

(12) DEMANDE INTERNATIONALE PUBLIÉE EN VERTU DU TRAITÉ DE COOPÉRATION EN MATIÈRE DE BREVETS (PCT)

(19) Organisation Mondiale de la
Propriété Intellectuelle
Bureau international



(10) Numéro de publication internationale
WO 2012/175889 A2

(43) Date de la publication internationale
27 décembre 2012 (27.12.2012)

WIPO | PCT

- (51) Classification internationale des brevets :
F25J 1/02 (2006.01) *F25J 1/00* (2006.01)
- (21) Numéro de la demande internationale :
PCT/FR2012/051428
- (22) Date de dépôt international :
22 juin 2012 (22.06.2012)
- (25) Langue de dépôt : français
- (26) Langue de publication : français
- (30) Données relatives à la priorité :
11 55595 24 juin 2011 (24.06.2011) FR
- (71) Déposant (pour tous les États désignés sauf US) : SAI-PEM S.A. [FR/FR]; 1/7 avenue San Fernando, F-78180 Montigny Le Bretonneux (FR).
- (72) Inventeurs; et
- (75) Inventeurs/Déposants (pour US seulement) : BONNISSEL, Marc [FR/FR]; 3 rue de la Tarentaise, F-78180 Montigny Le Bretonneux (FR). DU PARC, Bertrand [FR/FR]; 7 place des Quinconces, F-78960 Voisins Le Bretonneux (FR). ZIELINSKI, Eric [FR/FR]; 21bis, rue du Maréchal Gallieni, F-78000 Versailles (FR).
- (74) Mandataires : DOMANGE, Maxime et al.; CABINET BEAU DE LOMENIE, 232 Avenue du Prado, F-13295 Marseille Cedex 08 (FR).
- (81) États désignés (sauf indication contraire, pour tout titre de protection nationale disponible) : 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.

[Suite sur la page suivante]

(54) Title : METHOD FOR LIQUEFYING NATURAL GAS WITH A TRIPLE CLOSED CIRCUIT OF COOLANT GAS

(54) Titre : PROCÉDÉ DE LIQUÉFACTION DE GAZ NATUREL A TRIPLE CIRCUIT FERME DE GAZ RÉFRIGÉRANT

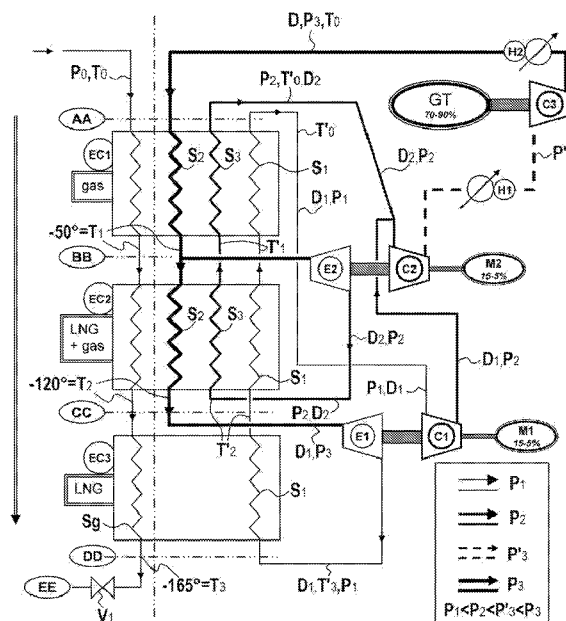


FIG.2

(57) Abstract : The present invention relates to a method for liquefying a natural gas primarily including methane, in which said natural gas to be liquefied is liquefied by performing the following concomitant steps: (a) circulating said natural gas to be liquefied that is circulating in three heat exchangers which are mounted in series and in which the gas is cooled to T3, T3 being no higher than the liquefaction temperature of said natural gas at atmospheric pressure; (b) the closed-circuit circulation of at least: a first stream of coolant gas at a pressure P1 that is lower than P3, which is entering the third exchanger and leaving said first exchanger, said first stream being obtained by expanding, in a first expansion valve, a first portion of said second stream to P3, which is higher than P2, said second stream circulating parallel to said stream of natural gas while entering said first exchanger and leaving said second exchanger; and a third stream at a pressure P2 higher than P1 and lower than P3 circulating parallel to said first stream which is entering said second exchanger and exiting said first exchanger, and which is obtained by expanding, in a second expansion valve, a second portion of said second stream exiting said first exchanger; and (c) said second stream of coolant gas at the pressure P3, which is obtained by compression by means of at least two first and second compressors arranged in series and coupled to said first and second expansion valves.

