明　細　書

発明の名称 ： 液化天然ガスの受入設備

技術分野

[0001] 本発明は、液化天然ガスを貯蔵する貯蔵タンクにて発生するボイルオフガスを活用する技術に関する。

背景技術

[0002] ガス田の井戸元にて産出した天然ガスは、冷却、液化され液化天然ガス（ＬＮＧ：Liquefied Natural Gas）として貯蔵タンク（ＬＮＧタンク）に貯蔵された後、再びガス化してパイプラインを介して需要先に供給される。また一般的に、遠隔の消費地へは、ＬＮＧタンカーを用いたＬＮＧの輸送が行われる。

[0003] ＬＮＧタンカーからＬＮＧを受け入れる受入設備には、ＬＮＧを貯蔵するＬＮＧタンク（貯蔵タンク）が設けられている。ＬＮＧタンクにおいては、外壁からの入熱やＬＮＧ受入時の入熱、ＬＮＧタンク内の液面上昇になどに起因して窒素やメタンを主成分とするボイルオフガス（ＢＯＧ：Boil Off Gas)が発生する。

[0004] ＬＮＧタンク内で発生したＢＯＧは、タンク内の圧力上昇を防ぐために外部へ抜き出され、ガス圧縮機で昇圧された後、気化されたＬＮＧと共に需要先へ払い出されたり、再液化されてＬＮＧタンクに戻されたりする。しかしながら前者の手法は、ＢＯＧを比較的高い圧力まで昇圧する必要があり、圧縮機を運転する電気代などの処理コストが高くなる。一方、後者の手法は窒素を含むＢＯＧを再液化してＬＮＧタンクに戻すことにより、窒素が循環、濃縮され、ＬＮＧタンクから払い出されるガスの熱量が低下するといった問題がある。

[0005] ここで特許文献１には、低温タンク（ＬＮＧタンク）内で発生した気化ガス（ＢＯＧ）をガスタービン発電機の燃料として発電を行い、発電された電力やガスタービンの排熱を低温液化ガス（ＬＮＧ）の貯蔵設備内で有効活用

する技術が記載されている。しかしながらガスタービンは燃料ガスを高圧に圧縮する設備が必要であり設備コストが高く、また外気温の変化や負荷変動の影響を受けてエネルギー変換効率が低下しやすい。

[0006] また、特許文献２にはＬＮＧ基地で発生したＢＯＧをガスエンジンで燃焼して発電を行い、排ガスの排熱を冷媒タービンによる発電や、ＬＮＧの気化熱として利用する技術が記載されている。

先行技術文献

特許文献

[0007] 特許文献1：特開平１０－２６７１９７号公報：請求項１、段落００１５～００２１、図１、２

特許文献2：特開２０１２－２４１６０４号公報：段落００２２～００２５、図１

発明の概要

発明が解決しようとする課題

[0008] 一般にガスエンジンは、ガスタービンと比べて燃料ガスを高圧に圧縮する必要がなく、また幅広い外気温範囲、負荷範囲で安定したエネルギー変換効率を実現できる。一方で例えばＬＮＧタンカーからＬＮＧを受け入れる受入設備では、ＬＮＧの受け入れ時におけるＢＯＧの発生量が通常時の数倍にまで急激に増大し、また受け入れるＬＮＧの性状変化に起因してＢＯＧの性状も大きく変化する現象がみられる。

しかしながら特許文献２には、このようなＢＯＧの発生量や性状の変化に対応する技術は記載されていない。

[0009] 本発明はこのような事情の下になされたものであり、その目的は、液化天然ガスの貯蔵タンクで発生するボイルオフガスを安定して処理することが可能な液化天然ガスの受入設備を提供することにある。

課題を解決するための手段

[0010] 本発明の液化天然ガスの受入設備は、外部から受け入れた液化天然ガスを

貯蔵する貯蔵タンクと、

液化天然ガスを気化するための気化器を備え、前記貯蔵タンクから送出された液化天然ガスを前記気化器にて気化させて、ガスの状態で払い出すための払出しラインと、

前記貯蔵タンク内で発生したボイルオフガスを昇圧するガス圧縮部を備え、昇圧されたボイルオフガスを払い出すためのボイルオフガスラインと、

前記貯蔵タンク内で発生したボイルオフガスを燃料として利用し、発電機を駆動するガスエンジンと、

前記貯蔵タンク内のボイルオフガスを前記ガスエンジンに供給するための燃料ガスラインと、を備えたことを特徴とする。

[0011] また他の発明に係る液化天然ガスの受入設備は、外部から受け入れた液化天然ガスを貯蔵する貯蔵タンクと、

液化天然ガスを気化するための気化器を備え、前記貯蔵タンクから送出された液化天然ガスを前記気化器にて気化させて、ガスの状態で払い出すための払出しラインと、

前記貯蔵タンク内で発生したボイルオフガスを昇圧して液化するガス圧縮部を備え、液化されたボイルオフガスを前記貯蔵タンクに戻すため、または前記気化器に供給するためのボイルオフガスラインと、

