

(19) 世界知的所有権機関
国際事務局

(43) 国際公開日

2014 年 1 月 16 日(16.01.2014)



(10) 国際公開番号

WO 2014/010033 A1

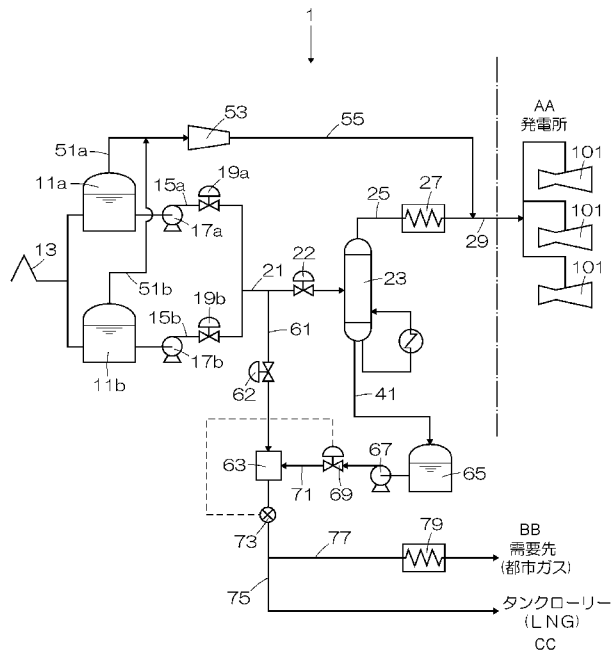
- | | | |
|--|-------------------------------|--|
| <p>(51) 国際特許分類:
F17C 9/02 (2006.01)</p> | <p>F17C 9/00 (2006.01)</p> | <p>(74) 代理人：専徳院 博(SENTOKUIN, Hiroshi);
〒7300017 広島県広島市中区鉄砲町1-20
第3ウエノヤビル5F Hiroshima (JP).</p> |
| <p>(21) 国際出願番号:</p> | <p>PCT/JP2012/067637</p> | <p>(81) 指定国 (表示のない限り、全ての種類の国内保護が可能): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.</p> |
| <p>(22) 国際出願日:</p> | <p>2012年7月11日(11.07.2012)</p> | <p>(84) 指定国 (表示のない限り、全ての種類の広域保護が可能): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), ユーラシア (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), ヨーロッパ (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI</p> |
| <p>(25) 国際出願の言語:</p> | <p>日本語</p> | |
| <p>(26) 国際公開の言語:</p> | <p>日本語</p> | |
| <p>(71) 出願人 (米国を除く全ての指定国について): 中国電力株式会社 (THE CHUGOKU ELECTRIC POWER CO., INC.) [JP/JP]; 〒7308701 広島県広島市中区小町4番33号 Hiroshima (JP). 東洋エンジニアリング株式会社 (TOYO ENGINEERING CORPORATION) [JP/JP]; 〒1006511 東京都千代田区丸の内1丁目5番1号 Tokyo (JP).</p> | | |
| <p>(72) 発明者; および</p> | | |
| <p>(75) 発明者/出願人 (米国についてのみ): 国広 哲生 (KUNIHIO, Tetsuo) [JP/JP]; 〒7308701 広島県広島市中区小町4番33号 中国電力株式会社内 Hiroshima (JP).</p> | | |

[續葉有]

(54) Title: LNG TERMINAL, AND GAS AND/OR LNG SUPPLY METHOD FOR LNG TERMINAL

(54) 発明の名称： LNG基地、LNG基地のガス及び／又はLNG供給方法

[図1]



AA... ELECTRIC POWER PLANT
BB... CONSUMER (MUNICIPAL GAS)
CC... TANK TRUCK (LNG)

(57) Abstract: Provided is an LNG terminal capable of accepting a variety of LNGs such as unconventional LNG or extra light LNG and supplying gas for electric power generation, fuel gas or LNG without adding external LPG, etc. The LNG terminal (1) is provided with: LNG tanks (11a, 11b) for accepting and storing LNG; a distillation apparatus (23) for separating heavy components, which are high heat-generating components contained in LNG or vaporized gas resulting from vaporization of LNG and a storage tank (65) for storing the separated heavy components; and fuel manufacturing equipment for manufacturing LNG of adjusted heating value by adding the heavy components stored in the storage tank (65) to the LNG. After adjusting the heating value by adding heavy components stored in the storage tank (65) to the LNG, the gas is vaporized by a vaporizer (79) and delivered as municipal gas. Additionally, the LNG from which heavy components have been separated by the distillation apparatus (23) is vaporized using a vaporizer (27) and same is delivered as gas for electric power generation.

(57) 要約:

[続葉有]

WO 2014/010033 A1



(BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, 添付公開書類:
NE, SN, TD, TG).

— 国際調査報告 (条約第 21 条(3))

非在来型 LNG 又は超軽質 LNG など多様な LNG を受け入れ、外部から LPG 等を添加することなく発電用ガス及び燃料ガス、LNG を供給可能ならしめる LNG 基地を提供する。 LNG 基地 1 は、LNG を受入れ貯蔵する LNG タンク 11 a、11 b と、LNG 又は LNG を気化させた気化ガスに含まれる高発熱成分である重質分を分離する蒸留装置 23 及び分離した重質分を貯蔵する貯蔵タンク 65 と、LNG に前記貯蔵タンク 65 に貯蔵する重質分を添加し、熱量を調整した LNG を製造する燃料製造設備とを備え、LNG に前記貯蔵タンク 65 に貯蔵する重質分を添加し、熱量を調整後、気化器 79 で気化させ都市ガスとして送出すると共に、蒸留装置 23 により重質分が分離された LNG を気化器 27 で気化させ、これを発電用ガスとして送出する。

明 細 書

発明の名称：

L N G基地、L N G基地のガス及び／又はL N G供給方法

技術分野

[0001] 本発明は、L N Gを受入れ貯蔵し、需要先に発電用ガス及び都市ガス等を供給するL N G基地、L N G基地のガス及び／又はL N G供給方法に関する。

背景技術

[0002] L N G基地（L N G受入基地）では、L N G（液化天然ガス）を気化させた気化ガス（N G）を発電用ガスとして発電所に供給するほか、ガス会社等へ燃料ガスとなるL N G、気化ガスを供給している。ガス会社等には、客先の要求性状を満足するL N G、気化ガスが供給される。発電用ガスも発熱量等が大きく変動するとガスタービンの安定運転に支障を来たすので、所定性状の気化ガスが供給される。

[0003] L N Gの性状は、産地やL N G製造過程により異なるが、上記のように供給する発電用ガス、ガス会社等に供給するL N G、気化ガスとも性状に制約があるため、現在、L N G基地では計画メタン濃度範囲内のL N Gを受け入れており、市場で主に流通しているメタン濃度が90%前後のL N Gの受け入れが主流である。受け入れたL N Gが所定の性状を満足しない場合には、性状の異なるL N Gをブレンドした後に供給することも行われている（例えば特許文献1 参照）。本明細書において、メタン濃度が90%のL N Gとは、L N Gを気化させN Gとしたとき、ガス中のメタン濃度が90 v o l %となるL N Gを言う。以下、同様である。

[0004] 今後は、柔軟なL N Gの調達や調達コスト低減のために非在来型L N G、さらにはメタン濃度100%の超軽質L N Gの受け入れが進むことが予想される。非在来型天然ガスは、通常の炭田・ガス田以外から生産される天然ガスであり、現在、タイトガス、コールベットメタン、シェールガスが商業生

産されている（例えば非特許文献1参照）。非在来型天然ガスは、メタン濃度が90%以上であり、現在使用されている天然ガスに比較すると発熱量は低い。

先行技術文献

特許文献

[0005] 特許文献1：特開2010-1355号公報

非特許文献

[0006] 非特許文献1：伊原 賢，シェールガス争奪戦，日刊工業新聞社，2011年，p8

発明の概要

発明が解決しようとする課題

[0007] 非在来型LNG又は超軽質LNGを受け入れ、客先の要求性状を満たすガス等を供給するには、エタン、プロパン等の重質分が多く含まれる高発熱量のLNG（重質LNG）をブレンドする必要がある、その量は現状に比較して多くなる。非在来型LNG又は超軽質LNGに重質LNGをブレンドし発熱量を調整する方法では、重質LNGの受け入れ量により、非在来型LNG又は超軽質LNGの受け入れ量が制限される課題がある。

[0008] 非在来型LNG又は超軽質LNGを受け入れる場合、重質LNGに代え、プロパンなど液化石油ガス（LPG）を添加し、発熱量を調整する方法も考えられるが、通常のLNG基地にはLPG供給設備は設けられていないため新設する必要がある。

[0009] 本発明は、従来とは異なった発想で上記問題を解決し、非在来型LNG又は超軽質LNGなど多様なLNGを受け入れ、外部からLPG等を添加することなく発電用ガス及び燃料ガス、LNGを供給可能ならしめるLNG基地、LNG基地のガス及び／又はLNG供給方法を提供することを目的とする。

課題を解決するための手段

[0010] 本発明は、L N GタンクにL N Gを受入れ貯蔵し、貯蔵しているL N Gを所定の性状に調整し気化ガス、L N Gとして供給するL N G基地であって、メタンガス又はメタンガスを主成分とする気化ガスを発電用ガスとして供給する発電用ガス供給系統と、外部から増熱剤を供給することなく、都市ガスとして使用可能な発熱量に調整された熱量調整ガス及び／又は熱量調整L N Gを供給する燃料供給系統と、を備えることを特徴とするL N G基地である。

[0011] 本発明のL N G基地は、メタンガス又はメタンガスを主成分とする気化ガスを発電用ガスとして、さらに都市ガスとして使用可能な発熱量に調整された熱量調整ガス及び／又は熱量調整L N Gを需要先に供給する。熱量調整ガス及び／又は熱量調整L N Gの性状は、従来のL N G基地から送出される都市ガスと変わらないが、発電用ガスの性状は、従来の発電用ガスと大きく異なる。従来の発電用ガスは、メタン濃度90 v o l %前後のガスであるのに対して、本発明のL N G基地から送出される発電用ガスのメタン濃度は圧倒的に高い。発電用ガスをエタン、プロパン等の重質分を含まない又は殆ど含まないメタンを主成分とするガスとすることで、L N Gから分離したエタン、プロパン等の重質分を熱量調整ガス及び／又は熱量調整L N Gを製造するときの増熱剤として使用することができる。これにより非在来型L N G又は超軽質L N Gなど多様なL N Gを受け入れ、外部からL P G等を添加することなく発電用ガス、燃料ガス及びL N Gを供給することができる。

[0012] 本発明において、前記発電用ガスは、ガスタービン用の燃料であり、メタン濃度が一定の値に制御された気化ガスであることを特徴とする。

[0013] メタンは、エタン、プロパン等に比較すると燃焼性が悪いため、これまでガスタービンの燃料としては、メタン以外にエタン、プロパン等を10 v o l %程度含むガスが使用されている。しかしガスタービンは、ガスカロリーやガスの燃焼速度が一定であれば、メタン濃度が高くても安定運転が可能である。つまりエタン、プロパン等を含まないメタン濃度が100 v o l %のガス、さらにはエタン、プロパン等を僅かしか含まないメタン濃度が100

v o l %に近いガスであっても、メタン濃度が一定あるいはメタン濃度の変動幅が小さいガスは、ガスタービンの燃料とすることができる。本発明のLNG基地は、従来のガスと比較してメタンガス濃度が高い気化ガスを発電用ガスとして供給するが、メタン濃度が一定の値に制御されているので、ガスタービンの燃料として好適に使用することができる。