(57) Abrégé :

[Suite sur la page suivante]

WO 2012/175889 A2



(84) États désignés (sauf indication contraire, pour tout titre de protection régionale disponible) : ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), eurasien (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), européen (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 (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Publiée :

— sans rapport de recherche internationale, sera republiée dès réception de ce rapport (règle 48.2.g))

La présente invention a pour objet un procédé de liquéfaction d'un gaz naturel comprenant majoritairement du méthane, dans lequel on liquéfie ledit gaz naturel à liquéfier en réalisant les étapes concomitantes suivantes de : (a) circulation dudit gaz naturel à liquéfier circulant dans 3 échangeurs thermiques montés en série dans lesquels il est refroidit à T3, T3 étant inférieure ou égale à la température de liquéfaction dudit gaz naturel à pression atmosphérique, et (b) circulation à circuit fermé d'au moins: - un premier flux de gaz réfrigérant à une pression P1 inférieure à P3 entrant dans le troisième échangeur et sortant dudit premier échangeur, ledit premier flux étant obtenu par détente dans un premier détendeur d'une première partie d'un dit deuxième flux à P3 supérieure à P2, ledit deuxième flux circulant à co-courant dudit flux gaz naturel en entrant dans ledit premier échangeur et sortant dudit deuxième échangeur, et - un troisième flux à une pression P2 supérieure à P1 et inférieure à P3 circulant à co-courant dudit premier flux, entrant dans ledit deuxième échangeur et sortant dudit premier échangeur, obtenu par détente dans un deuxième détendeur d'une deuxième partie dudit deuxième flux sortant dudit premier échangeur, (c) ledit deuxième flux de gaz réfrigérant à la pression P3 étant obtenu par compression par au moins deux premier et deuxième compresseurs disposés en série et couplés aux-dits premier et deuxième détendeurs.

Procédé de liquéfaction de gaz naturel à triple circuit fermé de gaz réfrigérant

La présente invention est relative à un procédé de liquéfaction de gaz naturel pour produire du GNL, ou Gaz Naturel Liquéfié, appelé aussi LNG en anglais. Plus particulièrement encore, la présente invention est relative à la liquéfaction de gaz naturel comportant majoritairement du méthane, de préférence au moins 85% de méthane, les autres principaux constituants étant choisis parmi l'azote et des alcanes en C-2 à C-4 à savoir de l'éthane, du propane, du butane.

La présente invention concerne aussi une installation de liquéfaction disposée sur un navire ou un support flottant en mer, soit en mer ouverte, soit en zone protégée, telle un port, ou encore une installation à terre dans le cas de petites ou de moyennes unités de liquéfaction de gaz naturel.

Dans le cas d'installation disposée sur un navire, la présente invention est plus particulièrement relative à un procédé de re-liquéfaction de gaz à bord de navire de transport de GNL appelé « méthanier », ledit gaz à re-liquéfier étant le résultat du réchauffage et évaporation partielle du GNL contenu dans les cuves dudit navire, ledit gaz évaporé, en général majoritairement du méthane étant appelé en anglais « boil off ».

Le gaz naturel à base de méthane est soit un sous-produit des champs pétroliers, produit en quantité faible ou moyenne, en général associé à du pétrole brut, soit un produit majeur dans le cas des champs de gaz, où il est alors en combinaison avec d'autres gaz, principalement des alcanes en C-2 à C-4, du CO₂, de l'azote.

Lorsque le gaz naturel est associé en faible quantité à du pétrole brut, il est en général traité et séparé, puis utilisé sur place comme carburant dans des turbines ou des moteurs à piston pour produire de l'énergie électrique et des calories utilisées dans les processus de séparation ou de production.

Lorsque les quantités de gaz naturel sont importantes, voire

considérables, on cherche à le transporter de manière à pouvoir les utiliser dans des régions éloignées, en général sur d'autres continents et, pour ce faire, la méthode préférée est de le transporter à l'état de liquide cryogénique (-165°C) sensiblement à la pression atmosphérique ambiante. Des navires de transport spécialisés appelés « méthaniers » possèdent des cuves de très grandes dimensions et présentant une isolation extrême de manière à limiter l'évaporation pendant le voyage.

La liquéfaction du gaz en vue de son transport s'effectue en général à proximité du site de production, en général à terre, et nécessite des installations considérables pour atteindre des capacités de plusieurs millions de tonnes par an, les plus grosses unités existantes regroupent trois ou quatre unités de liquéfaction de 3-4 Mt par an de capacité unitaire.