前記貯蔵タンク内で発生したボイルオフガスを燃料として利用し、発電機を駆動するガスエンジンと、

前記貯蔵タンク内のボイルオフガスを前記ガスエンジンに供給するための燃料ガスラインと、を備えたことを特徴とする。

[0012] 前記液化天然ガスの受入設備は以下の特徴を備えていてもよい。

（ａ）前記ガス圧縮部は複数段式のガス圧縮機を備え、前記燃料ガスラインは、前記ガス圧縮機の中間段の吐出側に接続されていること。または前記燃料ガスラインは、前記ガス圧縮部の手前側にて前記ボイルオフガスラインから分岐し、前記ガスエンジンへ供給されるボイルオフガスを当該ガスエンジンの受入圧力まで昇圧する昇圧部を備えること。

（ｂ）前記ガスエンジンに供給されるボイルオフガスの性状が予め設定された基準値を外れた場合に、前記燃料ガスラインへのボイルオフガスの供給を停止する供給停止部を備えること。そして前記燃料ガスラインには、ボイルオフガスの性状を検出する性状検出部が設けられていること。このとき、前記ボイルオフガスの性状は、メタン価または熱量であること。

（ｃ）前記燃料ガスラインには、ガスホルダーが設けられていること。またこのガスホルダーは、今まで使用していたボイルオフガスと、新たに外部から受け入れた液化天然ガスのボイルオフガスとを混合して、前記ガスエンジンの燃料の性状変化を緩和するためのガス混合部を備えること。

（ｄ）前記燃焼ガスラインには、ガスエンジンに供給されるボイルオフガスに含まれる窒素の濃度を低減するための窒素除去部を備えること。

（ｅ）前記ガスエンジンから排出される冷却水の排熱または排ガスの排熱を回収する排熱回収部を備え、前記排熱回収部は、前記気化器、気化したガスに熱量調整用の液化石油ガスを供給するための熱量調整設備、または前記貯蔵タンクのヒーターの少なくとも一つに熱源を供給するためのものであること。

（ｆ）前記発電機で発電された電力を、当該液化天然ガスの受入設備内の電力消費機器に供給する電力供給設備を備えたこと。

発明の効果

[0013] 本発明によれば、液化天然ガスの貯蔵タンクで発生したボイルオフガスを昇圧して払い出すための、またはボイルオフガスを液化して貯蔵タンクに戻し、若しくは気化器に供給するためのボイルオフガスラインと、前記ボイルオフガスをガスエンジンに供給するための燃料ガスラインとが併設されているので、ボイルオフガスの発生量や性状の変化に応じて適切な処理先を選択し、安定した処理を行うことができる。

図面の簡単な説明

[0014] [図1]本発明の実施の形態に係るＬＮＧ受入設備の構成例を示す説明図である。

[図2]前記ＬＮＧ受入設備にて燃料ガスラインへのＢＯＧの供給断を行う判断の流れを示すフロー図である。

[図3]他の実施形態に係るＬＮＧ受入設備の構成例を示す説明図である。

[図4]さらに別の実施形態に係るＬＮＧ受入設備の構成例を示す説明図である。

発明を実施するための形態

[0015] 以下、図１を参照しながら、ＬＮＧタンカー１によって輸送されてきたＬＮＧを受け入れる受入設備に本発明を適用した実施の形態について説明する。

本受入設備は、ＬＮＧを貯蔵するＬＮＧタンク２と、需要先７へガスを払い出すためにＬＮＧタンク２からＬＮＧを送出するためのＬＮＧポンプ２１、４１と、ＬＮＧを気化してガスの状態にするＬＮＧ気化器４２と、気化したガスに熱量調整用の液化石油ガス（ＬＰＧ：Liquefied Petroleum Gas）を添加する熱量調整部４３とを備えている。

[0016] ＬＮＧタンク２は、ＬＮＧタンカー１から受け入れたＬＮＧを－１６２℃程度に冷却された液体の状態で貯蔵する貯蔵タンクであり、その形式（地上式タンク、地下式タンク、地中式タンクなど）や容量に特段の限定はない。ＬＮＧタンクには地盤の凍結を防止するためにヒーターが設けられている。例えば、地下式タンクでは側面と底面にヒーターが設けられ、地上式タンクでは底面にヒーターが設けられている。図１には、円筒形状の側壁の上面をドーム状の屋根で覆った地上式タンクの例を示してある。ＬＮＧタンク２の底面には地面の凍結を防止するための熱媒を通流させるヒーター２２が設けてある。

[0017] ＬＮＧタンク２には、アンローディングアーム１１を介してＬＮＧタンカー１から荷揚げされたＬＮＧをＬＮＧタンク２に受け入れるＬＮＧ受入ライン１０１と、ＬＮＧタンク２内に配設されたＬＮＧポンプ２１を介してＬＮＧが送出されるＬＮＧ払出ライン１０２ａとが接続されている。ＬＮＧ払出ライン１０２ａには、昇圧用の送出ポンプ４１が介設され、その末端部はＬ