[0014] また本発明のLNG基地は、前記LNG基地において、LNG又はLNGを気化させた気化ガスに含まれる高発熱成分である重質分を分離する重質分分離装置及び分離した重質分を貯蔵する重質分貯蔵タンクを有する重質分分離設備と、LNG及び／又はLNGを気化させた気化ガスに前記重質分分離装置で分離した重質分を添加し、熱量調整ガス及び／又は熱量調整LNGを製造する燃料製造設備と、を備え、前記発電用ガスが、前記重質分分離装置により重質分が分離されたLNGを気化させた気化ガス、LNGを気化させた気化ガスから前記重質分分離装置により重質分が分離された気化ガス、受入れたLNGをそのまま気化させた気化ガス、又はこれら気化ガスを混合したガスであることを特徴とする。

[0015] 本発明によれば、LNG又はLNGを気化させた気化ガスに含まれる高発熱成分である重質分を分離する重質分分離設備、分離した重質分を増熱剤としてLNG及び／又はLNGを気化させた気化ガスに添加し、熱量調整ガス及び／又は熱量調整LNGを製造する燃料製造設備を備えるので、外部から増熱剤を供給することなく、熱量調整ガス及び／又は熱量調整LNGを製造することができる。また重質分が分離されたLNGを気化させた気化ガス、LNGを気化させた気化ガスから重質分が分離された気化ガスを発電用ガスとするので、発電用ガスとしてメタンガス又はメタンガスを主成分とし、さらにはメタン濃度が一定の値に制御された気化ガスを供給することができる。またメタン濃度100%のLNGを受け入れたときは、それをそのまま気化させることで発電用ガスとすることもできる。

[0016] また本発明のLNG基地において、LNGを受入れ貯蔵するLNGタンク内で発生するBOGが、コンプレッサで昇圧され、前記重質分分離装置によ

り重質分が分離されたLNGを気化させた気化ガス、LNGを気化させた気化ガスから前記重質分分離装置により重質分が分離された気化ガス、受入れたLNGをそのまま気化させた気化ガス、又はこれら気化ガスを混合したガスと混合され、発電用ガスとして供給されることを特徴とする。

[0017] BOG（ボイルオフガス）は、カロリーが低いため従来はその取扱いに苦慮していたが、本発明においては、発電用ガスとしてメタンガス又はメタンガスを主成分とする気化ガスを供給するので、BOGを発電用ガスとして好適に使用することができる。

[0018] また本発明のLNG基地は、前記LNG基地において、2基以上のLNGタンクと、前記LNGタンクに貯蔵する2種以上のLNGを所定の割合で混合するLNG混合手段と、を備え、前記重質分分離設備は、各LNGタンク系統の共用設備であり、前記重質分分離装置は、前記LNG混合手段により混合されたLNG又は前記LNG混合手段により混合されたLNGを気化させた気化ガスから重質分を分離可能なことを特徴とする。

[0019] 本発明によれば、LNGタンクに貯蔵する2種以上のLNGを混合したLNGから重質分を分離するように重質分分離装置を設置することができる。この方式の場合、LNGタンク数によらず重質分分離設備を共用設備とすることができるので、プロセス構成を簡単にすることができる。

[0020] また本発明のLNG基地は、前記LNG基地において、前記LNGの混合を、LNGタンク内でLNGを混合するタンクミキシング、LNGの払い出し系統でLNGを混合するラインブレンダーにより行うことを特徴とする。

[0021] LNGタンク内でLNGを混合するタンクミキシング方式、LNGの払い出し系統でLNGを混合するラインブレンダー方式、いずれの方式を採用するLNG基地においても、本発明を適用することができる。

[0022] また本発明のLNG基地は、前記LNG基地において、2基以上のLNGタンクを備え、前記重質分分離装置は、各LNGタンク系統に設けられ、重質分を貯蔵する前記重質分貯蔵タンクは、各LNGタンク系統で共用であることを特徴とする。

- [0023] 本発明によれば、重質分分離装置は、各LNGタンク系統に設けられているので、LNGの受け入れ運用が容易となる。
- [0024] また本発明のLNG基地は、前記LNG基地において、2基以上のLNGタンクを備え、前記LNGタンクは、LNGをそのまま気化させた気化ガスを発電用ガスとして供給可能な発電用LNGのみを受入れる発電用LNGタンク系統と、発電用LNG以外のLNGのみを受入れる非発電用LNGタンク系統とに区別され、前記重質分分離設備は、前記非発電用LNGタンク系統にのみ設置されていることを特徴とする。
- [0025] 本発明によれば、重質分分離設備は、発電用LNG以外のLNGのみを受入れる非発電用LNGタンク系統にのみ設置され、LNGをそのまま気化させた気化ガスを発電用ガスとして供給可能な発電用LNGは、重質分分離設備に送られないので、重質分分離設備の負荷が軽減され、設備の小型化が図れる。
- [0026] また本発明のLNG基地において、前記重質分分離装置が、蒸留装置、ガス分離膜を備えるガス分離装置、気化ガスを冷却し液化させる液化装置、重質分を吸脱着する重質分着脱装置又は圧力スイング吸着法を使用した吸着装置であることを特徴とする。
- [0027] 本発明において、重質分の分離は、LNGのみならず、LNGを気化させた気化ガスから分離することも可能であり、その装置も特定の装置に限定されない所以、LNGの性状、LNG基地の規模等に合せ適宜選択することができる。重質分着脱装置又は圧力スイング吸着法を使用した吸着装置を使用する場合は、2基以上設置し交互に切換え運転することで発電用ガス、燃料ガス及びLNGの連続供給が可能となる。
- [0028] また本発明は、LNGタンクにLNGを受入れ貯蔵し、貯蔵しているLNGを所定の性状に調整し気化ガス、LNGとして供給するLNG基地の気化ガス及び／又はLNG供給方法であって、メタンガス又はメタンガスを主成分とする気化ガスを、LNG又はLNGを気化させた気化ガスに含まれる高発熱成分である重質分を分離し製造し、又は受入れたLNGをそのまま気化

させ製造し、又は前記2種以上の方法で製造された気化ガスを混合し製造し、又はこれらガスにLNGタンク内で発生するBOGを混合し製造し、当該ガスを発電用ガスとして需要先に供給し、都市ガスとして使用可能な発熱量に調整した気化ガス及び／又はLNGを、外部から増熱剤を供給することなく分離された前記重質分を用いて製造し、又は外部から増熱剤を供給することなく2種以上のLNGを気化させた気化ガス及び／又はLNGを混合し製造し、需要先に供給することを特徴とするLNG基地のガス及び／又はLNG供給方法である。

[0029] 本発明のLNG基地のガス及び／又はLNG供給方法は、エタン、プロパン等の重質分を含まない又は殆ど含まないメタンを主成分とするガスを発電用ガスとして供給するので、LNGからエタン、プロパン等の重質分を分離回収し、これを熱量調整ガス及び／又は熱量調整LNGを製造するときの増熱剤として使用することができる。また本発明において、発電用ガスを製造するとき、従来の発電用ガスと異なりエタン、プロパン等の重質分、重質LNGを添加する必要がない。このため非在来型LNG又は超軽質LNGなど多様なLNGを受け入れ、外部からLPG等を添加することなく発電用ガス、燃料ガス及びLNGを供給することができる。

発明の効果

[0030] 本発明によれば、非在来型LNG又は超軽質LNGなど多様なLNGを受け入れ、外部からLPG等を添加することなく発電用ガス及び燃料ガス、LNGを供給することができる。また本発明のLNG基地、LNG基地のガス／又はLNG供給方法は、既設のLNG基地において、基本的に重質分分離設備、分離した重質分をLNG又は気化ガスに添加し熱量を調整する装置を追設することで実現可能であり、既設のLNG基地を改造する場合においても、LNG基地の稼働設備への影響を最小限とすることができる。

図面の簡単な説明

[0031] [図1]本発明の第1実施形態のLNG基地1の機器構成図である。

[図2]本発明の第2実施形態のLNG基地2の機器構成図である。

[図3]本発明の第3実施形態のLNG基地3の機器構成図である。

[図4]本発明の第4実施形態のLNG基地4の機器構成図である。

[図5]本発明の第5実施形態のLNG基地5の機器構成図である。

発明を実施するための形態

[0032] 図1は、本発明の第1実施形態のLNG基地1の機器構成図である。LNG基地1は、発電用ガス供給系統を備え、メタンガス又はメタンガスを主成分とする気化ガスを発電用ガスとして供給すると共に、燃料供給系統を備え、外部から増熱剤を供給することなく、都市ガスとして使用可能な熱量に調整された熱量調整ガス及び／又は熱量調整LNGを供給する。なお、本実施形態では、発電用ガスは、ガスタービンの燃料として供給される。

[0033] LNG基地1は、2基のLNGタンク11a、11bを備え、LNGタンカー（図示省略）で運ばれるLNGをアンローディングアーム13を介して受入れ貯蔵する。受け入れるLNGは、特定のLNGに限定されるものではなく、メタン濃度90vol%程度の在来型LNG、メタン濃度90vol%以上の非在来型LNG、さらにはメタン濃度100vol%の超軽質LNGを受け入れることができる。

[0034] 2基のLNGタンク11a、11bも、受け入れるLNGの種類が限定されていない。このためLNGタンク11aにおいて、貯蔵中の在来型LNGが消費されると、次回、非在来型LNGを受け入れる場合もある。LNGタンク11bについても同様である。

[0035] LNGタンク11a、11bには、各々LNG払い出しライン15a、15bが接続し、LNG払い出しライン15a、15bの途中には、LNGを昇圧するLNGポンプ17a、17b、さらにLNGポンプ17a、17bの吐出側に流量制御弁19a、19bが設けられている。LNG払い出しライン15a、15bは、流量制御弁19a、19bの下流側で合流し、混合ライン21となる。

[0036] 流量制御弁19a、19b及び混合ライン21は、LNGタンク11aから払い出されるLNG、LNGタンク11bから払い出されるLNGを所定

の割合でブレンドする混合手段として機能し、ここで２種類のＬＮＧをラインブレンドすることができる。

[0037] 混合ライン２１は、蒸留装置２３に接続し、ＬＮＧタンク１１ａから払い出されるＬＮＧ、ＬＮＧタンク１１ｂから払い出されるＬＮＧ、さらには２基のＬＮＧタンク１１ａ、１１ｂのＬＮＧをブレンドしたＬＮＧを蒸留装置２３に送る。

[0038] 蒸留装置２３は、混合ライン２１から送られるＬＮＧを所定の温度、圧力で蒸留し、メタンとエタン、プロパン、ブタン等の重質分とに分離する。メタンと重質分との分離度、別の表現をすれば分離されたメタンに含まれる重質分の濃度については後述する。蒸留装置２３は、公知の蒸留装置を使用することが可能であり、蒸留塔の仕様、機器の構成等も特定のものに限定されるものではなく、メタンと重質分との分離度に応じて適宜決定することができる。蒸留装置２３で分離されたメタンは、上部ライン２５を介して気化器２７に送られる。一方、エタン、プロパン、ブタン等の重質分は、下部ライン４１を介して貯蔵タンク６５に送られここに貯蔵される。

[0039] 気化器２７は、蒸留塔２３から送出されるメタンを完全に気化させ又は加熱する装置である。気化器２７には、ＬＮＧ基地で一般的に使用されている海水を加熱媒体とするオープンラック式気化器（ＯＲＶ）、サブマージド式気化器（ＳＭＶ）を使用することができる。蒸留装置２３から排出されるメタンがガスであれば、加熱器を使用してもよい。ここでは蒸留装置２３から排出されるメタンを完全にガス化させかつ所定の温度まで昇温させることができればよく、気化器、加熱器の名称に拘泥されるものではない。

[0040] 気化器２７で完全にガス化され所定の温度に昇温したメタンガスは、発電用ガスとしてガスライン２９を通じて、発電所に供給される。発電用ガスは、ガスタービン１０１の燃料として使用される。