Ce procédé de liquéfaction nécessite des quantités d'énergie mécanique considérables, l'énergie mécanique étant en général produite sur place en prélevant une partie du gaz pour produire l'énergie nécessaire au procédé de liquéfaction. Une partie du gaz est alors utilisé comme carburant dans des turbines à gaz, des turbines à vapeur ou des moteurs thermiques à pistons.

De multiples cycles thermodynamiques ont été développés en vue d'optimiser le rendement énergétique global. Il existe deux types principaux de cycles. Un premier type basé sur la compression et la détente de fluide réfrigérant, avec changement de phase, et un second type basé sur la compression et la détente de gaz réfrigérant sans changement de phase. On appelle « fluide réfrigérant », ou « gaz réfrigérant », un gaz ou mélange de gaz, circulant en circuit fermé et subissant des phases de compression, le cas échéant de liquéfaction, puis des échanges de chaleur avec le milieu extérieur, puis ensuite des phases de détente, le cas échéant d'évaporation, et enfin des échanges de chaleur avec le gaz naturel à liquéfier comprenant du méthane, qui peu à peu se refroidit pour atteindre sa température de liquéfaction à pression atmosphérique, c'est à dire environ -165°C dans le cas du GNL.

Ledit premier type de cycle, avec changement de phase, est en

général utilisé sur des installations à terre et nécessite une grande quantité d'équipements et une emprise au sol considérable. De plus, les fluides réfrigérants, en général sous forme de mélanges, sont constitués de butane, de propane, d'éthane et de méthane, ces gaz étant
5 dangereux car ils risquent, en cas de fuite, de provoquer des explosions ou des incendies considérables. Par contre, malgré la complexité des équipements requis, ils demeurent les plus efficaces et nécessitent une énergie de l'ordre de 0.3kWh par kg de GNL produit.

De nombreuses variantes de ce premier type de procédé avec
10 changement de phase du fluide réfrigérant ont été développées et chaque fournisseur de technologie ou d'équipements, possède sa formulation de mélanges, associée à des équipements spécifiques, tant pour les procédés dits « en cascade », que pour les procédés dits en « cycle mixte ». La complexité des installations provient du fait que dans
15 les phases où le fluide réfrigérant se trouve à l'état liquide, et plus particulièrement au niveau des séparateurs et des conduites de raccordement, il convient d'installer des collecteurs gravitaires pour rassembler la phase liquide et la diriger au cœur des échangeurs thermiques où elle se vaporisera alors au contact du méthane à refroidir et à liquéfier, pour obtenir du GNL. Ces dispositifs sont très
20 encombrants, mais ceci ne pose pas de problèmes dans le cas d'installations à terre, car il est en général simple de disposer d'une surface de terrain suffisante pour loger tous ces équipements encombrants les uns à côté des autres. Ainsi, pour les installations à
25 terre, tous ces équipements de compression, d'échangeurs et de collecteurs sont en général installés les uns à côté des autres sur des surfaces considérables de 25 à 50 000m², voire plus.

Le second type de procédé de liquéfaction, procédé sans
30 changement de phase du gaz réfrigérant, est un cycle de Brayton inversé, ou cycle de Claude utilisant un gaz tel l'azote. L'efficacité de ce second type est moindre, car il nécessite en général une énergie de l'ordre de 0.5 kWh/kg de GNL produit, soit environ 20.84 kW x jour/t et, par contre, il présente un avantage considérable en termes de sécurité, car le gaz réfrigérant du cycle, l'azote, est inerte, donc incombustible,

ce qui est très intéressant lorsque les installations sont concentrées sur un espace réduit, par exemple sur le pont d'un support flottant installé en mer ouverte, lesdits équipements étant souvent installés sur plusieurs niveaux, les uns au-dessus des autres sur une surface réduite au strict minimum. Ainsi, en cas de fuite du gaz réfrigérant, il n'y a aucun danger d'explosion et il suffit alors de réinjecter dans le circuit la fraction de gaz réfrigérant perdue.

De plus, ce procédé de liquéfaction de gaz naturel sans changement de phase est très intéressant dans le cas de supports flottants, car, du fait de l'absence de phase liquide dans le gaz réfrigérant, les équipements sont de conception beaucoup plus simple. En effet, dans de telles installations, l'ensemble des équipements bouge quasiment en permanence au rythme des mouvements du support flottant (roulis, tangage, lacet, embardée, cavalement, pilonnement). Et la gestion d'un procédé avec changement de phase impliquant une phase liquide du fluide réfrigérant serait extrêmement délicate même pour des mouvements faibles du support flottant, voire quasiment impossible pour les mouvements extrêmes, alors que dans des installations fixes à terre le problème des mouvements ne se pose pas.