ＮＧ気化器４２に接続されている。

[0018] ＬＮＧ気化器４２は、液体の状態でＬＮＧタンク２から送出されたＬＮＧを気化し、需要先７にて要求される圧力に調整されたガスとして払い出すための機器である。ＬＮＧ気化器４２は、従来、海水を利用してＬＮＧを気化させるオープンラック方式や、水槽中に下向きに開口するガスバーナーでガスを燃焼させて得た燃焼ガスを水槽内の水中にバブリングさせることにより加熱された温水でＬＮＧを気化させるサブマージドコンバッション方式のものなどが利用されている。本例の受入設備においては、後述するガスエンジン６の冷却水の排熱または排ガスの排熱を利用することができるので、当該排ガスとの直接の熱交換、または前記排ガスによって加熱された熱媒を介した間接的な熱交換によりＬＮＧを加熱して気化させる方式のＬＮＧ気化器４２として構成してもよい。

[0019] ＬＮＧ気化器４２は、気化された気化ガスを払い出す気化ガス払出しライン１０２ｂに接続され、この気化ガス払出しライン１０２ｂの末端部は熱量調整部４３に接続されている。熱量調整部４３は、気化ガスに熱量調整用のＬＰＧを混合し、需要先７にて要求される熱量を有する製品ガスを払い出すための設備である。熱量調整部４３に対しては、ＬＰＧタンク８に貯蔵されているＬＰＧ（ブタンやプロパン）が、ＬＰＧポンプ８１を介して液体の状態で送出される。このＬＰＧが熱量調整部４３にて熱媒を利用して気化され、ＬＮＧ気化器４２側から送出された気化ガスと混合されて製品ガスとなる。ＬＮＧ気化器４２で熱量調整された製品ガスは、出荷ライン１０５を介して需要先７に払い出される。

上述のＬＮＧ払出ライン１０２ａ、気化ガス払出しライン１０２ｂや受入設備の敷地内の出荷ライン１０５は、本例の払い出しラインに相当する。

[0020] 以上に説明した基本構成を備えるＬＮＧの受入設備には、ＬＮＧタンク２内で発生したＢＯＧを処理する設備が設けられている。以下、当該ＢＯＧを処理する設備の構成例について説明する。

図１に示すようにＬＮＧタンク２には、その内部で発生したＢＯＧを抜き

出すためのＢＯＧ抜出ライン１０３ａが接続されている。このＢＯＧ抜出ライン１０３ａはＢＯＧを昇圧する圧縮部であるＢＯＧ圧縮機３に接続されている。

[0021] 本例のＢＯＧ圧縮機３は、例えば３つの圧縮段３１～３３を有する複数段式のガス圧縮機として構成されている。ＢＯＧ圧縮機３は、例えば圧縮段３１の吸込側の圧力が１２～２２ｋＰａ-Ｇ程度のＢＯＧを２～７．５ＭＰａ-Ｇ程度まで昇圧する。ＢＯＧ圧縮機３にて昇圧されたＢＯＧは、高圧ＢＯＧライン１０３ｂを流れた後、気化ガスが流れる気化ガス払出しライン１０２ｂと合流し、熱量調整された後、製品ガスとして需要先７へ払い出される。

ＢＯＧ抜出ライン１０３ａや高圧ＢＯＧライン１０３ｂは、本例のボイルオフガスラインを構成している。

[0022] さらに本実施の形態に係るＬＮＧの受入設備においては、ＢＯＧをガスエンジン６の燃料ガスとして活用し、発電機６１を駆動して発電した電力やガスエンジンの冷却水の排熱または燃料ガスの燃焼排ガスの排熱を受入設備内の各機器にて利用している。

ここで背景技術にて説明したように、ガスエンジン６はガスタービンと比べて低圧の燃料ガスを利用することが可能である。一方で、ＬＮＧタンク２から抜き出されたＢＯＧをそのまま利用するには圧力が十分でなく、またＢＯＧ圧縮機３にて昇圧された後のＢＯＧは圧力が高すぎるため、降圧操作が必要となってエネルギー損失が発生する。

[0023] そこで本例の受入設備においては、複数段に分けてＢＯＧの昇圧を行うＢＯＧ圧縮機３の中間段を利用し、中間段の吐出側からＢＯＧを抽気することにより、適切な圧力（例えば０．５～１ＭｐａＧ）に昇圧されたＢＯＧを燃料ガスとしてガスエンジン６に供給する。図１に示した例では、ガスエンジン６に燃料ガスを供給するための燃料ガスライン１０４ａの基端部が、ＢＯＧ圧縮機３の１段目の圧縮段３１の吐出側に接続されている。

[0024] さらにＢＯＧを燃料ガスとしてガスエンジン６に供給する燃料ガスライン１０４ａ～１０４ｃには、ＢＯＧの発生量や性状の変動に対応して安定して

ガスエンジン６を稼働させるための各種機器が設けられている。

供給断弁５１は、燃料ガスライン１０４ａの下流側へのＢＯＧの供給、停止を実行する開閉弁である。当該供給断弁５１は、ＬＮＧタンク２側から供給されるＢＯＧの性状が予め設定された基準値を外れた場合に、燃料ガスライン１０４ａの下流側へのＢＯＧの供給を停止する供給停止部として機能する。