[0041] ガスライン２９には、ＢＯＧ（ボイルオフガス）ライン５５が接続し、ＬＮＧタンク１１ａ、１１ｂ内で発生するＢＯＧが発電用ガスとして、蒸留装置２３で重質分が分離されたメタンガスに混合される。ＢＯＧは、ＬＮＧタ

ンク 11 a、11 b に貯蔵する LNG の一部が外部からの入熱により蒸発したガスであり、成分は、ほぼメタン濃度 100 vol % である。LNG タンク 11 a、11 b の気相部に接続する BOG ライン 51 a、51 b は、BOG コンプレッサ 53 を介して BOG ライン 55 と接続し、BOG は BOG コンプレッサ 53 で昇圧され、ガスライン 29 に送られる。

[0042] 混合ライン 21 には、ライン途中に分岐ライン 61 が接続する。分岐ライン 61 は、熱量調整装置 63 に接続し、混合ライン 21 を流通する LNG の一部を熱量調整装置 63 に送る。混合ライン 21 には、分岐ライン 61 が接続する位置よりも下流側に蒸留装置 23 に送る LNG の量を調整する流量調整弁 22 が設けられている。同様に、分岐ライン 61 にも熱量調整装置 63 に送る LNG の量を調整する流量調整弁 62 が設けられている。

[0043] 熱量調整装置 63 は、分岐ライン 61 を介して送られる LNG の発熱量を都市ガス (13 A) と同じ熱量に調整するための装置である。熱量調整装置 63 には、増熱剤供給ポンプ 67 及び流量調整弁 69 が介装された増熱剤供給ライン 71 が接続する。熱量調整装置 63 の出口部には、熱量を測定可能な熱量計 73 が設置され、必要に応じて増熱剤供給ライン 71 を介して貯蔵タンク 65 に貯蔵する重質分が増熱剤として供給される。

[0044] 熱量調整装置 63 により熱量が調整された LNG は、燃料ライン 75 を通じてタンクローリー出荷場に送られ、タンクローリーを介して需要先に出荷される。熱量が調整された LNG の多くは、気化器 79 で気化され、都市ガス (13 A) として都市ガスライン 77 を通じて需要先に送られる。

[0045] 以上のように第 1 実施形態の LNG 基地 1 は、LNG タンク 11 a、11 b、LNG 払い出しライン 15 a、15 b、混合ライン 21、蒸留装置 23、上部ライン 25、気化器 27、ガスライン 29、さらにはこれに接続する BOG ライン 51 a、51 b、55 により発電用ガス供給系統を構成する。また熱量調整装置 63、貯蔵タンク 65 及び増熱剤供給ライン 71 等で構成される増熱剤供給系統、熱量計 73 により燃料製造設備を構成し、さらに該燃料製造設備、LNG タンク 11 a、11 b、LNG 払い出しライン 15 a

、 15b、混合ライン21、分岐ライン61、燃料ライン75、都市ガスライン77、気化器79により燃料供給系統を構成する。

[0046] LNG基地1では、メタンガス又はメタンガスを主成分とし、かつメタン濃度が一定の値に制御された気化ガスを発電用ガスとしてガスタービン101に供給する。発電用ガスとして使用可能な気化ガスのメタン濃度を数値で示せば、下限値は約96vol%、上限値は100vol%である。

[0047] 発電用ガスとして使用可能な気化ガスのメタン濃度は、ガスタービン101の運転性、都市ガス等の製造に必要な重質分の確保の点から決定される。メタンは、エタン、プロパン等に比較すると燃焼性が悪いため、ガスタービン101の運転性のみ考えるのであれば、従来のガスタービン燃料と同様に、メタン以外にエタン、プロパン等を10vol%程度含むガスが好ましい。一方で、エタン、プロパン等の重質分を多く含む気化ガスを発電用ガスとすると、都市ガスの製造に必要な重質分を確保することができなくなる。

[0048] ここでは、メタンガス又はメタンガスを主成分とし、かつメタン濃度が一定の値に制御された気化ガスをガスタービンの燃料とすることで上記問題を解決する。メタンは、エタン、プロパン等に比較すると燃焼性が悪いが、ガスタービンは、ガスカロリーやガスの燃焼速度が一定であれば、メタン濃度が高くても安定運転が可能である。つまりエタン、プロパン等を含まないメタン濃度が100vol%のガス、さらにはエタン、プロパン等を僅かしか含まないメタン濃度が100vol%に近いガスであっても、メタン濃度が一定あるいはメタン濃度の変動幅が小さいガスは、ガスタービンの燃料とすることができる。

[0049] メタン濃度の変動幅は、使用するガスタービンから決定されるが、変動幅を例示すれば、±1%程度である。よって、ガスタービンの燃料として供給される気化ガスの一例を示せば、メタン濃度98%±1%の気化ガスである。

[0050] 分離回収する重質分が多いほど、多様なLNGを受け入れることが可能となるが、LNGに含まれる重質分の分離度を高めるほど蒸留装置の仕様が厳

しく、負荷が大きくなる。またメタン99%のLNGを受け入れた場合に、これをメタン濃度100%にすることは効率的とはいえない。メタン99%のLNGを多く受け入れるLNG基地にあっては、これをそのまま気化させ発電用ガスとすることが効率的である。

[0051] 発電用ガスに使用する気化ガスには、BOGも混入される。BOGの発生量は、蒸留装置23から排出される重質分が分離されたメタンの流量に比較して少ないので、発電用ガスに与える影響は小さいが、BOGは、ほぼメタン濃度100vol%のガスであるから、蒸留装置23から排出される重質分が分離されたメタンの濃度を97vol%としたような場合、BOGの発生量変動すると発電用ガスのメタン濃度変動することも考慮しておく必要がある。

[0052] BOGは、カロリーが低い従来はその取扱いに苦慮していたが、ここでは発電用ガスとしてメタンガス又はメタンガスを主成分とする気化ガスを供給するので、BOGを発電用ガスとして好適に使用することができる。

[0053] 以上のことから発電用ガスとして使用可能な気化ガスのメタン濃度は、96vol%、好ましくは97vol%、より好ましくは98～100vol%である。以上の発電用ガスの考え方は、後述の第2～第5実施形態のLNG基地においても同じである。

[0054] 次に、LNG基地1の代表的な運転方法を説明する。以下に示す運転方法は、代表例であり、LNG基地1の運転方法は、下記の運転方法、数値に限定されるものではない。熱量が調整されたLNGも都市ガス(13A)と同時に製造されるので、都市ガス(13A)の製造には熱量が調整されたLNGの製造も含まれるものとする。またBOGは、気化ガスに混合され発電用ガスとして送出されるものとする。他の実施形態についても同様である。

[0055] ケース1：LNGタンク11aには、メタン濃度が約95%のLNGが貯蔵され、LNGタンク11bには、メタン濃度が約90%のLNGが貯蔵されているものとする。都市ガスは、発熱量が46MJ/m³Nの気化ガスとする。なお、発熱量46MJ/m³Nのガスの組成は、凡そメタン濃度が88vol%

○ 1 %、他の成分がエタン、プロパン、ブタンである。また貯蔵タンク 6 5 には、エタン、プロパン、ブタンなどの重質分が貯蔵されているものとする。

[0056] LNGタンク 1 1 a に貯蔵の LNG を使用し、発電用ガス及び都市ガス (1 3 A) を製造するときは、LNG 払い出しライン 1 5 a、混合ライン 2 1、分岐ライン 6 1 を介して蒸留装置 2 3 及び熱量調整装置 6 3 に LNG を送る。発電用ガスは、蒸留装置 2 3 で LNG に含まれる重質分を分離しメタン濃度 9 8 % 以上とした後に、気化器 2 7 でガス化又は加温し、発電用ガスとして送出する。

[0057] LNGタンク 1 1 a に貯蔵の LNG は、メタン濃度が約 9 5 % であり、都市ガスとするには、発熱量が不足するので、LNGタンク 1 1 a に貯蔵の LNG をそのまま気化させ都市ガスとして送出することができない。よって発熱量が所定の発熱量となるように増熱剤供給ライン 7 1 を通じて熱量調整装置 6 3 に重質分を供給し、LNG に重質分を添加する。これを気化器 7 9 で気化させ都市ガスとして送出する。

[0058] LNGタンク 1 1 b に貯蔵の LNG を使用し、発電用ガス及び都市ガスを製造するとき、LNGタンク 1 1 a 及び LNGタンク 1 1 b に貯蔵の LNG を同時に使用するときも、LNGタンク 1 1 a に貯蔵の LNG を使用するときと同様に考えればよい。

[0059] ケース 2 : LNGタンク 1 1 a には、メタン濃度が約 9 5 % の LNG が貯蔵され、LNGタンク 1 1 b には、メタン濃度が 1 0 0 % の LNG が貯蔵されているものとする。他は、ケース 1 と同様とする。

[0060] LNGタンク 1 1 b に貯蔵の LNG を使用し、発電用ガス及び都市ガスを製造するときの要領を説明する。LNG 払い出しライン 1 5 b、混合ライン 2 1、分岐ライン 6 1 を介して蒸留装置 2 3 及び熱量調整装置 6 3 に LNG を送る。この LNG には、重質分が含まれていないので、蒸留装置 2 3 に送られた LNG はそのまま塔頂から排出される。これを気化器 2 7 でガス化又は加温し発電用ガスとして送出する。

- [0061] LNGタンク11bに貯蔵のLNGは、メタン濃度が100%であり、都市ガスとするには、発熱量が不足するので、LNGタンク11bに貯蔵のLNGをそのまま気化させ都市ガスとして送出することができない。メタン濃度が100%のLNGの場合、蒸留装置23に通じても重質分を回収することができないが、このLNG基地1には、重質分を貯蔵する貯蔵タンク65を備えるので、貯蔵タンク65に貯蔵された重質分とメタン濃度100%のLNGとから都市ガスを製造する。
- [0062] ケース3：LNGタンク11aには、メタン濃度が約95%のLNGが貯蔵され、LNGタンク11bには、メタン濃度が85%のLNGが貯蔵されているものとする。その他は、ケース1と同様とする。
- [0063] LNGタンク11bに貯蔵のLNGは、メタン濃度が85%であり、これをそのまま気化させても発電用ガスはもちろん、都市ガスとしても使用することができない。このためLNGの発熱量が都市ガスと同じ発熱量となるようにLNGタンク11aのLNGとLNGタンク11bのLNGとをラインブレンドし、このLNGを使用して発電用ガス及び都市ガスを製造する。
- [0064] ブレンドされたLNGは、ケース1で示したメタン濃度95%のLNGと同様の要領で発電用ガスを製造する。都市ガスは、ブレンドされたLNGを気化させたガスを送出する。本ケースでは、都市ガスの製造に重質分を添加する必要がないので、蒸留装置23で分離された重質分は、そのまま貯蔵タンク65に貯蔵される。
- [0065] 以上のように第1実施形態のLNG基地1は、2基のLNGタンク11a、11b、2種以上のLNGをブレンドする混合手段、LNGから重質分を分離する蒸留装置23及び貯蔵タンク65を含み構成される重質分分離設備、都市ガスなど熱量を調整した気化ガス及びLNGを製造する燃料製造設備を備えるので、種々の性状のLNGの受け入れが可能であり、多様な運転及び運用を行なうことができる。
- [0066] なお、上記実施形態では、蒸留装置23で分離された重質分を液体として貯蔵タンク65に貯蔵し、液体状態の重質分を熱量調整装置63に供給する

例を示したが、重質分をガス状態で貯蔵し、該重質分を熱量調整装置 63 にガス状態で供給するようにしてもよい。また、蒸留装置 23 をバイパスするラインを設け、予め定めるメタン濃度の LNG を受け入れた場合、この LNG を直接、気化器 27 に送り気化させるようにしてもよい。なお、LNG タンクの数、2 基に限定されるものではない。

[0067] 図 2 は、本発明の第 2 実施形態の LNG 基地 2 の機器構成図である。図 1 に示す第 1 実施形態の LNG 基地 1 の構成と同一の構成には、同一の符号を付して説明を省略する。

