المشاريع الجارية لكل دولة**




المصدر: بيانات محسوبة استناداً إلى IGU, 2017 World LNG Report

وفي **أستراليا**، يجرى تنفيذ أربعة مشاريع ستساهم في إضافة حوالي 26.6 مليون طن/السنة، وهو ما سيمكن أستراليا من تصدر دول العالم كأكبر مصدر للغاز الطبيعي المسال بحلول عام 2018. حيث يتوقع أن يتم تشغيل مشروع Ichthys LNG عام 2017، وهو يضم وحدتي إسالة بطاقة إجمالية 8.9 مليون طن/السنة. كما يتوقع خلال عام 2017 الانتهاء من إنشاء وتشغيل وحدة الإسالة الثالثة في مشروع Gorgon LNG الذي تم تشغيله عام 2016. وبتشغيلها ستصل الطاقة الإجمالية للمشروع العملاق إلى 15.6 مليون طن/السنة.

ومن المخطط أيضاً انطلاق أولى عمليات التشغيل بمشروع Wheatstone LNG خلال عام 2017 بعد الانتهاء من إنشاء وتشغيل وحدة الإسالة الأولى، على أن يتم الانتهاء من إنشاء وحدة الإسالة الثانية وتشغيلها بحلول عام 2018. والمشروع يضم وحدتي إسالة بطاقة إجمالية 8.9 مليون طن/السنة. أما مشروع Prelude LNG، فمن المتوقع تشغيله عام 2018 وهو يمثل طفرة تكنولوجية في صناعة الغاز الطبيعي المسال فهو عبارة عن محطة عملاقة عائمة بطول 488 متر وعرض 74 متر كما هو مبين بالشكل 24-3[62]. ويقوم بتطوير المشروع ائتلاف تقوده شركة Shell، وتبلغ طاقته الاسمية 3.6 مليون طن/السنة.

**الشكل 24-3: محطة Perlude العائمة لإنتاج الغاز الطبيعي المسال**


المصدر: Shell

[62] David Ledesma, James Henderson & Nyrie Palmer (OIES); “The Future of Australian LNG Exports: Will domestic challenges limit the development of future LNG export capacity?”; September 2014.

وفي **روسيا**، فقد بدأ العمل في مشروع يامال للغاز الطبيعي المسال Yamal LNG منذ عام 2013. والمشروع يضم ثلاث وحدات إسالة بطاقة إجمالية 16.5 مليون طن/السنة. ويتوقع تشغيل الوحدة الأولى عام 2017، ليعقبها تشغيل الوحدات المتبقية حتى يصبح المشروع قيد التشغيل بكامل وحداته بحلول عام 2019. وسيعزز المشروع من موقع روسيا في السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال، حيث سيرتفع إجمالي طاقة الإسالة لديها إلى 27.3 مليون طن/السنة.

وفي **الكاميرون**، أبرمت شركة Golar اتفاقاً مع شركة Perenco Cameroon وشركة Societe Nationale de Hydrocarbures تقوم بموجبه شركة Golar بتنفيذ محطة عائمة لإنتاج الغاز الطبيعي المسال (Floating LNG) المبينة بالشكل 3-25، بطاقة 1.2 مليون طن/السنة. والمشروع سيقع على بعد 20 كم قبالة سواحل الكاميرون، ويتوقع الانتهاء من تنفيذه وتشغيله خلال عام 2017. وسيساهم في انضمام الكاميرون إلى مجموعة الدول المصدرة للغاز الطبيعي المسال.

**الشكل 3-25: محطة Cameron FLNG العائمة لإنتاج الغاز الطبيعي المسال في الكاميرون**


المصدر: Golar

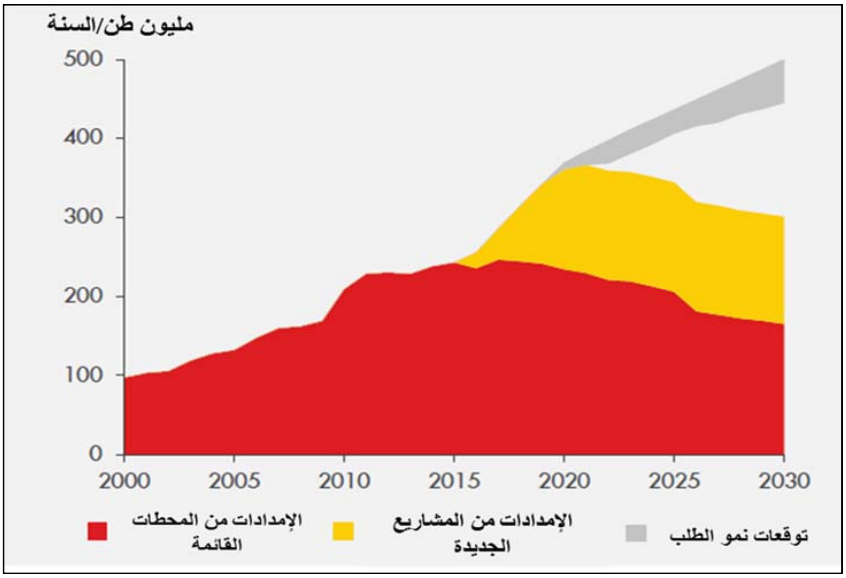
وفي **ماليزيا**، تقوم شركة Petronas بتنفيذ محطتي إسالة من النوع العائم، ومن المخطط انطلاق عمليات التشغيل التجاري في المحطة الأولى PFLNG Satu بطاقة 1.2 مليون طن/السنة خلال عام 2017 بعد أن انتهت عمليات التشغيل التجريبي عام 2016، أما المحطة الثانية Rotan FLNG فيتوقع تشغيلها بحلول عام 2020 بطاقة 1.5 مليون طن/السنة.