[0025] 供給断弁５１によってＢＯＧの供給、停止を実行する基準となるＢＯＧの性状としては、メタン価や熱量を挙げることができる。

メタン価は、ガスエンジンにおけるノッキングの発生しにくさ（アンチノック性能）を示す指標であり、ガソリンエンジンにおけるガソリンのオクタン価に相当している。メタン価が低い燃料ガスはノッキングを引き起こしやすく、メタン価の高い燃料ガスはノッキングを引き起こしにくい。メタン価の算出法としては、ＡＶＬ社が規格化したものやＣＡＲＢ（California Air Resources Board）の基準（「石油・天然ガスレビュー」（独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構）vol.39 No.5 p20参照）などがある。供給断弁５１における燃料ガスの供給断判断の基準としては、当該受入設備に設けられているガスエンジン６の仕様に採用されている算出法に準じて算出したメタン価が採用される。

[0026] また熱量は、ＢＯＧを燃焼させた場合に発生する発熱量や当該発熱量をＢＯＧ比重の１／２乗根で除したウォッベ指数などの指標が採用される。

ガスエンジン６に燃料ガスとして供給されるＢＯＧに要求されるメタン価や熱量は、ガスエンジン６の仕様として基準値の範囲が予め設定されている。

[0027] またＢＯＧ抜出ライン１０３ａには、オンラインのメタン価分析器やガス熱量計からなる分析計５５（性状検出部）が介設されている。この分析計５５にて検出されたＢＯＧのメタン価や熱量の値が、受入設備の制御を行うＤＣＳ（Distributed Control System）などからなる制御部５１１に出力されて、供給断弁５１の開閉動作の判断に活用される。

[0028] なお、分析計５５を設ける位置は、ＢＯＧ圧縮機３の出口側の燃料ガスライン１０４ａに限られるものではない。例えば、後述のＰＳＡ部５２にて窒素を除去した後の燃料ガスライン１０４ｂに分析計５５を設けてもよい。

また燃料ガスライン１０４ａにオンラインの分析計５５を設ける場合に限らず、燃料ガスライン１０４ａに供給されるＢＯＧを定期的にサンプリングしてオフラインで分析し、その結果に基づいて供給断弁５１の開閉を判断する構成としてもよい。

[0029] 供給断弁５１の下流側には、ガスエンジン６の燃料ガスとなるＢＯＧに含まれる窒素（N_2）の濃度を低減するための窒素除去部であるＰＳＡ（Pressure Swing Adsorption）部５２が配設されている。ＰＳＡ部５２は、窒素を吸着する吸着剤を充填した２つの吸着塔により構成され、その一方側にＢＯＧを通流させてＢＯＧ中の窒素を吸着除去する。またＢＯＧの通流を行っていない他方側の吸着塔においては、塔内圧力を降下させて吸着剤から窒素を脱離させ、塔内に供給されたエアなどと共に排出する再生操作が行われる。

[0030] そして、窒素の吸着、吸着剤の再生操作が行われる吸着塔を交互に切り替えることにより、ＢＯＧから窒素を除去する処理を連続して行うことができる。

ここで、窒素除去部にて採用される窒素の除去方法はＰＳＡ法による場合に限定されるものではない。例えばＢＯＧを冷却して液化し、窒素とメタンなどの燃料ガス成分とに蒸留分離する深冷分離法を採用してもよい。

[0031] ＰＳＡ部５２にて窒素が除去されたＢＯＧは、燃料ガスライン１０４ｂを介してガスホルダー５３に導入される。ガスホルダー５３は、燃料ガスとしてガスエンジン６に供給されるＢＯＧを一時的に貯蔵する。ガスホルダー５３の構成は、特別な形式のものに限定されないが、本例ではガスホルダー５３内に貯蔵されているＢＯＧの量に応じて昇降するピストン５３２を備えたものを例示してある。

[0032] また、ガスホルダー５３の内部には、ガスホルダー５３内のＢＯＧと、燃料ガスライン１０４ｂから受け入れたＢＯＧとを混合するためのバッフル板

５３１が配置されている。バッフル板５３１は、ＬＮＧタンカー１から受け入れたＬＮＧの性状変化などにより、ＢＯＧの性状が大きく変化した場合に、今まで使用していたガスホルダー５３内のＢＯＧと新たなＬＮＧから発生したＢＯＧとを十分に混合して、ガスエンジン６に供給される燃料ガスの性状変化を緩和するガス混合部の役割を果たしている。

[0033] 上述のガスホルダー５３内のＢＯＧは、燃料ガスライン１０４ｃを介してガスエンジン６に供給される。ガスエンジン６は、メタンを主成分とするＢＯＧを燃料ガスとして発電機６１を駆動し、発電を行うことが可能な内燃機関である。ガスエンジン６は、例えば３０％～１００％の幅広い負荷範囲で運転することが可能であり、ガスタービンに比べて外気温の変化の影響も受けにくいという特徴がある。