[0068] 第 2 実施形態の LNG 基地 2 は、第 1 実施形態の LNG 基地 1 と同様の技術的思想に基づき構築された LNG 基地であり、第 1 実施形態の LNG 基地 1 と同様に、メタンガス又はメタンガスを主成分とする気化ガスを発電用ガスとして供給する発電用ガス供給系統と、外部から増熱剤を供給することなく、都市ガスとして使用可能な熱量に調整された熱量調整ガス及び／又は熱量調整 LNG を供給する燃料供給系統とを備える。

[0069] 受け入れる LNG は、特定の LNG に限定されるものではなく、メタン濃度 90 vol % 程度の在来型 LNG、メタン濃度 90 vol % 以上の非在来型 LNG、さらにはメタン濃度 100 vol % の超軽質 LNG を受け入れることができる。2 基の LNG タンク 11a、11b も、受け入れる LNG の種類が限定されていない。このため LNG タンク 11a において、貯蔵中の在来型 LNG が消費されると、次回、非在来型 LNG を受け入れる場合もある。LNG タンク 11b についても同様である。

[0070] LNG 基地 2 は、LNG 基地 1 と基本的構成を同じくするが、LNG 基地 1 の場合、蒸留装置 23 が 1 基であったのに対して、LNG 基地 2 では、各タンク系統に蒸留装置 23a、23b が設置されている点が異なる。タンク系統とは、LNG タンクに貯蔵する LNG に直接関連する系統をいい、LNG タンク 11a の系統の場合、LNG タンク 11a、LNG 払い出しライン 15a、バイパスライン 31a、BOG ライン 51a、分岐ライン 61a が含まれる。

- [0071] LNGタンク11aに接続するLNG払い出しライン15aは、末端部が蒸留装置23aに直接接続する。またLNG払い出しライン15aには、流量制御弁19aの下流に蒸留装置23aをバイパスするバイパスライン31aが設けられ、バイパスライン31aは、上部ライン25aに接続する。
- [0072] バイパスライン31aが接続する地点よりも下流側のLNG払い出しライン15a、バイパスライン31a及び上部ライン25aの途中には、開閉弁30a、32a、24aが設けられている。さらにバイパスライン31aが接続する地点よりも下流側でかつ開閉弁30aの上流側のLNG払い出しライン15aには、熱量調整装置63にLNGを送る分岐ライン61aが接続する。
- [0073] LNGタンク11bの系統も同じ構成からなるので説明を省略する。図2においては、添え字bを付してLNGタンク11aの系統と区別している。重質分を貯蔵する貯蔵タンク65は、LNGタンク11a、11bの系統に共用である。
- [0074] また流量制御弁19a、19bの下流側でかつバイパスライン31a、31bが接続する地点よりも上流側に、LNG払い出しライン15aとLNG払い出しライン15bとを連絡する連絡ライン33が設けられている。連絡ライン33は、ライン途中の開閉弁34を備える。
- [0075] 以上のように第2実施形態のLNG基地2は、LNGタンク11a、11b、LNG払い出しライン15a、15b、連絡ライン33、蒸留装置23a、23b、上部ライン25a、25b、バイパスライン31a、31b、気化器27、ガスライン29、さらにはこれに接続するBOGライン51a、51b、55により発電用ガス供給系統を構成する。また熱量調整装置63、貯蔵タンク65及び増熱剤供給ライン71等で構成される増熱剤供給系統、熱量計73により燃料製造設備を構成し、さらに該燃料製造設備、LNGタンク11a、11b、LNG払い出しライン15a、15b、連絡ライン33、分岐ライン61a、61b、燃料ライン75、都市ガスライン77、気化器79により燃料供給系統を構成する。

[0076] 次に、LNG基地2の代表的な運転方法を説明する。以下に示す運転方法は、代表例であり、LNG基地2の運転方法は、下記の運転方法、数値に限定されるものではない。

[0077] ケース1：LNGタンク11aには、メタン濃度が約95%のLNGが貯蔵され、LNGタンク11bには、メタン濃度が約90%のLNGが貯蔵されているものとする。都市ガスは、発熱量が46MJ/m³Nの気化ガスとする。なお、発熱量46MJ/m³Nのガスの組成は、凡そメタン濃度が88vol%、他の成分がエタン、プロパン、ブタンである。また貯蔵タンク65には、エタン、プロパン、ブタンなどの重質分が貯蔵されているものとする。

[0078] LNGタンク11aに貯蔵のLNGを使用し、発電用ガス及び都市ガスを製造するときは、LNG払い出しライン15a、分岐ライン61aを介して蒸留装置23a及び熱量調整装置63にLNGを送る。このときバイパスライン31aは閉止する。発電用ガスは、蒸留装置23aでLNGに含まれる重質分を分離しメタン濃度98%以上とした後に、気化器27でガス化又は加温し、発電用ガスとして送出する。

[0079] LNGタンク11aに貯蔵のLNGは、都市ガスとするには、発熱量が不足するので、発熱量が所定の発熱量となるように増熱剤供給ライン71を通じて熱量調整装置63に重質分を供給し、LNGに重質分を添加する。これを気化器79で気化させ都市ガスとして送出する。LNGタンク11bに貯蔵のLNGを使用して発電用ガス及び都市ガスを製造するときもLNGタンク11aに貯蔵のLNGを使用するときと同様に考えればよい。以上のようにこれら運転方法は、第1実施形態のケース1の運転方法と同じである。

[0080] ケース2：LNGタンク11aには、メタン濃度が約95%のLNGが貯蔵され、LNGタンク11bには、メタン濃度が100%のLNGが貯蔵されているものとする。他は、ケース1と同様とする。

[0081] 以下、2基のLNGタンク11a、11bに貯蔵するLNGを同時に使用し、発電用ガス及び都市ガスを製造するときの要領を説明する。ここでは、

LNGタンク11aに貯蔵するLNGは、都市ガスの製造専用、LNGタンク11bに貯蔵のLNGは、発電用ガス専用とする。

[0082] LNGタンク11aに貯蔵するLNGは、払出しライン15a及び分岐ライン61aを通じて熱量調整装置63にLNGを送り、増熱剤供給ライン71を通じて熱量調整装置63に重質分を供給し発熱量を調整する。このとき蒸留装置23aに通じる払出しライン15a及びバイパスライン31aは閉止する。

[0083] LNGタンク11bに貯蔵のLNGは、メタン濃度が100%であるので、LNG払い出しライン15b及びバイパスライン31bを介してLNGを気化器27に送り、気化させた後、発電用ガスとして送出する。このとき、蒸留装置23bに通じる払出しライン15b及び分岐ライン61bは閉止する。

[0084] ケース2の場合において、LNGタンク11aに貯蔵するLNGを、都市ガス専用とせず、ケース1と同様の要領で都市ガスと発電用ガスとを製造するようにしてもよい。また実施例1と同様に、連絡ライン33を介してLNGタンク11aに貯蔵のLNGとLNGタンク11bに貯蔵のLNGとを混合し、実施例1と同様の要領で都市ガスと発電用ガスとを製造するようにしてもよい。

[0085] ケース3：LNGタンク11aには、メタン濃度が約95%のLNGが貯蔵され、LNGタンク11bには、メタン濃度が85%のLNGが貯蔵されているものとする。その他は、ケース1と同様とする。

[0086] LNGタンク11bに貯蔵のLNGは、メタン濃度が85%であり、これをそのまま気化させても発電用ガスはもちろん、都市ガスとしても使用することができない。このためLNGの発熱量が都市ガスと同じ発熱量となるようにLNGタンク11aのLNGとLNGタンク11bのLNGとを連絡ライン33を介してラインブレンドし、このLNGを都市ガス用のガスとする。

[0087] 発電用ガスは、ブレンドしたLNGを使用し製造してもよいが、メタン濃

度が高いLNGタンク11aに貯蔵するLNGを使用し、ケース1に記載の要領で製造すればよい。本ケースでは、都市ガスの製造に重質分を添加する必要がないので、蒸留装置23aで分離した重質分は、そのまま貯蔵タンク65に貯蔵される。

[0088] 以上のように第2実施形態のLNG基地2は、各タンク系統に蒸留装置23a、23bが設置されているので、第1実施形態のLNG基地1以上に多様な運転を行うことができる。また種々の性状のLNGの受け入れが可能であり、多様な運用が行える。

[0089] なお、上記実施形態では、蒸留装置23a、23bで分離された重質分を液体として貯蔵タンク65に貯蔵し、液体状態の重質分を熱量調整装置63に供給する例を示したが、重質分をガス状態で貯蔵し、該重質分を熱量調整装置63にガス状態で供給するようにしてもよい。またLNGタンクの数とは、2基に限定されるものではない。

[0090] 図3は、本発明の第3実施形態のLNG基地3の機器構成図である。図1に示す第1実施形態のLNG基地1、図2に示す第2実施形態のLNG基地2の構成と同一の構成には、同一の符号を付して説明を省略する。

[0091] 第3実施形態のLNG基地3は、第1実施形態のLNG基地1と同様の技術的思想に基づき構築されたLNG基地であり、第1実施形態のLNG基地1及び第2実施形態のLNG基地2と同様に、メタンガス又はメタンガスを主成分とする気化ガスを発電用ガスとして供給する発電用ガス供給系統と、外部から増熱剤を供給することなく、都市ガスとして使用可能な熱量に調整された熱量調整ガス及び／又は熱量調整LNGを供給する燃料供給系統とを備える。

[0092] 受け入れるLNGは、特定のLNGに限定されるものではなく、メタン濃度90vol%程度の在来型LNG、メタン濃度90vol%以上の非在来型LNG、さらにはメタン濃度100vol%の超軽質LNGを受け入れることができる。但し、LNG基地3は、第1実施形態のLNG基地1及び第2実施形態のLNG基地2と異なり、LNGタンク11a、11bに受け入

れるLNGの種類が特定されているため系統がLNG基地1及びLNG基地2と多少異なる。

[0093] LNGタンク11aは、メタン濃度98%以上のLNG専用のタンクであり、LNG払い出しライン15aは、蒸留装置23には接続せず、気化器27に直接接続する。LNGタンク11bは、メタン濃度98%未満のLNGを専用に受入れるタンクであり、メタン濃度98%未満のLNGであればLNG中のメタン濃度は特に問わない。LNGタンク11bのLNG払い出しライン15bは、蒸留装置23に接続し、払出しライン15bには、熱量調整装置63にLNGを送る分岐ライン61が接続する。

[0094] さらにLNG払い出しライン15aとLNG払い出しライン15bとは、流量調整弁36が介装された混合ライン35で結ばれる。混合ライン35は、LNGタンク11aに貯蔵するLNGを払出しライン11bに送るためのラインである。

[0095] LNGタンク11bに受け入れるLNGが都市ガス(13A)相当の発熱量を有していないときは、発熱量を調整する操作が必要となる。LNGの発熱量が都市ガス(13A)相当以下の場合には、増熱剤供給ライン71を通じて増熱剤を供給することで発熱量を調整することができる。一方、LNGの発熱量が都市ガス(13A)相当以上の場合には、発熱量を低下させるために混合ライン35からメタン濃度98%以上のLNGを供給することで発熱量を調整する。よって都市ガス(13A)相当の発熱量以下のLNGのみを受け入れる場合には、混合ライン35を設けなくてもよい。

[0096] 以上のように第3実施形態のLNG基地3は、LNGタンク11a、11b、LNG払い出しライン15a、15b、蒸留装置23、上部ライン25、気化器27、ガスライン29、混合ライン35、さらにはこれに接続するBOGライン51a、51b、55により発電用ガス供給系統を構成する。また熱量調整装置63、貯蔵タンク65及び増熱剤供給ライン71等で構成される増熱剤供給系統、熱量計73により燃料製造設備を構成し、さらに該燃料製造設備、LNGタンク11a、11b、LNG払い出しライン15a