Malgré le rendement énergétique inférieur du procédé de liquéfaction sans changement de phase du gaz réfrigérant, ce dernier reste très intéressant car les équipements, principalement les compresseurs, les détendeurs, en des turbines, et les échangeurs sont beaucoup plus simples que les équipements requis pour un procédé de liquéfaction impliquant des cycles à changement de phase d'un fluide réfrigérant, tant en termes de technologie desdits équipements que de maintenance de ces équipements dans un environnement confiné, à savoir un support flottant ancré en mer. De plus, la conduite des installations en fonctionnement reste plus simple, car ce type de cycle est peu sensible aux variations de composition du gaz à liquéfier, à savoir un gaz naturel constitué d'un mélange où prédomine du méthane. En effet, dans le cas du cycle à changement de phase du fluide réfrigérant, pour que les rendements restent optimum, le fluide réfrigérant doit être adapté à la nature et composition du gaz à liquéfier

et la composition du fluide réfrigérant doit le cas échéant être modifiée au cours du temps, en fonction de la composition du mélange de gaz naturel à liquéfier produit par le champ pétrolier.

Dans son principe la mise en œuvre d'un cycle du procédé de liquéfaction sans changement de phase du gaz réfrigérant tel que de l'azote comporte les 4 éléments principaux suivants:

- un compresseur qui augmente la pression du gaz réfrigérant et le fait passer de la température ambiante à basse pression à une température élevée à haute pression,
- 10 - un échangeur de chaleur qui refroidit le gaz réfrigérant de la température élevée et haute pression sensiblement jusqu'à la température ambiante et haute pression,
- un dispositif de détente, en général une turbine de décompression, dans laquelle le gaz réfrigérant se détend : sa pression baisse et sa température est alors très basse ; tandis que, 15 simultanément, on récupère au niveau de la turbine de détente l'énergie mécanique qui est alors en général directement réinjectée au niveau du compresseur qui lui est couplé,
- un échangeur cryogénique dans lequel circule d'un côté le gaz 20 réfrigérant à température cryogénique, et de l'autre le gaz à liquéfier, ledit gaz réfrigérant absorbant les calories du gaz à liquéfier, donc se réchauffant, tandis que ledit gaz à liquéfier, cédant ses calories, se refroidit jusqu'à atteindre l'état liquide recherché. En fin de cycle de circulation, le gaz réfrigérant se trouve sensiblement à la température 25 ambiante et il est alors réintroduit dans le compresseur pour effectuer un nouveau cycle en circuit fermé.

Pendant toute la durée du cycle le gaz réfrigérant reste à l'état gazeux et circule de manière continue comme expliqué précédemment : il cède peu à peu des frigories, donc absorbe peu à peu des calories du 30 gaz à liquéfier, à savoir un mélange constitué majoritairement de méthane et d'autres traces de gaz.

La circulation du gaz à liquéfier se fait à contre-courant du gaz réfrigérant, c'est à dire que ledit gaz naturel comprenant du méthane, entre sensiblement à température ambiante dans l'échangeur au niveau de la sortie du gaz réfrigérant où ce dernier est alors sensiblement à la température ambiante. Puis, ledit gaz naturel comprenant du méthane progresse dans l'échangeur vers les zones plus froides et transfère ses calories au fluide réfrigérant : le gaz naturel comprenant du méthane se refroidit et le gaz réfrigérant se réchauffe. Au fur et à mesure de la progression du gaz naturel méthane dans l'échangeur, sa température baisse, puis en fin de parcours il se liquéfie et sa température continue à baisser jusqu'à atteindre la température de $T_3 = -165^\circ\text{C}$ pour un gaz contenant 85% de méthane.