[0034] ガスエンジン６にて発電機６１を駆動して発電された電力は、電力供給設備である給電部６２を介してＢＯＧ圧縮機３やＬＮＧポンプ２１、４１、ＬＰＧポンプ８１などの電動機や受入設備内の照明のような電力消費機器に供給される。

またガスエンジン６にてＢＯＧを燃焼し、内部のシリンダを駆動した後の排ガスは、ＬＮＧ気化器４２や熱量調整部４３におけるＬＮＧ、ＬＰＧの気化、ＬＮＧタンク２の底面などの加熱に利用される。冷却水を熱源とする場合は、冷却水が熱媒となり、ＬＮＧ気化器４２、熱量調整部４３、ヒーター２２へ熱を供給する。冷却水、排ガスそのものを熱源とする場合には、ガスエンジン６から排出された冷却水や排ガスがそのままＬＮＧ気化器４２、熱量調整部４３、ヒーター２２へ供給される。この場合にはこれらの機器４２、４３、２２が排熱回収部を構成することとなる。また、排ガスの熱を利用して不図示のボイラーでスチームや温水などを発生させ、これを熱媒（熱源）として利用する場合にはボイラーが排熱回収部となる。

[0035] 以上に構成を説明したＬＮＧの受入設備において、ＬＮＧタンク２にて発生したＢＯＧを処理する動作の具体例を説明する。ここで図２は、供給断弁５１の開閉判断の流れを示すフロー図である。

図１に示したＬＮＧタンク２において、ＬＮＧタンカー１からのＬＮＧの受け入れを行っていないとき、例えば５ｔ／ｈ（トン毎時）のＢＯＧが発生しているとする。ガスエンジン６は、当該受入設備内の電力を賄うことが可能な出力を有しており、電力消費バランスで例えば１ｔ／ｈのＢＯＧを消費する。

[0036] 従って、ＢＯＧ抜出ライン１０３ａを介してＢＯＧ圧縮機３に供給されたＢＯＧのうち、４ｔ／ｈ分が気化ガスに混合され、製品ガスとして需要先７に払い出される。そして、ＬＮＧタンク２から送出されるＬＮＧの送出量は、前記ＢＯＧの混合分を考慮して増減されることになる。

[0037] 一方、燃料ガスとしてガスエンジン６に供給されるＢＯＧは、ＢＯＧ圧縮機３の中間段から燃料ガスライン１０４ａへ抜き出され、分析計５５にてメタン価や熱量が測定される（図２のスタート）。そして、ＢＯＧのメタン価及び熱量がいずれも基準値を満たしている場合には（同図のステップＳ１０１；ＹＥＳ、及びＳ１０２；ＹＥＳ）、燃料ガスライン１０４ａを介して下流側にＢＯＧが供給される（同図のステップＳ１０３）。

[0038] 燃料ガスライン１０４ａから供給されたＢＯＧは、ＰＳＡ部５２にて窒素が除去された後、ガスホルダー５３に流入して一時的に貯蔵され、次いでガスエンジン６に供給されて燃料ガスとして燃焼される。ＢＯＧを燃焼して発電された電力は、ＢＯＧ圧縮機３やＬＮＧポンプ２１、４１などで消費される。またガスエンジン６から排出される冷却水の排熱または燃焼排ガスの排熱はＬＮＧ気化器４２や熱量調整部４３、ヒーター２２で使用される。

[0039] ここでＬＮＧタンカー１からのＬＮＧの受け入れは、１カ月に１回～数回程度行われるが、この際にはＬＮＧタンク２におけるＢＯＧの発生量が通常時の数倍、例えば４倍程度にまで増大する。この場合には、ＢＯＧ圧縮機３を介して気化ガスに混合するＢＯＧの量を増やす一方、ＬＮＧタンク２から送出するＬＮＧの量を減らしてＢＯＧの増大分を吸収する。このとき、ガスエンジン６は受入設備内の電力消費量にバランスしてＢＯＧを消費している。

また、気化ガスへ混合可能な量を上回るＢＯＧが発生した場合には、燃料ガスライン１０４ａ側への供給量を増やし、ガスホルダー５３におけるＢＯＧの貯蔵量を一時的に増やしてもよい。

[0040] また、ＬＮＧタンカー１からＬＮＧを受け入れるタイミングにおいては、産地や井戸の違いによってＬＮＧの性状が大きく変化する場合がある。このような場合にはＬＮＧタンク２にて発生するＢＯＧの性状も大きく変化し、ガスエンジン６におけるＢＯＧの燃焼状態も変化する。しかしながらガスエンジン６の入口側にはガスホルダー５３が設けられており、今まで使用していたＢＯＧと新たなＬＮＧから発生したＢＯＧとがバッフル板５３１によって混合されるので、ガスエンジン６で燃焼されるＢＯＧの性状変化はゆっくりと進行する。この結果、ガスエンジン６はＢＯＧ性状の変化に対して余裕をもって追随することが可能であり、給気量などの運転条件を変更しながら稼働を継続することができる。