、 15 b、混合ライン35、分岐ライン61、燃料ライン75、都市ガスライン77、気化器79により燃料供給系統を構成する。

[0097] 次に、LNG基地3の代表的な運転方法を説明する。以下に示す運転方法は、代表例であり、LNG基地3の運転方法は下記の運転方法、数値に限定されるものではない。

[0098] LNGタンク11aには、メタン濃度98%以上のLNGが貯蔵されているので、気化器27で気化させ発電用ガスとする。都市ガスは、基本的にLNGタンク11bのLNGを使用して製造する。例えばメタン濃度90%のLNGの場合、第1実施形態のケース1と同様の要領で製造することができる。LNGタンク11bのLNGのメタン濃度が85%の場合など、LNGの発熱量が都市ガスの発熱量を上回るときには、混合ライン35を通じてLNGタンク11aのLNGを添加し、都市ガスを製造する。LNGタンク11aのLNGを用いて都市ガスを製造する場合には、混合ライン35を介してLNGタンク11aのLNGをLNG払出しライン15b、さらには分岐ライン61に送ればよい。

[0099] 以上のように第3実施形態のLNG基地3は、メタン濃度98%以上のLNGを専用に受け入れるLNGタンク11aを設け、LNGタンク11a、11bに受け入れるLNGを特定するので、蒸留装置23の負荷が小さく、またプロセスフローも簡単となる。

[0100] なお、上記実施形態では、蒸留装置23で分離された重質分を液体として貯蔵タンク65に貯蔵し、液体状態の重質分を熱量調整装置63に供給する例を示したが、重質分をガス状態で貯蔵し、該重質分を熱量調整装置63にガス状態で供給するようにしてもよい。またLNGタンクの数、2基に限定されるものではない。

[0101] 図4は、本発明の第4実施形態のLNG基地4の機器構成図である。図1～図3に示すLNG基地1、2、3の構成と同一の構成には、同一の符号を付して説明を省略する。

[0102] 第4実施形態のLNG基地4は、第1実施形態のLNG基地1と同様の技

術的思想に基づき構築されたLNG基地であり、第1～第3実施形態のLNG基地1、2、3と同様に、メタンガス又はメタンガスを主成分とする気化ガスを発電用ガスとして供給する発電用ガス供給系統と、外部から増熱剤を供給することなく、都市ガスとして使用可能な熱量に調整された熱量調整ガス及び／又は熱量調整LNGを供給する燃料供給系統とを備える。

[0103] 受け入れるLNGは、特定のLNGに限定されるものではなく、メタン濃度90vol%程度の在来型LNG、メタン濃度90vol%以上の非在来型LNG、さらにはメタン濃度100vol%の超軽質LNGを受け入れることができる。2基のLNGタンク11a、11bも、受け入れるLNGの種類が限定されていない。このためLNGタンク11aにおいて、貯蔵中の在来型LNGが消費されると、次回、非在来型LNGを受け入れる場合もある。LNGタンク11bについても同様である。

[0104] LNG基地4は、LNG基地1と基本的構成を同じくするが、LNG基地1の場合、LNGに含まれる重質分を分離回収する手段として蒸留装置23を使用する。これに対してLNG基地4は、LNGに含まれる重質分を分離回収する手段として、重質分吸着装置39a、39bを用いる。本実施形態では、重質分吸着装置39a、39bとガスタンク66を主要機器として重質分分離設備が構成される。

[0105] 重質分吸着装置39a、39bは、内部にエタン、プロパン、ブタン等の重質分を吸着する吸着剤を収納し、混合ライン37a、37bを通じて送られるLNGに含まれる重質分を吸着し、重質分が分離されたLNGを排出する。重質分を吸着した吸着剤は、圧力を低下させる及び／又は温度を上昇させると重質分が脱着する。吸着剤は、公知の吸着剤を使用することが可能であり、吸着剤としては活性炭が例示される。

[0106] 重質分吸着装置39a、39bは、重質分の吸着と脱着（再生）とを交互に繰り返しながら使用するため、1基の重質分吸着装置では、発電用ガス及び都市ガスの連続供給を行うことができない。このためLNG基地4では、2基の重質分吸着装置39a、39bを設置し、一方の重質分吸着装置39

a (39b) が重質分を吸着としているとき、他方の重質分吸着装置39b (39a) が重質分を脱着するように構成し、発電用ガス及び都市ガスの連続供給を可能としている。

[0107] 各重質分吸着装置39a、39bの下部には、混合ライン37a、37bがそれぞれ接続する。重質分吸着装置39a、39bの頂部には、重質分が分離されたLNGを気化器27に送る上部ライン25a、25bが、底部には、脱着した重質分をガスタンク66に送る下部ライン41a、41bが接続する。ガスタンク66は、重質分吸着装置39a、39bから送られる重質分を貯蔵する。

[0108] 重質分吸着装置39a、39bは、重質分の吸着と脱着（再生）とを交互に繰り返しながら使用するため、混合ライン37a、37b、上部ライン25a、25b、下部ライン41a、41bには、開閉弁38a、38b、24a、24b、42a、42bが設けられている。開閉弁38a、38b、24a、24b、42a、42bは、重質分吸着装置39a、39bの重質分の吸着操作及び脱着（再生）操作に合わせて開閉される。

[0109] 以上のように第4実施形態のLNG基地4は、LNGタンク11a、11b、LNG払い出しライン15a、15b、混合ライン21、37a、37b、重質分吸着装置39a、39b、上部ライン25a、25b、気化器27、ガスライン29、さらにはこれに接続するBOGライン51a、51b、55により発電用ガス供給系統を構成する。また熱量調整装置63、ガスタンク66及び増熱剤供給ライン71等で構成される増熱剤供給系統、熱量計73により燃料製造設備を構成し、さらに該燃料製造設備、さらにLNGタンク11a、11b、LNG払い出しライン15a、15b、混合ライン21、分岐ライン61、燃料ライン75、都市ガスライン77、気化器79により燃料供給系統を構成する。

[0110] 次に、LNG基地4の代表的な運転方法を説明する。以下に示す運転方法は、代表例であり、LNG基地4の運転方法は下記の運転方法、数値に限定されるものではない。

- [0111] ケース１：ＬＮＧタンク１１ａには、メタン濃度が約９５％のＬＮＧが貯蔵され、ＬＮＧタンク１１ｂには、メタン濃度が約９０％のＬＮＧが貯蔵されているものとする。都市ガスは、発熱量が $46\text{ MJ}/\text{m}^3\text{ N}$ の気化ガスとする。なお、発熱量 $46\text{ MJ}/\text{m}^3\text{ N}$ のガスの組成は、凡そメタン濃度が $88\text{ vol}\%$ 、他の成分がエタン、プロパン、ブタンである。またガスタンク６６には、エタン、プロパン、ブタンなどの重質分が貯蔵されているものとする。
- [0112] ＬＮＧタンク１１ａに貯蔵のＬＮＧを使用し、発電用ガス及び都市ガスを製造するときは、ＬＮＧ払い出しライン１５ａ、混合ライン２１、３７ａ及び分岐ライン６１を介して重質分吸着装置３９ａ及び熱量調整装置６３にＬＮＧを送る。発電用ガスは、重質分吸着装置３９ａでＬＮＧに含まれる重質分を分離しメタン濃度 98% 以上とした後に、気化器２７でガス化又は加温し、発電用ガスとして送出する。
- [0113] 重質分吸着装置３９ａへの供給が所定の時間経過した後は、重質分吸着装置３９ａへのＬＮＧの供給を停止し、重質分吸着装置３９ｂへＬＮＧを供給する。この切換え操作のとき、発電用ガスの流量、圧力が変動しないように重質分吸着装置３９ｂへＬＮＧを供給した後に、重質分吸着装置３９ａへのＬＮＧを停止する。重質分吸着装置３９ｂを用いて発電用ガスを製造しつつ、重質分吸着装置３９ａの再生を行う。重質分吸着装置３９ａの再生は、ＬＮＧの供給を停止した状態で圧力を低下させ及び／又は加温し、吸着剤に吸着した重質分を脱着させることで行う。
- [0114] ＬＮＧタンク１１ａに貯蔵のＬＮＧは、メタン濃度が約９５％であり、都市ガスとするには、発熱量が不足するので、ＬＮＧタンク１１ａに貯蔵のＬＮＧをそのまま気化させ都市ガスとして送出することができない。よって発熱量が所定の発熱量となるように増熱剤供給ライン７１を通じて熱量調整装置６３に重質分を供給し、ＬＮＧに重質分を添加する。これを気化器７９で気化させ都市ガス用のガスとして送出する。
- [0115] ＬＮＧタンク１１ｂに貯蔵のＬＮＧを使用し、発電用ガス及び都市ガスを

製造するとき、LNGタンク11a及びLNGタンク11bに貯蔵のLNGを同時に使用するときも、LNGタンク11aに貯蔵のLNGを使用するときと同様に考えればよい。

[0116] ケース2：LNGタンク11aには、メタン濃度が約95%のLNGが貯蔵され、LNGタンク11bには、メタン濃度が100%のLNGが貯蔵されているものとする。他は、ケース1と同様とする。

[0117] LNGタンク11bに貯蔵のLNGを使用し、発電用ガス及び都市ガスを製造するときの要領を説明する。LNG払い出しライン15b、混合ライン21、37b及び分岐ライン61を介して重質分吸着装置39b及び熱量調整装置63にLNGを送る。このLNGには、重質分が含まれていないので、重質分吸着装置39bに送られたLNGはそのまま塔頂から排出される。これを気化器27でガス化又は加温し発電用ガスとして送出する。

[0118] LNGタンク11bに貯蔵のLNGは、メタン濃度が100%であり、都市ガスとするには、発熱量が不足するので、LNGタンク11bに貯蔵のLNGをそのまま気化させ都市ガスとして送出することができない。メタン濃度が100%のLNGの場合、重質分吸着装置39bに通じても重質分を回収することができないが、このLNG基地4には、重質分を貯蔵するガスタンク66を備えるので、ガスタンク66に貯蔵された重質分とメタン濃度100%のLNGとから都市ガスを製造する。

[0119] ケース3：LNGタンク11aには、メタン濃度が約95%のLNGが貯蔵され、LNGタンク11bには、メタン濃度が85%のLNGが貯蔵されているものとする。その他は、ケース1と同様とする。

[0120] LNGタンク11bに貯蔵のLNGは、メタン濃度が85%であり、これをそのまま気化させても発電用ガスはもちろん、都市ガス用のガスとしても使用することができない。このためLNGの発熱量が都市ガスと同じ発熱量となるようにLNGタンク11aのLNGとLNGタンク11bのLNGとをラインブレンドし、このLNGを使用して発電用ガス及び都市ガスを製造する。

- [0121] ブレンドされたLNGは、ケース1で示したメタン濃度95%のLNGと同様の要領で発電用ガスを製造する。都市ガスは、ブレンドされたLNGを気化させたガスを送出する。本ケースでは、都市ガスの製造に重質分を添加する必要がないので、重質分吸着装置39a、39bで分離した重質分は、そのままガスタンク66に貯蔵される。
- [0122] 以上のように第4実施形態のLNG基地4は、LNGに含まれる重質分を吸着分離する重質分吸着装置39a、39bを2基備え、吸着と脱着（再生）とを交互に行いながら発電用ガス及び都市ガスを製造するので、第1実施形態のLNG基地1と同様に、LNGタンク11a、11bに受け入れるLNGは、特定のLNGに限定されず多様な運転及び運用が行える。
- [0123] なお、上記実施形態では、2基の重質分吸着装置39a、39bを並列に配置し、これを交互に切換えながら使用するが、重質分吸着装置39a、39bの数は、2基に限定されるものではない。2基の重質分吸着装置では、LNG中のメタン濃度を所定のメタン濃度とすることができない場合には、重質分吸着装置を4基用い、2基の重質分吸着装置を直列に配置し、これを2系列設けてもよい。この場合、前段と後段の重質分吸着装置に使用する吸着剤が異なってもよい。
- [0124] また、重質分吸着装置39a、39bの切替え時などに流量、圧力が変動することが懸念されるときは、重質分吸着装置を3基並列に設置してもよく、さらに気化器27の出口側にバッファータンクを設けてもよい。
- [0125] また上記実施形態では、重質分吸着装置39a、39bで分離された重質分を気体としてガスタンク66に貯蔵し、ガス状態の重質分を熱量調整装置63に供給する例を示したが、重質分を液体状態で貯蔵し、該重質分を熱量調整装置63に液体状態で供給するようにしてもよい。またLNGタンクの数は、2基に限定されるものではない。
- [0126] 図5は、本発明の第5実施形態のLNG基地5の機器構成図である。図1～図4に示すLNG基地1、2、3、4の構成と同一の構成には、同一の符号を付して説明を省略する。