وفي **إندونيسيا**، اتخذ الشركاء في مشروع Tangguh LNG قرار الاستثمار النهائي لإضافة وحدة إسالة ثالثة بالمشروع بطاقة 3.8 مليون طن/السنة. ويتوقع الانتهاء من إنشاء وحدة الإسالة ودخولها حيز التشغيل نهاية عام 2020، مما سيساهم في رفع الطاقة الاجمالية للمشروع إلى 11.4 مليون طن/السنة.

### 3-3-2: توقعات نمو الإمداد (العرض) والطلب على الغاز الطبيعي المسال

يتوقع أن يشهد السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال طفرة في الإمدادات خلال السنوات الأربع المقبلة في الفترة من عام 2017 وحتى عام 2020 كما يبين الشكل 3-26، وذلك بعد تشغيل المشاريع الجاري تنفيذها خاصة في الولايات المتحدة وأستراليا. ويتوقع أن تؤدي تلك الطفرة في الإمدادات إلى حدوث فائض في المعروض مما سيشعل المنافسة بين الدول المصدرة وسيشكل مزيداً من الضغط على أسعار الغاز الطبيعي المسال في الأسواق العالمية.

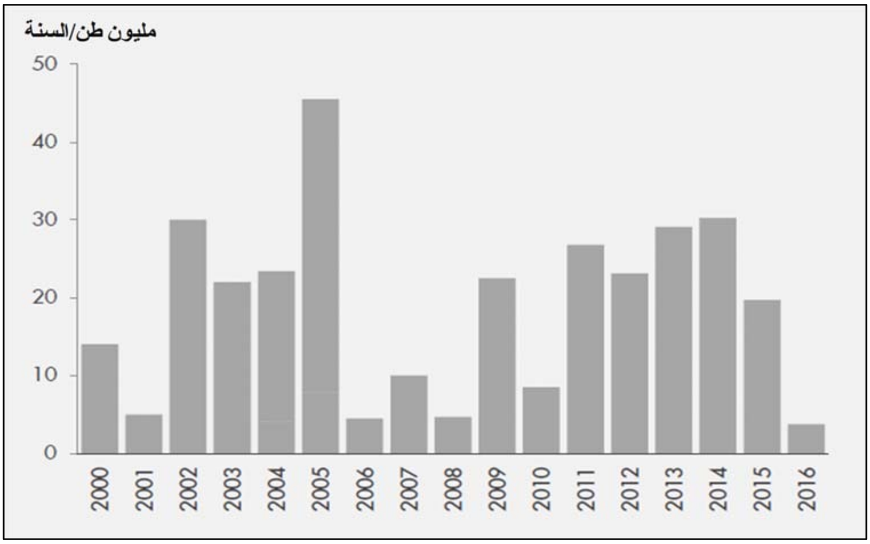
**الشكل 3-26: توقعات العرض والطلب على الغاز الطبيعي المسال حتى عام 2030**




المصدر: Shell نقلا عن IHS Energy

بيد أنه من المتوقع أن يشهد السوق العالمي في الفترة ما بعد عام 2023 فجوة ما بين العرض والطلب، ويعود ذلك إلى توقعات استمرار نمو الطلب العالمي على الغاز الطبيعي المسال ودخول أسواق جديدة بما يفوق العرض خاصة في ظل التراجع الحالي في اتخاذ قرار الاستثمار النهائي في مشاريع الإسالة كما يبين الشكل 3-27، والذي يعود إلى تراجع أسعار النفط والغاز الطبيعي المسال، وهو ما يجعل شركات النفط العالمية أكثر تحوطاً نحو ضخ استثمارات جديدة في مشاريع باهظة التكاليف كمشاريع الغاز الطبيعي المسال. ففي عام 2016، قامت الشركات المطورة بإلغاء /تأجيل اتخاذ قرار الاستثمار النهائي في عدد من مشاريع الإسالة بسبب ظروف السوق الحالية التي دفعت الشركات العالمية إلى تقليص استثماراتها.

**الشكل 3-27: قرارات الاستثمار النهائية في مشاريع إسالة الغاز الطبيعي خلال الفترة 2000-2016**




المصدر: Shell نقلا عن IHS Energy

ومع ذلك، فقد تشهد الفترة المقبلة، قيام بعض الشركات المطورة باتخاذ قرار الاستثمار النهائي في بعض المشاريع المقترحة، وهو ما يستند بالأساس إلى أولويات كل شركة ضمن محفظتها الاستثمارية المستقبلية.

## 3-4: مخاطر الاستثمار في تطوير مشاريع إسالة الغاز الطبيعي

تعتبر مشاريع إسالة الغاز الطبيعي المسال ذات تكلفة رأسمالية ضخمة، وكما هو الحال في أي مشروع استثماري، فهناك العديد من المخاطر التي قد تؤثر على الجدوى الفنية والاقتصادية للمشروع سواء قبل تنفيذه أو بعد دخوله حيز التشغيل، ومنها[63]:

[63] IGU, World LNG Report, 2017

- **اقتصاديات المشروع، وعقود التسويق**

لا شك أن الجدوى الاقتصادية هي العامل الأهم الذي يحدد المضي في تنفيذ مشروع إسالة من عدمه. فارتفاع التكاليف الفعلية عن الميزانية المخططة أو تغير أسعار السوق سيؤثر على المضي قدما في تنفيذ المشروع. أما في حالة المشاريع التي اتخذ فيها قرار الاستثمار النهائي، فسيؤثر ارتفاع التكاليف على عائدات المشروع.