さらに本例の燃料ガスライン１０４ａ～１０４ｂにはＰＳＡ部５２が介設されているので、ＢＯＧ中の窒素濃度が上昇する性状変化があった場合でも、窒素の含有量を低減し安定した熱量を有する燃料ガスをガスエンジン６に供給することもできる。

[0041] 一方、ＢＯＧの性状の変化幅が大きく、メタン価や熱量の値がガスエンジン６にて使用可能な基準値を外れた場合には（図２のステップＳ１０１；ＮＯ、またはＳ１０２；ＮＯ）、供給断弁５１を閉じて燃料ガスライン１０４ａから下流側へのＢＯＧの供給を停止する（同図のステップＳ１０４）。燃料ガスライン１０４ａからのＢＯＧの供給を停止しても、ガスホルダー５３内にはＢＯＧが貯蔵されているので、ガスエンジン６は稼働を継続することができる。

[0042] また、ＢＯＧの性状変化が長時間に亘りそうな場合には、ガスエンジン６の稼働を下げ、ガスホルダー５３内に貯蔵されているＢＯＧにてガスエンジン６の稼働を継続してもよい。この結果、発電機６１の発電量が低下し、受入設備内の電力消費機器への電力供給を賄えなくなった場合には、外部から

電力を購入すればよい。

[0043] 燃料ガスライン１０４ａの下流側へのＢＯＧの供給を停止する上述の例において、ガスエンジン６側へ送られないＢＯＧは、高圧ＢＯＧライン１０３ｂを介して気化ガスに混合される。このとき、気化ガスへ混合可能な量を上回る量のＢＯＧが発生している場合には、不図示のフレアスタックへ余剰なＢＯＧを抜き出し、燃焼させてもよい。

[0044] ここで、例えば供給断弁５１の上流側の燃料ガスライン１０４ａには、ＢＯＧ圧縮機３の中間段から抜き出されたＢＯＧをＢＯＧ圧縮機３の吸込側へ戻す不図示のリサイクルラインが設けられ、下流側へのＢＯＧの供給を停止しても分析計５５による燃料ガスの分析を行うことができる構成となっている。そして、分析計５５にて検出されるＢＯＧの性状が基準値内の値となったら、供給断弁５１を開いて燃料ガスライン１０４ａの下流側にＢＯＧを供給する（図３のステップＳ１０１；ＹＥＳ、及びＳ１０２；ＹＥＳ、Ｓ１０３）。このとき、供給断弁５１を閉じている期間中に消費されたガスホルダー５３内のＢＯＧを補充するために、ガスホルダー５３へ向けて供給するＢＯＧの量をガスエンジン６におけるＢＯＧの消費量よりも一時的に増やしてもよい。

[0045] 本発明の実施の形態に係るＬＮＧの受入設備によれば以下の効果がある。ＬＮＧタンク２で発生したＢＯＧを昇圧して払い出すためのＬＮＧ払出ライン１０２ａ、気化ガス払出しライン１０２ｂ、出荷ライン１０５と、ガスエンジン６にＢＯＧを供給するための燃料ガスライン１０４ａ～１０４ｃとが併設されているので、ＢＯＧの発生量や性状の変化に応じて適切な処理先を選択し、安定した処理を行うことができる。

[0046] 次いで図３には、ＢＯＧを再液化するタイプのＬＮＧ受入設備にガスエンジン６を併設した例を示している。本例の受入設備は、ＢＯＧ圧縮機３ａの圧縮段３１、３２の数が、図１のＢＯＧ圧縮機３に比べて少なく、その吐出圧力が低い点と、ＢＯＧ圧縮機３ａの後段にＬＮＧとの熱交換によりＢＯＧを冷却して液化するためのコンデンサー４４が設けられている点と、コンデ

ンサー４４にて液化したＢＯＧが液化ＢＯＧライン１０３ｃを介してＬＮＧタンク２に回収され、または液化ＢＯＧ送出ライン１０７を介して、ＬＮＧタンク２から送出されたＬＮＧに合流した後、需要先７へ払い出される点とにおいて図１に示した例と異なっている。

[0047] 背景技術にて説明したように、再液化したＢＯＧを回収する受入設備は、窒素が循環して濃縮される問題があるが、ガスエンジン６へ向けてＢＯＧを常時、抜き出すことにより、窒素の濃縮度合を低減することができる。また、ＰＳＡ部５２にて窒素が除去されたＢＯＧを燃料ガスとしてガスエンジン６へ供給するので、ＢＯＧの再液化により窒素が濃縮しても、窒素濃度の上昇によるガスエンジン６への影響を抑えることができる。

[0048] ここで、図１に示した高圧ＢＯＧライン１０３ｂを流れるＢＯＧは、気化ガス払出しライン１０２ｂの気化ガスと混合されて払い出される場合に限定されるものではない。例えば当該気化ガスとは混合せずにそのまま熱量調整を行い、製品ガスとして払い出してもよい。