- [0127] 第5実施形態のLNG基地5は、第1実施形態のLNG基地1と同様の技術的思想に基づき構築されたLNG基地であり、第1～第4実施形態のLNG基地1、2、3、4と同様に、メタンガス又はメタンガスを主成分とする気化ガスを発電用ガスとして供給する発電用ガス供給系統と、外部から増熱剤を供給することなく、都市ガスとして使用可能な熱量に調整された熱量調整ガス及び／又は熱量調整LNGを供給する燃料供給系統とを備える。
- [0128] LNG基地5は、LNG基地1と基本的構成を同じくするが、LNG基地1が、LNGに含まれる重質分を分離回収する手段として蒸留装置23を使用するのに対してLNG基地5は、LNGに含まれる重質分を分離回収する手段として、ガス分離装置57を用いる。本実施形態では、ガス分離装置57とガスタンク66を主要機器として重質分分離設備が構成される。
- [0129] ガス分離装置57は、内部にメタンとエタン、プロパン、ブタン等の重質分とに分離するガス分離膜を収納する。ガス分離膜は、メタンとエタン、プロパン、ブタン等の重質分とに分離することができればよく、透過物質は、メタンであってもエタン、プロパン、ブタン等の重質分であってもよい。またガス分離膜は、無機膜、有機膜いずれであってもよいが、メタン濃度96～100vol%のガスを製造可能なことが必要である。ガス分離膜は、一段に限定されるものではなく、直列に複数段設置してもよい。さらに透過流量の大きいものが好ましい。
- [0130] ガス分離装置57は、気化器27の下流側に設置され、分離されたメタンガスは、発電用ガスとしてガスタービン101に、エタン、プロパン、ブタン等の重質分はガスタンク66に貯蔵される。
- [0131] 以上のように第5実施形態のLNG基地5は、LNGタンク11a、11b、LNG払い出しライン15a、15b、混合ライン21、気化器27、ガスライン29、ガス分離装置57、さらにはこれに接続するBOGライン51a、51b、55により発電用ガス供給系統を構成する。また熱量調整装置63、ガスタンク66及び増熱剤供給ライン71等で構成される増熱剤供給系統、熱量計73により燃料製造設備を構成し、さらに該燃料製造設備

、LNGタンク11a、11b、LNG払い出しライン15a、15b、混合ライン21、分岐ライン61、都市ガスライン77により燃料供給システムを構成する。

[0132] 次に、LNG基地5の代表的な運転方法を説明する。以下に示す運転方法は、代表例であり、LNG基地5の運転方法は下記の運転方法、数値に限定されるものではない。

[0133] ケース1：LNGタンク11aには、メタン濃度が約95%のLNGが貯蔵され、LNGタンク11bには、メタン濃度が約90%のLNGが貯蔵されているものとする。都市ガスは、発熱量が $46\text{ MJ/m}^3\text{ N}$ の気化ガスとする。なお、発熱量 $46\text{ MJ/m}^3\text{ N}$ のガスの組成は、凡そメタン濃度が88 vol %、他の成分がエタン、プロパン、ブタンである。またガスタンク66には、エタン、プロパン、ブタンなどの重質分が貯蔵されているものとする。

[0134] LNGタンク11aに貯蔵のLNGを使用し、発電用ガス及び都市ガスを製造するときは気化器27で気化された気化ガス（NG）をガス分離装置57に、さらに分岐ライン61を介して熱量調整装置63に送る。発電用ガスは、ガス分離装置57により気化ガスに含まれる重質分を分離しメタン濃度98%以上とし、発電用ガスとして送出する。

[0135] LNGタンク11aに貯蔵のLNGは、メタン濃度が約95%であり、都市ガスとするには、発熱量が不足するので、LNGタンク11aに貯蔵のLNGをそのまま気化させ都市ガス用のガスとして送出することができない。よって発熱量が所定の発熱量となるように増熱剤供給ライン71を通じて熱量調整装置63に重質分を供給し、これを都市ガスとして送出する。

[0136] LNGタンク11bに貯蔵のLNGを使用し、発電用ガス及び都市ガスを製造するとき、LNGタンク11a及びLNGタンク11bに貯蔵のLNGを同時に使用するときも、LNGタンク11aに貯蔵のLNGを使用するときと同様に考えればよい。

[0137] ケース2：LNGタンク11aには、メタン濃度が約95%のLNGが貯

蔵され、LNGタンク11bには、メタン濃度が100%のLNGが貯蔵されているものとする。他は、ケース1と同様とする。

[0138] LNGタンク11bに貯蔵のLNGを使用し、発電用ガス及び都市ガスを製造するときの要領を説明する。気化器27で気化された気化ガス（NG）をガス分離装置57に、さらに分岐ライン61を介して熱量調整装置63に送る。この気化ガスには、重質分が含まれていないので、ガス分離装置57に送られた気化ガスは、そのまま発電用ガスとして送出する。

[0139] LNGタンク11bに貯蔵のLNGは、メタン濃度が100%であり、都市ガスとするには、発熱量が不足するので、気化ガスをそのまま都市ガスとして送出することができない。メタン濃度が100%の気化ガスの場合、ガス分離装置57に通じても重質分を回収することができないが、このLNG基地5には、重質分を貯蔵するガスタンク66を備えるので、ガスタンク66に貯蔵された重質分とメタン濃度100%のLNGとから都市ガスを製造する。

[0140] ケース3：LNGタンク11aには、メタン濃度が約95%のLNGが貯蔵され、LNGタンク11bには、メタン濃度が85%のLNGが貯蔵されているものとする。その他は、ケース1と同様とする。

[0141] LNGタンク11bに貯蔵のLNGは、メタン濃度が85%であり、これをそのまま気化させても発電用ガスはもちろん、都市ガス用のガスとしても使用することができない。このためLNGの発熱量が都市ガスと同じ発熱量となるようにLNGタンク11aのLNGとLNGタンク11bのLNGとをラインブレンドし、このLNGを使用して発電用ガス及び都市ガスを製造する。

[0142] ブレンドされたLNGは、ケース1で示したメタン濃度95%のLNGと同様の要領により発電用ガスを製造する。都市ガスは、ブレンドされたLNGを気化させたガスを送出する。本ケースでは、都市ガスの製造に重質分を添加する必要がないので、ガス分離装置57で分離した重質分は、そのままガスタンク66に貯蔵される。

[0143] 以上のように第5実施形態のLNG基地5は、気化ガスに含まれる重質分を分離するガス分離装置57を備え、発電用ガス及び都市ガスを製造するので、第1実施形態のLNG基地1と同様に、LNGタンク11a、11bに受け入れるLNGが、特定のLNGに限定されず多様な運転、運用が行える。

[0144] なお、上記実施形態において、ガス分離装置57をバイパスするラインを設け、予め定めるメタン濃度のLNGを受け入れた場合、気化ガスをそのまま発電用ガスとして送出してもよい。また、分岐ライン61を気化器27の上流側の混合ライン21に接続し、LNGを熱量調整装置63に送るようにしてもよい。この場合には都市ガスライン77に気化器を設ける。またLNGタンクの数、2基に限定されるものではない。

[0145] 上記実施形態では、気化ガスをガス分離膜に通じてメタンとエタン、プロパン、ブタンなどの重質分とに分離するが、ガス分離膜に代え、液化装置を使用してメタンとエタン、プロパン、ブタンなどの重質分とを分離させてもよい。気化器で気化させた気化ガスを所定の温度、圧力とし、エタン、プロパン、ブタンなどの重質分を液化させ、これらとメタンガスとを分離させてもよい。

[0146] また、ガス分離膜に代え、吸着剤を使用し気化ガス中のエタン、プロパン、ブタンなどの重質分を吸着分離させてもよい。第4実施形態と同様な装置構成とし、吸着剤を収納した重質分分離装置に気化ガスを送り、圧力スイング吸着（PSA）法、PSA法＋温度スイング吸着（TSA）法を用いて重質分を吸脱着させるようにしてもよい。吸着剤としては、活性炭が例示される。

[0147] 以上、第1から第5実施形態に示すように本発明のLNG基地は、既設のLNG基地において、基本的に重質分分離設備、分離した重質分をLNG又は気化ガスに添加し熱量を調整する装置を追設することで実現可能であり、既設のLNG基地を改造する場合においても、LNG基地の稼働設備への影響を最小限とすることができる。

[0148] また第1から第5実施形態のLNG基地では、発電用ガスを発電所に供給する例を示したが、発電用ガスの供給先は発電所に限定されるものではなく、自家用であってもよい。さらに重質分分離装置で分離回収した重質分が、余剰となった場合には、ガス会社等に販売すればよい。重質分は、通常、LNGよりも高価格で取引されるため商品価値は高い。

[0149] 本発明は、上記実施形態に限定されるものではなく、要旨を変更しない範囲で変更して使用することができる。例えば上記実施形態では、2種のLNGの混合をラインブレンドにより行うが、ラインブレンドに代え、LNGタンク内で2種のLNGを混合させるタンクミキシングを採用することもできる。また重質分分離装置として、加熱器とフラッシュドラムを使用することができる。また第5実施形態の変形例として、ガス分離膜を使用したガス分離装置と吸着剤を使用したガス分離装置とを併用してもよい。

符号の説明

- [0150] 1、2、3、4、5 LNG基地
11a、11b LNGタンク
15a、15b LNG払い出しライン
17a、17b LNGポンプ
21 混合ライン
23、23a、23b 蒸留装置
25、25a、25b 上部ライン
27 気化器
29 ガスライン
33 連絡ライン
35 混合ライン
37a、37b 混合ライン
39a、39b 重質分吸着装置
41、41a、41b 下部ライン
51a、51b BOGライン

- 5 5 B O Gライン
- 5 7 ガス分離装置
- 6 1、6 1 a、6 1 b 分岐ライン
- 6 3 熱量調整装置
- 6 5 貯蔵タンク
- 6 6 ガスタンク
- 6 7 増熱剤供給ポンプ
- 7 1 増熱剤供給ライン
- 7 3 熱量計
- 7 5 燃料ライン
- 7 7 都市ガスライン
- 1 0 1 ガスタービン