كما يتطلب مشروع الإسالة إبرام اتفاقيات طويلة الأجل لقسم كبير من الطاقة الاسمية مع العملاء المحتملين، لضمان تسويق الإنتاج فور تشغيل المشروع.

- **العوامل السياسية، والجيوسياسية، والتشريعات البيئية**

تتواجد المخاطر السياسية والتشريعية في كل من البلدان النامية والمتقدمة على حد سواء. بيد أن عملية الحصول على التصاريح والموافقات التشريعية والبيئية عادة تكون أكثر صرامة وتعقيداً في البلدان المتقدمة، وتستغرق وقتاً أكثر وبتكلفة مرتفعة. ففي الولايات المتحدة، يستغرق الحصول على الموافقات البيئية اللازمة لتنفيذ مشروع إسالة على موقع قائم (كما هو الحال في أغلب مشاريع الولايات المتحدة) نحو سنتين أو أكثر.

كما أن الاضطرابات السياسية في بعض المناطق وعدم استقرار المناخ الاستثماري ستؤثر أيضاً ليس فقط على اتخاذ قرار الاستثمار لتنفيذ المشروع، ولكن أيضاً على انتظام العمل بالمشروع بعد تشغيله. فعلى سبيل المثال، شهدت محطة بلحاف باليمن عدة توقفات منذ بداية تشغيلها عام 2009، وهي متوقفة منذ عام 2016، بسبب ما تشهده اليمن من اضطرابات داخلية.

### ➢ أولويات الشركاء

لا بد وأن يكون هناك اتفاق تام في الأولويات للشركاء المساهمين في تنفيذ مشروع الإسالة. ويتضح ذلك في المشاريع التي يشارك فيها عدد كبير من الشركاء، حيث قد تختلف فيها الأولويات من شريك لآخر. فالشركات الصغيرة قد تبدي مماطلة أو عدم رغبة في توفير الاستثمارات اللازمة خاصة للمشاريع الكبرى، أما الشركات العالمية فلديها أيضاً فرص وخيارات استثمارية أخرى ضمن أجندتها الاستثمارية، ومن هنا فلابد من توحيد الأولويات بين كافة المساهمين حتى لا يتعطل تنفيذ المشروع.

### ➢ القدرة على التنفيذ

لا بد أن تتوافر القدرات الفنية، والتشغيلية، والمالية للشركاء في مشروع الإسالة الضرورية لتنفيذ المشروع. فهذا النوع من المشاريع يتطلب خبرات عالية، وفي بعض الحالات قد تظهر بعض المعوقات الفنية الإضافية التي قد تؤثر على الجدوى من المشروع. فعدد كبير من المشاريع المزمع تنفيذها في أمريكا الشمالية تم اقتراحها من قبل شركات ليست لها خبرات سابقة في هذا المجال. وهو ما يصعب أيضاً من قدرتها على إيجاد التمويل اللازم للتنفيذ، وجذب العملاء.

### ➢ توفر إمدادات الغاز، واحتياجات السوق المحلي

في بعض الحالات، قد يكون من الصعب فنياً توفير إمدادات الغاز للمشروع بسبب بُعد المسافة عن حقول الغاز، وهو ما سيتطلب مد خطوط أنابيب طويلة جداً، وما لذلك من تكلفة إضافية قد تؤثر على الجدوى الاقتصادية للمشروع.

كما يعد الطلب على الغاز محلياً من المخاطر التي قد تؤدي إلى توقف مشروع عن التشغيل. فارتفاع الطلب المحلي على الغاز مع/أو تراجع الإنتاج المحلي أدى إلى انخفاض معدلات تشغيل محطات الإسالة في كل من عُمان، وترينيداد وتوباغو، وماليزيا، والجزائر.

كما وصل الأمر في بعض الدول إلى إيقاف المحطات كليا عن التشغيل كما هو الحال في مصر. وبالتالي فإن مشاريع الإسالة المقترحة في كل من المكسيك، والجزائر، وماليزيا قد تتأثر جراء هذا التغير في العرض والطلب المحلي.

## 5-3: الخلاصة

- حققت تجارة الغاز الطبيعي المسال نمواً سنوياً مركباً خلال الفترة من مطلع الثمانيات حتى عام 2016 بلغ حوالي 7.1%، متخطية بذلك معدل النمو السنوي المركب لتجارة الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب والذي بلغ نحو 4.4% خلال نفس الفترة. كما تضاعفت حصة الغاز الطبيعي المسال في التجارة العالمية خلال نفس الفترة، حيث بلغت عام 2016 نحو 31%، وذلك مقارنة بـ 16% فقط عام 1981.
- تختلف أهمية الغاز الطبيعي المسال من منطقة إلى أخرى ففي منطقة آسيا/المحيط الهادي، تساهم واردات الغاز الطبيعي المسال بحوالي 79% من إجمالي الواردات. حيث تضم المنطقة أكبر مستوردي الغاز الطبيعي المسال عالمياً وهما اليابان وكوريا الجنوبية. بينما تصل النسبة في أفريقيا إلى 54%، وفي أمريكا الجنوبية نحو 38%. أما في أوروبا، فيساهم الغاز الطبيعي المسال بنحو 11% من إجمالي الواردات، ويعود ذلك إلى الاعتماد الكبير على إمدادات الغاز القادمة من روسيا عبر خطوط الأنابيب.