[0049] また、ガスエンジン６へ供給されるＢＯＧの圧力を調整する手法は、複数段式のＢＯＧ圧縮機３、３ａの中間段からＢＯＧを抽気する方式に限定されない。例えば図４に示すようにＢＯＧ圧縮機３の手前側で燃料ガスライン１０４ａを分岐させ、この燃料ガスライン１０４ａに昇圧用の燃料ガス圧縮機５４（昇圧部）を設け、ＢＯＧをガスエンジン６の受入圧力（例えば０．５～１ＭｐａＧ）まで昇圧してもよい。

[0050] 以上、図１、３、４には、ＬＮＧタンカー１からＬＮＧを受け入れ、ＬＮＧ気化器４２にてＬＮＧを気化させて需要先７へ出荷するタイプの受入設備の例を記載したが、本発明を適用可能な設備はＬＮＧタンカー１からＬＮＧを受け入れるタイプの受入設備に限定されない。例えばガス田の井戸元から産出された天然ガスを冷却、液化して得られたＬＮＧを受け入れるＬＮＧ液化基地の払出設備にも本発明は適用することができる。この場合には、上述の各図に示したＬＮＧ受入ライン１０１の接続元が、ＬＮＧタンカー１に替えてガス田に設けられたＬＮＧの液化基地の払出設備となる。

[0051] さらに、ガス田の井戸元から産出された天然ガスを冷却、液化して得られたＬＮＧを受け入れるＬＮＧ液化基地の払出設備の場合には、ＬＮＧタンク２内のＬＮＧを払い出す場合、ＬＮＧを気化させることも必須ではない。例えばＬＮＧタンク２内のＬＮＧを液体の状態のままＬＮＧタンカー１に払い出す構成のＬＮＧ液化基地の払出設備にも本発明は適用することができる。

[0052] さらには、本発明に係るＬＮＧの受入設備において、燃料ガスライン１０４ａ～１０４ｃに対して、供給断弁５１（供給停止部）、ＰＳＡ部５２（窒素除去部）、ガスホルダー５３の全てを設けることも必須の要件ではない。ＬＮＧタンク２に貯蔵されるＬＮＧやＢＯＧの性状変化やＢＯＧ発生量の変化に応じて、これらの設備５１、５２、５３のいずれかを選択して設けてもよい。

[0053] さらに、例えば共通の敷地内に複数基のＬＮＧタンク２を備える受入設備などにおいて、全てのＬＮＧタンク２に燃料ガスライン１０４ａ～１０４ｂ及びガスエンジン６を設けることも必須ではない。複数基のＬＮＧタンク２のうち１基に燃料ガスライン１０４ａ～１０４ｂ（図４に示す燃料ガス圧縮機５４を設置したものである）のみを設けて当該ＬＮＧタンク２にて発生するＢＯＧは全てガスエンジン６の燃料ガスとする構成としてもよい。一方、他のＬＮＧタンク２は従来通り、ＢＯＧ抜出ライン１０３ａ－ＢＯＧ圧縮機３－高圧ＢＯＧライン１０３ｂ（図１）やＢＯＧ抜出ライン１０３ａ－ＢＯＧ圧縮機３ａ－液化ＢＯＧライン１０３ｃ、液化ＢＯＧ送出ライン１０７（図３）を設け、ガスエンジン６へのＢＯＧの供給は行わない構成とする。そして、ガスエンジン６に接続されたＬＮＧタンク２の燃料ガスライン１０４ａを分岐させてこの分岐ラインを他のＬＮＧタンク２のＢＯＧ抜出ライン１０３ａに接続する。

[0054] この結果、複数のＬＮＧタンク２を備える受入設備全体で見たとき、当該受入設備にはＢＯＧを昇圧して払い出す系統（ＢＯＧ抜出ライン１０３ａ－ＢＯＧ圧縮機３－高圧ＢＯＧライン１０３ｂ）、または再液化して回収、払い出すための系統（ＢＯＧ抜出ライン１０３ａ－ＢＯＧ圧縮機３ａ－液化Ｂ

ＯＧライン１０３ｃ、液化ＢＯＧ送出ライン１０７）と、ガスエンジン６にＢＯＧを供給するための燃料ガスライン１０４ａ～１０４ｃとが併設された構成となる。

[0055] こうして１基のＬＮＧタンク２で発生したＢＯＧの全量をガスエンジン６にて燃焼し、発電して得られた電力が受入設備における電力消費量を上回る場合には、余剰の電力を売電することができる。ＢＯＧの性状がガスエンジン６にて受け入れ可能な基準を外れた場合には、既述の分岐ラインを介して、当該ＬＮＧタンク２で発生したＢＯＧを他のＬＮＧタンク２のＢＯＧ抜出ライン１０３ａへ抜き出し、ガスエンジン６へのＢＯＧの供給は停止すればよい。

符号の説明

[0056]