請求の範囲

- [請求項1] LNGタンクにLNGを受入れ貯蔵し、貯蔵しているLNGを所定の性状に調整し気化ガス、LNGとして供給するLNG基地であって、
- メタンガス又はメタンガスを主成分とする気化ガスを発電用ガスとして供給する発電用ガス供給系統と、
- 外部から増熱剤を供給することなく、都市ガスとして使用可能な熱量に調整された熱量調整ガス及び／又は熱量調整LNGを供給する燃料供給系統と、
- を備えることを特徴とするLNG基地。
- [請求項2] 前記発電用ガスは、ガスタービン用の燃料であり、メタン濃度が一定の値に制御された気化ガスであることを特徴とする請求項1に記載のLNG基地。
- [請求項3] LNG又はLNGを気化させた気化ガスに含まれる高発熱成分である重質分を分離する重質分分離装置及び分離した重質分を貯蔵する重質分貯蔵タンクを有する重質分分離設備と、
- LNG及び／又はLNGを気化させた気化ガスに前記重質分分離装置で分離した重質分を添加し、熱量調整ガス及び／又は熱量調整LNGを製造する燃料製造設備と、
- を備え、
- 前記発電用ガスが、前記重質分分離装置により重質分が分離されたLNGを気化させた気化ガス、LNGを気化させた気化ガスから前記重質分分離装置により重質分が分離された気化ガス、受入れたLNGをそのまま気化させた気化ガス、又はこれら気化ガスを混合したガスであることを特徴とする請求項1又は2に記載のLNG基地。
- [請求項4] LNGを受入れ貯蔵するLNGタンク内で発生するBOGが、コンプレッサで昇圧され、前記重質分分離装置により重質分が分離されたLNGを気化させた気化ガス、LNGを気化させた気化ガスから前記

重質分分離装置により重質分が分離された気化ガス、受入れたLNGをそのまま気化させた気化ガス、又はこれら気化ガスを混合したガスと混合され、発電用ガスとして供給されることを特徴とする請求項3に記載のLNG基地。

[請求項5] 2基以上のLNGタンクと、
前記LNGタンクに貯蔵する2種以上のLNGを所定の割合で混合するLNG混合手段と、を備え、
前記重質分分離設備は、各LNGタンク系統の共用設備であり、
前記重質分分離装置は、前記LNG混合手段により混合されたLNG又は前記LNG混合手段により混合されたLNGを気化させた気化ガスから重質分を分離可能なことを特徴とする請求項3又は4に記載のLNG基地。

[請求項6] 前記LNGの混合を、LNGタンク内でLNGを混合するタンクミキシング、LNGの払い出し系統でLNGを混合するラインブレードにより行うことを特徴とする請求項5に記載のLNG基地。

[請求項7] 2基以上のLNGタンクを備え、
前記重質分分離装置は、各LNGタンク系統に設けられ、
重質分を貯蔵する前記重質分貯蔵タンクは、各LNGタンク系統で共用であることを特徴とする請求項3又は4に記載のLNG基地。

[請求項8] 2基以上のLNGタンクを備え、前記LNGタンクは、LNGをそのまま気化させた気化ガスを発電用ガスとして供給可能な発電用LNGのみを受入れる発電用LNGタンク系統と、発電用LNG以外のLNGのみを受入れる非発電用LNGタンク系統とに区別され、
前記重質分分離設備は、前記非発電用LNGタンク系統にのみ設置されていることを特徴とする請求項3又は4に記載のLNG基地。

[請求項9] 前記重質分分離装置が、蒸留装置、ガス分離膜を備えるガス分離装置、気化ガスを冷却し液化させる液化装置、重質分を吸脱着する重質分着脱装置又は圧力スイング吸着法を使用した吸着装置であることを

特徴とする請求項3から8のいずれか1に記載のLNG基地。

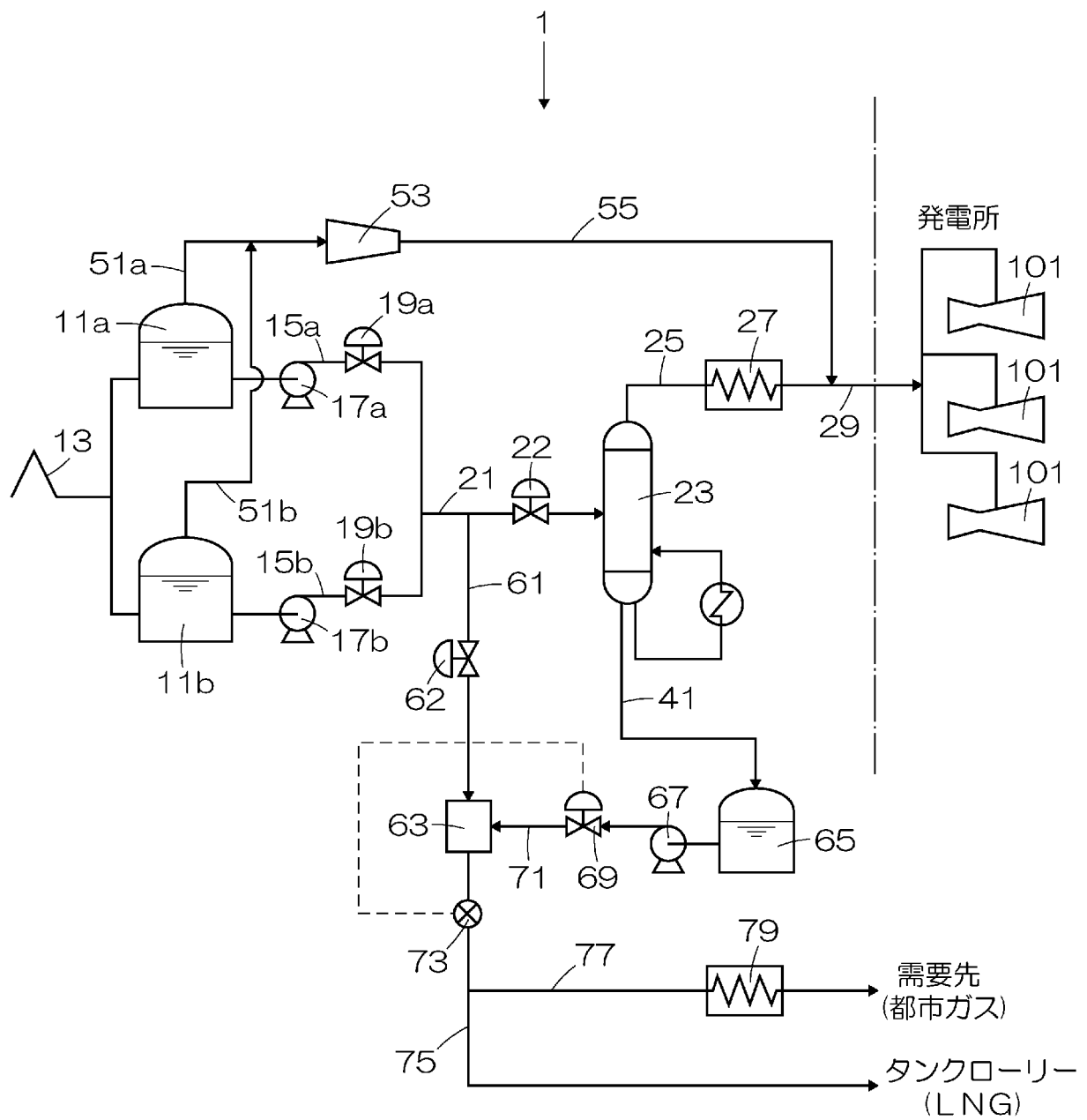
[請求項10]

LNGタンクにLNGを受入れ貯蔵し、貯蔵しているLNGを所定の性状に調整し気化ガス、LNGとして供給するLNG基地の気化ガス及び／又はLNG供給方法であって、

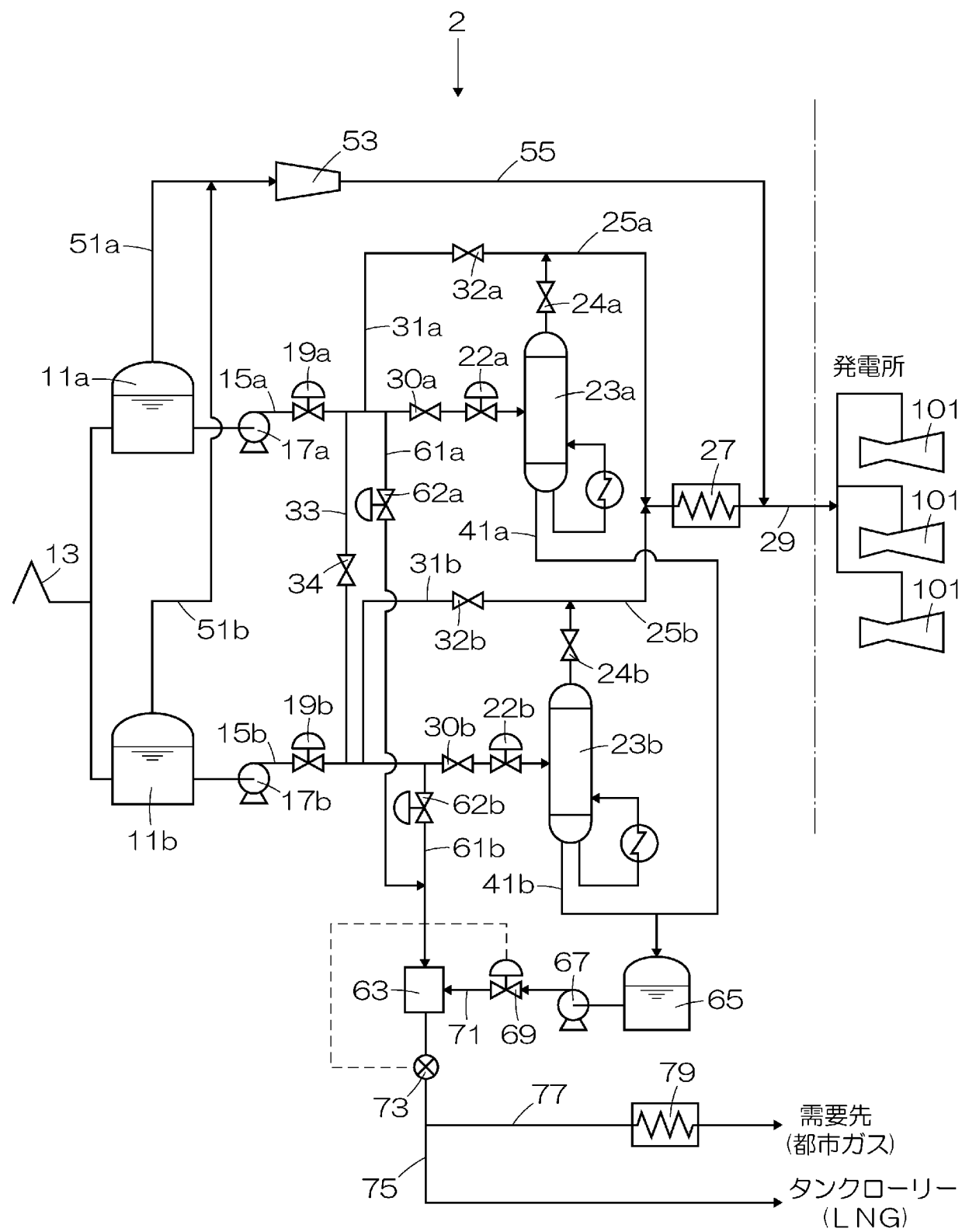
メタンガス又はメタンガスを主成分とする気化ガスを、LNG又はLNGを気化させた気化ガスに含まれる高発熱成分である重質分を分離し製造し、又は受入れたLNGをそのまま気化させ製造し、又は前記2種以上の方法で製造された気化ガスを混合し製造し、又はこれらガスにLNGタンク内で発生するBOGを混合し製造し、当該ガスを発電用ガスとして需要先に供給し、

都市ガスとして使用可能な発熱量に調整した気化ガス及び／又はLNGを、外部から増熱剤を供給することなく分離された前記重質分を用いて製造し、又は外部から増熱剤を供給することなく2種以上のLNGを気化させた気化ガス及び／又はLNGを混合し製造し、需要先に供給することを特徴とするLNG基地のガス及び／又はLNG供給方法。