- شهد السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال نمواً مستمرا في إجمالي حجم الصادرات من مناطق إنتاجه الرئيسية خلال الفترة 2006-2016، مستنداً في ذلك على التطور الكبير الذي شهدته طاقة الإسالة العالمية. حيث بلغ معدل النمو السنوي للصادرات خلال الفترة (2006-2016) نحو 5.2%، حيث ارتفعت من 159 مليون طن لتصل إلى قرابة 264 مليون طن، أي بزيادة إجمالية قدرها 105 مليون طن.
- أبرز التغيرات التي شهدها السوق العالمي خلال العقد الماضي هو نمو حجم السوق الفوري، والاتجاه نحو بيع وشراء الشحنات بموجب اتفاقيات قصيرة الأجل (ذات 4 سنوات أو أقل). وقد بدأ هذا التوجه في الظهور جلياً بداية من عام 2011 في أعقاب حادثة مفاعل فوكوشيما في اليابان، والتي دفعت اليابان نحو استيراد المزيد من شحنات الغاز الطبيعي المسال من السوق الفوري لسد العجز في احتياجات قطاع الكهرباء.
- من المتوقع أن يشهد السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال طفرة في طاقات الإسالة خلال السنوات الأربع المقبلة في الفترة 2017-2020. وذلك بفضل المشاريع الكبرى الجاري تنفيذها التي ستساهم في إضافة نحو 25-30 مليون طن/السنة سنوياً في المتوسط خلال الفترة سالفة الذكر ليرتفع إجمالي طاقة الإسالة العالمية من 339.1 مليون طن/السنة عام 2016 إلى حوالي 450 مليون طن/السنة بحلول عام 2020، أي بنسبة نمو إجمالية 32%.
- يتوقع أن يشهد السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال طفرة في الإمدادات خلال السنوات الأربع المقبلة في الفترة من عام 2017 وحتى عام 2020، وذلك بعد تشغيل المشاريع الجاري تنفيذها خاصة

في الولايات المتحدة وأستراليا. ويتوقع أن تؤدي تلك الطفرة في الإمدادات إلى حدوث فائض في المعروض مما سيشعل المنافسة بين الدول المصدرة وسيشكل مزيداً من الضغط على أسعار الغاز الطبيعي المسال في الأسواق العالمية.

- من المتوقع أن يشهد السوق العالمي في الفترة ما بعد عام 2023 فجوة ما بين العرض والطلب، ويعود ذلك إلى توقعات استمرار نمو الطلب العالمي على الغاز الطبيعي المسال ودخول أسواق جديدة بما يفوق العرض خاصة في ظل التراجع الحالي في اتخاذ قرار الاستثمار النهائي في مشاريع الإسالة والذي يعود إلى تراجع أسعار النفط والغاز الطبيعي المسال، وهو ما يجعل شركات النفط العالمية أكثر تحوطاً نحو ضخ استثمارات جديدة في مشاريع باهظة التكاليف كمشاريع الغاز الطبيعي المسال.

# الخلاصة والاستنتاجات

## 1. الاستثمار في سلسلة القيمة لصناعة الغاز الطبيعي المسال

تعتبر سلسلة القيمة لصناعة الغاز الطبيعي المسال طويلة من حيث المسافة، وباهظة التكاليف لتعدد مكوناتها، ويمكن تقسيمها إلى أربعة مراحل هي الاستخراج، والإسالة، والنقل، والتغويز (إعادة تحويل الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية). وتعد مرحلة الإسالة الأعلى استهلاكاً للطاقة في صناعة الغاز الطبيعي المسال، حيث يبلغ استهلاك الطاقة في هذه المرحلة المعقدة حوالي 275-400 كيلوواط ساعة/طن غاز طبيعي مسال. وعالمياً يوجد عدد ضخم من الطرق المستخدمة في تبريد وإسالة الغاز، وتعد كبريات النفط والغاز وشركات الهندسة هي صاحبة براءات الاختراع لهذه الطرق. وتختلف كل طريقة إسالة عن الأخرى من حيث طريقة التشغيل، والتكلفة الاستثمارية، وكفاءة الطاقة. وتعتبر تكنولوجيا الإسالة الخاصة بشركة Air Products الأكثر شيوعاً في الاستخدام في محطات الإسالة، فهي تستحوذ على 80% من طاقة الإسالة العالمية. كما أن تكنولوجيا الإسالة الخاصة بشركة Conoco-Philips ذات استخدام واسع في محطات الإسالة وهي تمثل نحو 18% من طاقة الإسالة العالمية.

وتعد مرحلة الإسالة الأكثر تكلفة في صناعة الغاز الطبيعي المسال، حيث تشكل نحو 50% من التكاليف الرأسمالية اللازمة لتنفيذ مشروع متكامل بدءاً من الاستخراج وحتى استقبال الغاز الطبيعي المسال في البلد المستورد، بينما تمثل مرحلة الاستخراج نحو 27%، ومرحلة النقل نحو 15%، أما تكلفة إنشاء مرفأ الاستقبال فتشكل نحو 8%، وهي تعد المرحلة الأقل في التكاليف في سلسلة القيمة للصناعة.

أما بالنسبة لمتوسط العائد على الاستثمار في كل مرحلة، فقد يصل إلى 15-20% في مرحلة الاستخراج، وإلى 8-12% في مشروع الإسالة، وعادة تكون الشركات المطورة لمشروع الإسالة هي صاحبة الامتياز لحقل الإنتاج المغذي للمشروع، لذا قد يكون هناك تراجع في العائد في مرحلة على حساب مرحلة أخرى وذلك حسب طبيعة كل مشروع. بينما يصل العائد على الاستثمار في مرحلتي النقل والاستقبال إلى حوالي 8-10%. وبذلك يصل المتوسط الوزني (Weighted Average) للعائد على الاستثمار في كامل سلسلة القيمة لصناعة الغاز الطبيعي المسال إلى حوالي 13.7%.