１	ＬＮＧタンカー
１０２ａ	ＬＮＧ払出ライン
１０２ｂ	気化ガス払出しライン
１０３ａ	ＢＯＧ抜出ライン
１０３ｂ	高圧ＢＯＧライン
１０３ｃ	液化ＢＯＧライン
１０４ａ～１０４ｃ	燃料ガスライン
１０５	出荷ライン
１０７	液化ＢＯＧ送出ライン
２	ＬＮＧタンク
２２	ヒーター
３、３ａ	ＢＯＧ圧縮機
３１～３３	圧縮段
４２	ＬＮＧ気化器
４３	熱量調整部
５１	供給断弁

５２　　ＰＳＡ部

５３　　ガスホルダー

５３１　　バッフル板

５４　　燃料ガス圧縮機

５５　　分析計

６　　ガスエンジン

６１　　発電機

６２　　給電部

請求の範囲

[請求項1] 外部から受け入れた液化天然ガスを貯蔵する貯蔵タンクと、

液化天然ガスを気化するための気化器を備え、前記貯蔵タンクから送出された液化天然ガスを前記気化器にて気化させて、ガスの状態で払い出すための払出しラインと、

前記貯蔵タンク内で発生したボイルオフガスを昇圧するガス圧縮部を備え、昇圧されたボイルオフガスを払い出すためのボイルオフガスラインと、

前記貯蔵タンク内で発生したボイルオフガスを燃料として利用し、発電機を駆動するガスエンジンと、

前記貯蔵タンク内のボイルオフガスを前記ガスエンジンに供給するための燃料ガスラインと、を備えたことを特徴とする液化天然ガスの受入設備。

[請求項2] 外部から受け入れた液化天然ガスを貯蔵する貯蔵タンクと、

液化天然ガスを気化するための気化器を備え、前記貯蔵タンクから送出された液化天然ガスを前記気化器にて気化させて、ガスの状態で払い出すための払出しラインと、

前記貯蔵タンク内で発生したボイルオフガスを昇圧して液化するガス圧縮部を備え、液化されたボイルオフガスを前記貯蔵タンクに戻すため、または前記気化器に供給するためのボイルオフガスラインと、

前記貯蔵タンク内で発生したボイルオフガスを燃料として利用し、発電機を駆動するガスエンジンと、

前記貯蔵タンク内のボイルオフガスを前記ガスエンジンに供給するための燃料ガスラインと、を備えたことを特徴とする液化天然ガスの受入設備。

[請求項3] 前記ガス圧縮部は複数段式のガス圧縮機を備え、前記燃料ガスラインは、前記ガス圧縮機の中間段の吐出側に接続されていることを特徴とする請求項１または２に記載の液化天然ガスの受入設備。

[請求項4] 前記燃料ガスラインは、前記ガス圧縮部の手前側にて前記ボイルオフガスラインから分岐し、前記ガスエンジンへ供給されるボイルオフガスを当該ガスエンジンの受入圧力まで昇圧する昇圧部を備えることを特徴とする請求項１または２に記載の液化天然ガスの受入設備。

[請求項5] 前記ガスエンジンに供給されるボイルオフガスの性状が予め設定された基準値を外れた場合に、前記燃料ガスラインへのボイルオフガスの供給を停止する供給停止部を備えることを特徴とする請求項１または２に記載の液化天然ガスの受入設備。

[請求項6] 前記燃料ガスラインには、ボイルオフガスの性状を検出する性状検出部が設けられていることを特徴とする請求項５に記載の液化天然ガスの受入設備。

[請求項7] 前記ボイルオフガスの性状は、メタン価であることを特徴とする請求項５に記載の液化天然ガスの受入設備。

[請求項8] 前記ボイルオフガスの性状は、熱量であることを特徴とする請求項５に記載の液化天然ガスの受入設備。

[請求項9] 前記燃料ガスラインには、ガスホルダーが設けられていることを特徴とする請求項１または２に記載の液化天然ガスの受入設備。

[請求項10] 前記ガスホルダーは、今まで使用していたボイルオフガスと、新たに外部から受け入れた液化天然ガスのボイルオフガスとを混合して、前記ガスエンジンンの燃料の性状変化を緩和するためのガス混合部を備えることを特徴とする請求項９に記載の液化天然ガスの受入設備。

[請求項11] 前記燃焼ガスラインには、ガスエンジンに供給されるボイルオフガスに含まれる窒素の濃度を低減するための窒素除去部を備えることを特徴とする請求項１または２に記載の液化天然ガスの受入設備。

[請求項12] 前記ガスエンジンから排出される冷却水の排熱または排ガスの排熱を回収する排熱回収部を備え、前記排熱回収部は、前記気化器、気化したガスに熱量調整用の液化石油ガスを供給するための熱量調整設備、または前記貯蔵タンクのヒーターの少なくとも一つに熱源を供給す

るためのものであることを特徴とする請求項１または２に記載の液化天然ガスの受入設備。

[請求項13] 前記発電機で発電された電力を、当該液化天然ガスの受入設備内の電力消費機器に供給する電力供給設備を備えたことを特徴とする請求項１または２に記載の液化天然ガスの受入設備。