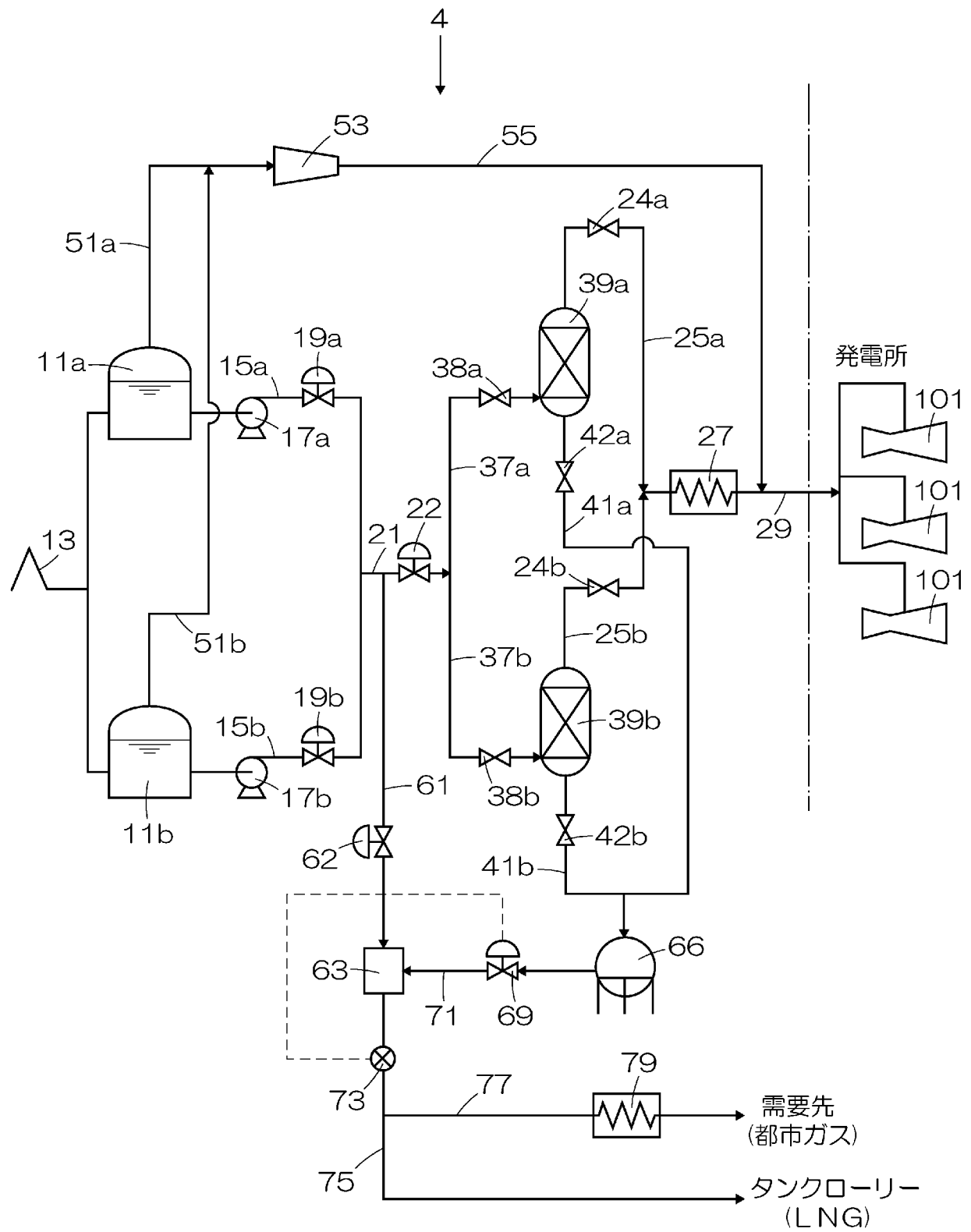
[図1]



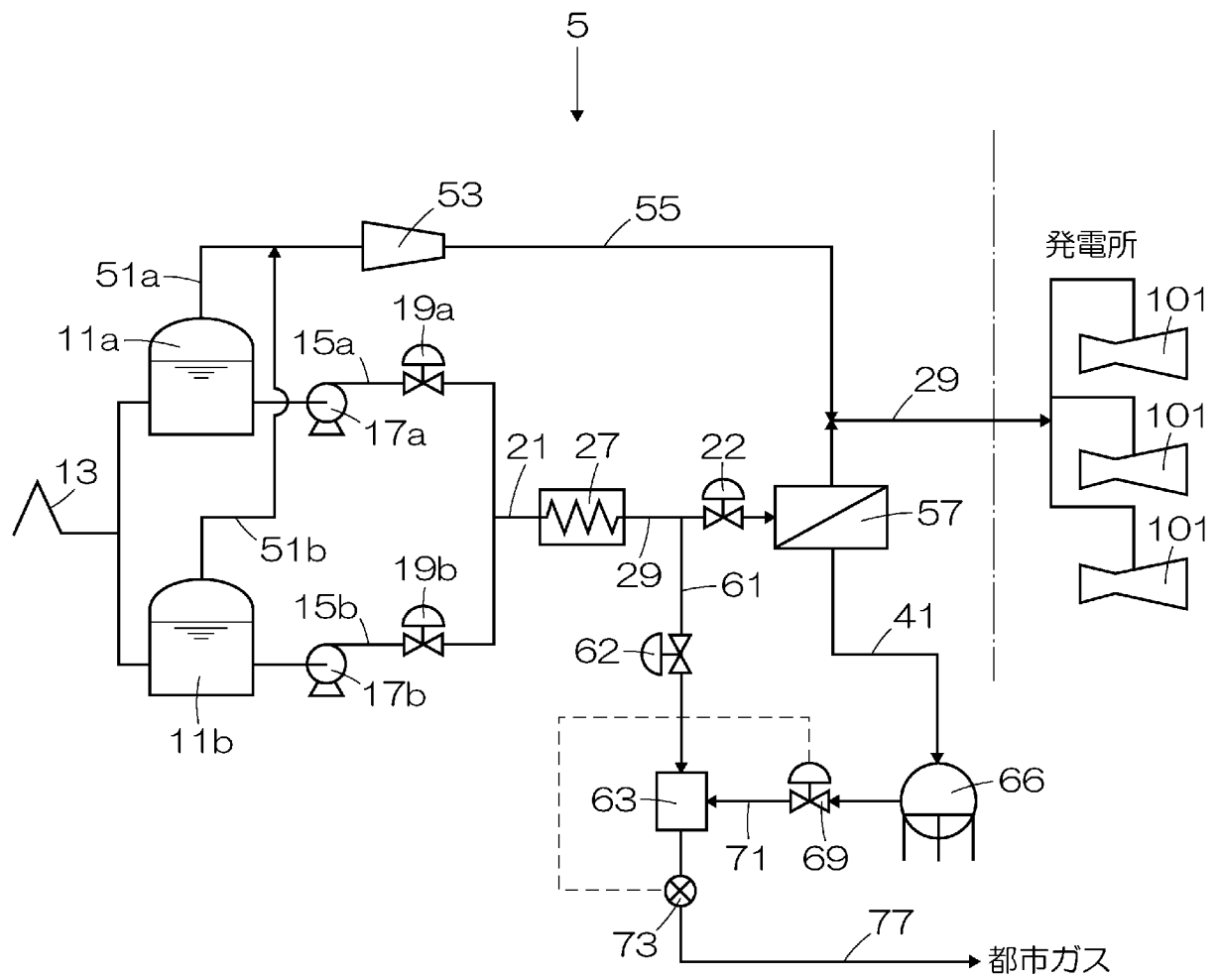
[図2]



[図4]



[図5]



INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/JP2012/067637

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

F17C9/02(2006.01) i, F17C9/00(2006.01) i

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

F17C9/02, F17C9/00

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Jitsuyo Shinan Koho 1922-1996 Jitsuyo Shinan Toroku Koho 1996-2012

Kokai Jitsuyo Shinan Koho 1971-2012 Toroku Jitsuyo Shinan Koho 1994-2012

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X A	JP 57-43095 A (Chiyoda Corp.), 10 March 1982 (10.03.1982), page 2, upper right column, line 17 to page 3, upper right column, line 19; fig. 2 (Family: none)	1-2 3-10
A	JP 2008-208862 A (Mitsubishi Heavy Industries, Ltd.), 11 September 2008 (11.09.2008), paragraphs [0002], [0012], [0017], [0025]; fig. 1 to 4 (Family: none)	1-10

☒ Further documents are listed in the continuation of Box C.☐ See patent family annex.

* Special categories of cited documents:

"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance

"E" earlier application or patent but published on or after the international filing date

"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)

"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means

"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention

"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone

"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art

"&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search
22 August, 2012 (22.08.12)Date of mailing of the international search report
04 September, 2012 (04.09.12)Name and mailing address of the ISA/
Japanese Patent Office

Authorized officer

Facsimile No.

Telephone No.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/JP2012/067637

C (Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	JP 2004-99718 A (Ishikawajima Plant Construction Co., Ltd.), 02 April 2004 (02.04.2004), paragraphs [0025] to [0028], [0033]; fig. 1 (Family: none)	1-10

A. 発明の属する分野の分類 (国際特許分類 (I P C))

Int.Cl. F17C9/02(2006.01)i, F17C9/00(2006.01)i

B. 調査を行った分野

調査を行った最小限資料 (国際特許分類 (I P C))

Int.Cl. F17C9/02, F17C9/00

最小限資料以外の資料で調査を行った分野に含まれるもの

日本国実用新案公報	1 9 2 2 - 1 9 9 6 年
日本国公開実用新案公報	1 9 7 1 - 2 0 1 2 年
日本国実用新案登録公報	1 9 9 6 - 2 0 1 2 年
日本国登録実用新案公報	1 9 9 4 - 2 0 1 2 年

国際調査で使用した電子データベース (データベースの名称、調査に使用した用語)

C. 関連すると認められる文献

引用文献の カテゴリー*	引用文献名 及び一部の箇所が関連するときは、その関連する箇所の表示	関連する 請求項の番号
X A	JP 57-43095 A (千代田化工建設株式会社) 1982.03.10, 第2頁右上欄第17行-第3頁右上欄第19行、第2図 (ファミリーなし)	1-2 3-10
A	JP 2008-208862 A (三菱重工業株式会社) 2008.09.11, 段落【0002】、【0012】、【0017】、【0025】、第1-4図 (ファミリーなし)	1-10
A	JP 2004-99718 A (石川島プラント建設株式会社) 2004.04.02, 段落【0025】-【0028】、【0033】、第1図 (ファミリーなし)	1-10

C欄の続きにも文献が列挙されている。

パテントファミリーに関する別紙を参照。

* 引用文献のカテゴリー

「A」特に関連のある文献ではなく、一般的技術水準を示すもの
「E」国際出願日前の出願または特許であるが、国際出願日以後に公表されたもの
「L」優先権主張に疑義を提起する文献又は他の文献の発行日若しくは他の特別な理由を確立するために引用する文献 (理由を付す)
「O」口頭による開示、使用、展示等に言及する文献
「P」国際出願日前で、かつ優先権の主張の基礎となる出願

の日の後に公表された文献

「T」国際出願日又は優先日後に公表された文献であって出願と矛盾するものではなく、発明の原理又は理論の理解のために引用するもの
「X」特に関連のある文献であって、当該文献のみで発明の新規性又は進歩性がないと考えられるもの
「Y」特に関連のある文献であって、当該文献と他の1以上の文献との、当業者にとって自明である組合せによって進歩性がないと考えられるもの
「&」同一パテントファミリー文献

国際調査を完了した日

2 2 . 0 8 . 2 0 1 2

国際調査報告の発送日

0 4 . 0 9 . 2 0 1 2

国際調査機関の名称及びあて先

日本国特許庁 (I S A / J P)
郵便番号 1 0 0 - 8 9 1 5
東京都千代田区霞が関三丁目4番3号

特許庁審査官 (権限のある職員)

高橋 裕一

3 N

3 7 4 3

電話番号 0 3 - 3 5 8 1 - 1 1 0 1 内線 3 3 6 1