## 2. الاتجاهات الحالية والمستقبلية للسوق العالمي للغاز الطبيعي المسال

ظهر التطور الأبرز في عدد مشاريع الغاز الطبيعي المسال خلال العقدين الماضيين في الفترة من عام 1996 وحتى عام 2016 مقارنة بالعقود الثلاثة السابقة لهذه الفترة، حيث بلغ العدد الإجمالي لوحدات الإسالة التي تم تشغيلها في الفترة سالفة الذكر حوالي 63 وحدة، وذلك مقارنة بـ 55 وحدة إسالة خلال الفترة من عام 1964 وحتى عام 1995. وبنهاية عام 2016 بلغت الطاقة الإنتاجية للغاز الطبيعي المسال على مستوى العالم نحو 339.1 مليون طن/السنة. وفي ظل هذا التوسع الكبير في مشاريع الإسالة، ازدهرت تجارة الغاز الطبيعي المسال لتلعب دوراً محورياً في تلبية الطلب المتنامي على الغاز في المناطق المختلفة وخاصة في منطقة آسيا/المحيط الهادي. وخلال الفترة من مطلع الثمانيات حتى عام 2016، بلغ معدل النمو السنوي لتجارة الغاز الطبيعي المسال حوالي 7.1%، متخطية بذلك معدل النمو السنوي لتجارة الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب والذي بلغ نحو 4.4% خلال نفس الفترة. كما تضاعفت حصة الغاز الطبيعي المسال في إجمالي تجارة الغاز العالمية خلال نفس الفترة، حيث بلغت عام 2016 نحو 31%، وذلك مقارنة بـ 16% فقط عام 1981.

وتعد دولة قطر أكبر مصدر للغاز الطبيعي المسال عالمياً، وتمثل صادراتها نحو 30% من حجم التجارة العالمية عام 2016. كما أصبحت أستراليا ثاني أكبر مصدر عالمياً بفضل تنفيذ وتشغيل عدة مشاريع جديدة على الساحل الشرقي والشمالي، وتمثل صادراتها نحو 17% من حجم التجارة العالمية عام 2016. أما ماليزيا التي تراجعت إلى المرتبة الثالثة خلف أستراليا، فقد بلغت حصتها السوقية عام 2016 نحو 9.5%.

وتختلف أهمية واردات الغاز الطبيعي المسال من منطقة إلى أخرى ففي منطقة آسيا/المحيط الهادي، تساهم واردات الغاز الطبيعي المسال بحوالي 79% من إجمالي الواردات، حيث تضم المنطقة أكبر مستوردي الغاز الطبيعي المسال عالمياً وهما اليابان وكوريا الجنوبية. بينما تصل النسبة في أفريقيا إلى 54%، وفي أمريكا الجنوبية نحو 38%. أما في أوروبا، فيساهم الغاز الطبيعي المسال بنحو 11% من إجمالي الواردات، ويعود ذلك إلى الاعتماد الكبير على إمدادات الغاز القادمة عبر خطوط الأنابيب من روسيا، ومن مناطق أخرى مثل الجزائر، ... إلخ.

ويعد نمو حجم مبيعات السوق الفوري، والاتجاه نحو بيع وشراء الشحنات بموجب اتفاقيات قصيرة الأجل (4 سنوات أو أقل) من أبرز المتغيرات التي شهدها السوق العالمي خلال العقد الماضي، والذي ظل يهيمن عليه تاريخياً العقود متوسطة وطويلة الأمد حتى 30 سنة. وقد برز ذلك بوضوح كبير بداية من عام 2011 في أعقاب حادثة مفاعل فوكوشيما في اليابان، والتي دفعت اليابان نحو استيراد المزيد من الشحنات من السوق الفوري لسد العجز في احتياجات قطاع الكهرباء وهو ما أدى إلى ارتفاع أسعار الغاز الطبيعي المسال بشكل كبير بسبب شح المعروض في ذلك الوقت. كما أصبح الاتجاه العام لدى الأسواق المستوردة يميل نحو إبرام عقود بكميات صغيرة. وبات يشكل حجم مبيعات الغاز الطبيعي المسال في السوق

الفوري ووفق التعاقدات قصيرة الأجل نحو 28% من إجمالي حجم التجارة العالمية عام 2016، وذلك مقارنة بـ 15.7% في عام 2006 ويمكن إيعاز نمو حجم السوق الفوري إلى العوامل الآتية:

- ➢ زيادة اعتماد الدول المستوردة على السوق الفوري لتعويض أي نمو طارئ في الطلب على الغاز كما هو الحال في اليابان بعد حادثة فوكوشيما.
- ➢ التطور الذي شهدته عقود بيع وشراء الغاز الطبيعي المسال خاصة فيما يتعلق بالمرونة في تحديد وجهات التسليم، حيث أصبح من الممكن تحويل الشحنات المباعة إلى أسواق أخرى بأسعار أعلى.
- ➢ التنافسية الشديدة بين أسعار الفحم وأسعار الغاز خاصة في السوق الأوروبي أدت إلى توفير كميات من الغاز الطبيعي المسال أعيد تصديرها إلى وجهات أخرى.
- ➢ ساهمت المرافئ العائمة لاستقبال الغاز الطبيعي المسال وإعادته إلى الحالة الغازية في انضمام أسواق صغيرة وموسمية مثل الكويت، ودبي، نظراً لما تتسم به من انخفاض في التكاليف، كما يستغرق تنفيذها وقتاً أقل بكثير مقارنة بالمرافئ البرية.
- ➢ النمو الكبير في الأسطول العالمي لناقلات الغاز الطبيعي المسال، الذي ساهم في تراجع تكاليف النقل بين المناطق المختلفة.

ومن المتوقع أن يشهد السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال طفرة في الإمدادات من منطقتي الأطلسي والهادي خلال الفترة من عام 2017 وحتى عام 2020. ففي أستراليا، يجرى تنفيذ أربعة مشاريع جديدة بطاقة إجمالية 26.6 مليون طن/السنة، وحال دخول هذه المشاريع حيز التشغيل ستتصدر أستراليا دول العالم بحلول عام 2018 بطاقة إجمالية 86 مليون طن/السنة، متخطية بذلك دولة قطر التي ظلت محتفظة بهذه المكانة منذ عام 2006.

كما يجرى تنفيذ ست مشاريع جديدة في الولايات المتحدة على خليج المكسيك والساحل الشرقي بطاقة إجمالية 57.5 مليون طن/السنة، ويعود ذلك إلى طفرة إنتاج الغاز الطبيعي من مصادره غير التقليدية وبخاصة مصادر السجيل، لتدشن الولايات المتحدة مرحلة جديدة في تاريخها بدخولها كلاعب قوي ومؤثر في السوق العالمي، حيث يتوقع أن تصبح ثالث أكبر مصدر للغاز الطبيعي المسال بعد أستراليا وقطر بحلول عام 2020. ويتوقع أن تؤدي تلك الطفرة في الإمدادات إلى حدوث فائض في المعروض حتى عام 2023 مما سيشعل المنافسة بين الدول المصدرة وسيشكل مزيداً من الضغط على الأسعار في الأسواق العالمية.

بيد أنه من المتوقع أن تحدث فجوة بين العرض والطلب بعد عام 2023، في ضوء توقعات استمرار نمو الطلب العالمي على الغاز الطبيعي المسال بما يفوق الإمدادات خاصة في ظل التراجع الحالي في اتخاذ قرار الاستثمار النهائي في مشاريع جديدة، نتيجة تراجع أسعار النفط والغاز. حيث أصبحت شركات النفط العالمية أكثر تحوطاً نحو ضخ استثمارات جديدة في مشاريع باهظة التكاليف كمشاريع الإسالة.

# المراجع

## المراجع العربية


- الموقع الرسمي للشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال
http://omanlng.com/ar/Pages/HOME.aspx
- الموقع الرسمي للشركة اليمنية للغاز الطبيعي المسال
http://www.yemenlng.com/ws/ar/home.aspx
- أوابك، خمسون عاماً على انطلاق الصناعة والتجارة العالمية للغاز الطبيعي المسال، شباط/فبراير 2015.
- أوابك، "دراسة المرافئ العائمة لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادته إلى الحالة الغازية"، دولة الكويت، تشرين الثاني/نوفمبر 2016.
- أوابك، تقرير الأمين العام السنوي الحادي والأربعون، 2014.
- أوابك، ورقة جمهورية مصر العربية المقدمة إلى الاجتماع الثاني عشر للخبراء لبحث إمكانيات التعاون في مجال استثمار الغاز الطبيعي في الدول الأعضاء، القاهرة 9-10 تشرين الأول/أكتوبر 2012.
- أوابك، ورقة" استيراد الغاز الطبيعي في دولة الكويت"، المقدمة إلى الاجتماع السادس عشر للخبراء حول بحث إمكانيات التعاون في مجال استثمار الغاز الطبيعي في الدول الأعضاء، دولة الكويت، 26-27 تشرين الأول/أكتوبر 2016.
- وائل حامد عبد المعطي، "أساسيات صناعة الغاز الطبيعي"، ملتقى أساسيات صناعة النفط والغاز الثالث والعشرون، أوابك، دولة الكويت، 4-7 أكتوبر 2015.
- وائل حامد عبد المعطي،" واقع وآفاق صناعة وتجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية"، مجلة النفط والتعاون العربي، المجلد الأربعون 2014، العدد 150، صفحة 109-247.


## المراجع الانجليزية


- Abdelkader Haouari, Abdelkader Attou, Bernard Duchemin," Qatargas Success Story"; GasTech Conference, 14-17 April 2005.
http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2005/SDS_TIF/050119.pdf
- Alan Lau (Anglo Euro); "Small Scale LNG Distribution Utilizing Arun LNG Terminal"; UNECE's Group of Experts on Gas; United Nations, Geneva, 27-28 March 2017.
- Angola LNG, "Angola LNG ships first cargo", June 13, 2016. Available at:
https://www.angolalng.com/en/news/press-releases/angola-lng-ships-first-cargo/

- Atlantic LNG Website. [ Last Access May 15, 2017] https://www.atlanticlng.com/about-us/history
- Brian Songhurst; "LNG Plants Cost Escalation"; Oxford Institute for Energy Studies(OIES), February 2014. https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/02/NG-83.pdf
- Bramoulle Y. et al.; "LNG Quality and Market Flexibility Challenges and Solutions"; 14th International Conference on Liquified Natural Gas, 2004, Doha, Qatar. http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2004/Data/Papers-PDF/PS3-1-Bramoull%C3%A9.pdf
- Cameron LNG Website. [ Last Access May 27, 2017] http://cameronlng.com/about-the-terminal.html
- Cedigaz, Natural Gas in the World; 2015 edition.
- Cedigaz; "The 2016 Natural Gas Year in Review: First Estimates", May 2017.
- Cheniere Energy Partners, L.P. Reports Third Quarter 2015 Results, 30/10/2015. http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=101667&p=irol-newsArticle_Print&ID=2104666
- Chris Caswell(KBR);" Liquified Natural Gas"; SPE Roughneck Camp; July 17, 2014. http://www.spegcs.org/media/files/page/bf3787c6/On_LNG_And_FLNG.pdf
- ConocoPhilips;" ConocoPhillips Announces Resumption of Exports from the Kenai LNG Facility"; April 14, 2014. http://alaska.conocophillips.com/newsroom/news-releases/Pages/Kenai-LNG-Plant-to-Resume-Exports-This-Spring.aspx
- David Ledesma, James Henderson & Nyrie Palmer (OIES); " The Future of Australian LNG Exports: Will domestic challenges limit the development of future LNG export capacity?"; September 2014. https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/07/Executive-Summary-The-Future-of-Australian-LNG-Exports1.pdf
- Dobrota et al.,"Problem of Boil-off Gas in LNG supply Chain"; Transactions on Maritime Science (TOMS), 2013. https://www.google.com.kw/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwj60uLKtIDUAhXLuBQKHb5HDdsQFggiMAA&url=http%3A%2F%2Fhrcak.srce.hr%2Ffile%2F161548&usg=AFQjCNE-A8XJ0Y7Il6ws3qneSGtZfSl5Mg
- Eberhard Kaupp (Linde AG); "Cryogenic Heat exchangers for LNG plants"; December 9,2008. http://www.hts.org.uk/downloads/Linde_LNG_HEX_09Dec2008_Extract.pdf

- Eni;" Eni in LNG"; March 2016.
  https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/publications-archive/careers/projects/LNG_Febb2016_web.pdf

- Gazprom; "Sakhalin-2: Russia's only Liquified Natural Gas Plant".
  http://www.gazprom.com/about/production/projects/lng/sakhalin2/

- Gerald Humphrey; "Current State & Outlook for the LNG Industry"; Rice Global E&C Forum"; September 9, 2011.
  http://www.forum.rice.edu/wp-content/uploads/2011/06/RT_110909_Humphries.pdf

- GIIGNL (International Group of LNG Importers), Information Paper No.1/Basic Properties of LNG.
  http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/About_LNG/4_LNG_Basics/lng_1_-_basic_properties_7.2.09_aacomments-aug09.pdf

- GIIGNL (International Group of LNG Importers); "LNG Information Paper.5: Managing LNG Risks-Containment".
  http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/About_LNG/4_LNG_Basics/lng_5_-_containment_new_drawings_7.3.09-aacomments-aug09.pdf

- GIIGNL (International Group of LNG importers); "LNG Information Paper No.2: The LNG Process chain".
  http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/About_LNG/4_LNG_Basics/090801publique_lngbasics_lng_2_-_lng_supply_chain_7.3.09-aacomments.pdf

- GIIGNL (International Group of LNG Importers); The LNG Industry Annual Report, 2016 2017 & Editions.

- Habibullah, P.Lardi, M.Passmore (Worley Parsons); " LNG Conceptual Design Strategies", 88th GPA Annual Convention in San Antonio, TX, March 2009.
  http://www.worleyparsons.com/CSG/Hydrocarbons/Documents/LNG%20Conceptual%20Design%20Strategies.pdf

- Hal Bouknight (IHI); "LNG Storage Solutions: A Key Consideration and Element in LNG Terminal Operation"; 2015.
  http://www.forum.rice.edu/wp-content/uploads/2011/06/Bouknight-RT-150612-v2.pdf

- Håvard Devold(ABB); "Oil and gas production handbook :An introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry", 2013.
  https://library.e.abb.com/public/34d5b70e18f7d6c8c1257be500438ac3/Oil%20and%20gas%20production%20handbook%20ed3x0_web.pdf

- Hydrocarbon Technology,"Angola LNG Project, Soyo, Angola", Available at:
  http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/angola-lng/

- Hydrocarbon Technology; "Bontang LNG Plant, Indonesia". Available at:
  http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/bontang/

- Hydrocarbon Technology,"North West Shelf Venture, Australia". Available at: http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/northwestshelf/

- Hydrocarbon Technology,"Peru LNG Project, Peru". Available at: http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/peru-lng/

- Hydrocarbon Technology;"Petronas Bintulu LNG Complex, Sarawak, Malaysia". http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/petronas-bintulu-lng-complex-sarawak/

- Hydrocarbon Technology; "Snøhvit LNG Export Terminal, Melkøya Island, Norway". http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/snohvit-lng/

- Hydrocarbon Technology; "Tangguh LNG Project, Bintuni Bay, West Papua, Indonesia". http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/tangguh/

- ICIS;" BG Group Declares Force Majeure at Egypt LNG"; January 27, 2014. https://www.icis.com/resources/news/2014/01/27/9747409/bg-group-declares-force-majeure-at-egypt-lng/

- IEA/OECD; "Energy Supply Security, Part 3, Chapter 5: Emergency response systems of individual IEA partner countries: Chile"; 2014. https://www.iea.org/media/freepublications/security/EnergySupplySecurity2014_PART3.pdf

- IGU (International Gas Union);" World LNG Report-2017". http://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/103419-World_IGU_Report_FINAL_LR.PDF

- Jeffrey P. Beale (CH·IV International); "The facts about LNG"; Document: RPT-06903-01; 2006. http://www.ch-iv.com/assets/documents/riley_debunk.pdf

- Jostein Pettersen," LNG Plant Overview", Seminar with Supplier Association Murmanshelf; May 15, 2012. http://en.murmanshelf.ru/files/statoil_seminar_2012/1_Overview.pdf

- KBR; "SEGAS LNG Facility: Project Profile". https://kbr.com/Documents/Project%20Profiles/ProjectProfile_SEGASLNG.pdf

- Khoo C.T, Morris J.M, Lee Y.Y; "Execution of LNG Mega Trains: The QATARGAS-2 Experience"; 24th World Gas Conference, Argentina, 5-9 October, 2009. http://members.igu.org/html/wgc2009/papers/docs/wgcfinal00712.pdf

- LNG World News; "Cheniere Ships First Sabine Pass LNG Export Cargo to Brazil's Petrobras"; February 25, 2016.
http://www.lngworldnews.com/cheniere-ships-first-sabine-pass-lng-export-cargo-to-brazils-petrobras/

- LNG World News; " Last Arun LNG Cargo Heads to South Korea"; October 17, 2014.
http://www.lngworldnews.com/last-arun-lng-cargo-heads-to-south-korea/

- M.Ott C. et al.;" State-of-the-art nitrogen removal method from Air Products for liquefaction plants"; LNG Journal; October 2015.
http://www.airproducts.com/~/media/Files/PDF/industries/lng/en-LNG-journal-paper.pdf

- National Energy Education development Project (NEED); "Liquefied Natural Gas: LNG"; 2015/2016.
http://www.need.org/files/curriculum/guides/LiquefiedNaturalGas.pdf

- Nigeria LNG Website. [ Last Access May 15, 2017]
http://www.nlng.com/Our-Company/Pages/Profile.aspx

- North West Shelf Gas Website. [ Last Access May 18, 2017]
http://www.nwsg.com.au/projects/overview

- Oil & Gas Journal;" Construction begins on Cove Point LNG export project"; October 30, 2014.
http://www.ogj.com/articles/2014/10/construction-begins-on-cove-point-lng-export-project.html

- Øystein Holt; "Snøhvit Future Development Concepts for Increased Gas Export Capacity"; 2nd Trondheim Gas Technology Conference, November 2-3, 2011.
https://www.sintef.no/globalassets/project/trondheim_gts/presentasjoner/snohvit-future-development---concepts-for-increased-gas-export-capacity.pdf

- Papua New Guinea LNG (PNLNG) Website. [ Last Access May 20, 2017]
https://pnglng.com/About/Project-overview

- Peru LNG Website. [ Last Access May 15, 2017]
https://perulng.com/

- Pillarella M., Liu Y., Petrowski J. & Bower R.; "The C3MR Liquefaction Cycle: Versatility for a Fast Growing, Ever Changing LNG Industry"; 15th International Conference and Exhibition on LNG, Spain, 2007.
http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2007/fscommand/PS2_5_Pillarella_s.pdf

- PFC Energy; " Global LNG Supply and Demand Study"; May 2013.

- Sara Banzak;" Liquefied Natural GAS: Issues for the Industry"; US Department of Energy (DOE).
http://www.fe.doe.gov/programs/gasregulation/analyses/Focus/2nd02foc.pdf

- Schmidt W. et al.;" Large LNG Trains: Technology Advances to Address Market Challenges"; Gastech Conference, Singapore, October 28, 2015.
http://www.airproducts.com/~/media/downloads/article/L/large-lng-trains-technology-advances-to-address-market-challenges.pdf

- Schmidt W., Kennington B., "Air Products Meet Requirements of Full Range of Floating LNG Concepts"; LNG Journal Mar 2011; Page 8-12.
http://www.airproducts.com/~/media/downloads/article/L/air-products-meets-requirements-of-full-range-of-floating-lng-concepts-Mar2011.pdf

- Shell; "LNG Outlook"; March 2017.
http://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook/_jcr_content/par/textimage_1374226056.stream/1490189885482/516845c6c67687f21ff02bec2d330b97c91840f9ffa9e4348e7b875683215aaf/shell-lng-outlook2017-slides-master-march2017.pdf

- UNECE (United Nations Economic Commission for Europe); Working Party On Gas (WPG); " LNG Industry: Chapter 2", 2014
http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/session/1st_Session_Group_Experts_on_gas/2_-_Chapter_2_LNG_Study.pdf

- V. Rivera, A. Aduku, O. Harris; "Evaluation of LNG Technologies"; University of Oklahoma; April 30, 2008.
https://pdfs.semanticscholar.org/36a5/24979bfda74da2f09c22a87d04fc85153ebe.pdf

# LNG and Its Role in Meeting the Global Demand on Energy


## Abstract

LNG value chain is capital-intensive and requires specialized knowledge in every stage in order to be executed successfully. Thus, investing in LNG projects involves a detailed analysis of the potential customers' needs & the forecasted demand on LNG in the main markets and signing initial agreements with LNG off-takers to grantee future sales and get the required finance to fund the project.

The falling gas (and oil) prices in the last two years, and weak demand growth led to cut capital expenditures. In 2016, many project developers canceled number of new LNG projects due to market difficulties and spending constraints, lowering the number of final investment decisions (FIDs) to its lowest level since 2000. Such fall is expected to occur in 2017 in low LNG price environment. Even in US, gas production in 2016 declined for the first time since the US shale gas revolution.

The aim of the study is to discuss the main stages of the LNG value chain - production, liquefaction, shipping and regasification, while focusing on the liquefaction stage since it is considered as the major part in terms of cost and energy consumption. It also highlights the prominent role played by LNG in meeting the growing demand on gas in the global energy system and the latest developments in the global LNG markets.

The study is divided into three chapters, chapter-I is devoted to depict the different stages of LNG value chain. It identifies the main processes required to treat and liquefy natural gas in LNG plants to be ready for shipping to different markets.

While Chapter-II addresses the factors affecting the LNG projects capital investments and their impact on the development of the global liquefaction capacity. In addition, it sheds light on the development of LNG projects and their distribution worldwide.

Chapter-III highlights the role played by LNG to meet the growing demand on natural gas. Moreover, it provides the current and future trends of LNG in the global markets.

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول

(أوابك)