Pendant tout son parcours dans le ou les échangeurs de chaleur, la liquéfaction du gaz naturel se fait sous pression P_0 de 5 à 50 bars, en général 10 à 20 bars, en quatre phases principales :

- phase 1 : refroidissement du gaz naturel depuis la température ambiante T_0 jusqu'à $T_1 = -50^\circ\text{C}$ environ (cette température dépend de la composition du gaz naturel),

- phase 2 : liquéfaction du gaz naturel (passage de l'état gazeux à l'état liquide). Comme le gaz naturel est un mélange gazeux sous une pression P_0 d'environ quelques dizaines de bars, ce changement d'état s'échelonne entre $T_1 = -50^\circ\text{C}$ et $T_2 = -120^\circ\text{C}$ environ,

- phase 3 : le gaz naturel une fois entièrement liquéfié (GNL) est alors à environ $T_2 = -120^\circ\text{C}$, toujours sous une pression P_0 d'environ quelques dizaines de bars. Au sein du ou des échangeurs, le GNL continue son refroidissement pour atteindre la température T_3 de -165°C , température correspondant à une phase liquide du GNL sous la pression atmosphérique,

- phase 4 : Le liquide obtenu ou GNL est alors dépressurisé jusqu'à la pression atmosphérique où il reste à l'état liquide en raison de sa température T_3 inférieure ou égale à -165°C , et peut être transféré vers un réservoir de stockage isolé, ou le cas échéant chargé

directement sur un navire de transport tel un méthanier.

La phase 2 est la plus consommatrice en énergie, car il faut fournir au gaz toute l'énergie correspondant à sa chaleur latente de vaporisation. La phase 1 est un peu moins consommatrice en énergie, et
5 la phase 3 est la moins consommatrice en énergie, par contre elle se fait aux températures les plus basses, c'est à dire aux environs de -165°C .

Les valeurs mentionnées ci-dessus pour T1, T2 et T3 sont adaptées à un gaz naturel constitué de 85% de méthane et 15% des dits autres composants azote et alcanes en C-2 à C-4, et peuvent varier
10 sensiblement pour un gaz de composition différente.

Sur la figure 1, on a représenté un schéma d'installation d'un procédé standard de liquéfaction de gaz naturel impliquant un gaz réfrigérant constitué d'azote sans changement de phase du gaz réfrigérant tel que décrit ci-dessus et dont la description du procédé est
15 explicitée plus loin.

Dans US 2011/0113825 et WO 2005/071333, on décrit un procédé de liquéfaction de gaz naturel dans lequel on liquéfie ledit gaz naturel à liquéfier par circulation dudit gaz naturel dans 3 échangeurs de chaleur cryogénique par circulation en circuit fermé de 3 flux de gaz réfrigérant
20 restant à l'état gazeux comprimé sans changement de phase dans lequel on liquéfie ledit gaz naturel à liquéfier en réalisant les étapes concomitantes suivantes de :

(a) circulation dudit gaz naturel à liquéfier circulant à une pression P_0 supérieure ou égale à la pression atmosphérique, dans 3
25 échangeurs de chaleur cryogéniques disposés en série dont :

- un premier échangeur (101/5) dans lequel ledit gaz naturel entrant à une température T_0 est refroidi et sort à une température T_1 inférieure à T_0 , puis

- un deuxième échangeur (102/6) dans lequel le gaz naturel est
30 entièrement liquéfié et sort à une température T_2 inférieure à T_1 et supérieure à T_3 , T_3 étant inférieur à la température de liquéfaction du

GNL, et

- un troisième échangeur (103/7) dans lequel ledit gaz naturel liquéfié est refroidi de T2 à T3, et

(b) circulation à circuit fermé de deux flux de gaz réfrigérant à l'état gazeux dénommés premier et troisième flux respectivement à des pressions différentes P1 et P2, traversant deux dits échangeurs en contact indirect avec et à contre-courant du flux de gaz naturel, comprenant :

- un premier flux de gaz réfrigérant à une pression P1 inférieure à P3 traversant les 3 échangeurs entrant dans ledit troisième échangeur à une température T3' inférieure à T3, puis entrant à T2' inférieure à T2 dans ledit deuxième échangeur, puis entrant à T1' inférieure à T1 dans ledit premier échangeur et sortant dudit premier échangeur à une température T0' inférieure ou égale à T0, ledit premier flux de gaz réfrigérant à P1 et T3' étant obtenu par détente dans un premier détenteur (112/9) d'une première partie (122/16B) d'un deuxième flux de gaz réfrigérant (22/15) comprimé à la pression P3 supérieure à P2, ladite première partie de deuxième flux circulant en contact indirect avec et à co-courant dudit flux de gaz naturel, en entrant dans ledit premier échangeur à T0 et sortant dudit deuxième échangeur sensiblement à T2, et

- un troisième flux à une pression P2 supérieure à P1 et inférieure à P3 circulant en contact indirect avec et à co-courant dudit premier flux, traversant uniquement les dits deuxième et premier échangeurs, entrant dans ledit deuxième échangeur sensiblement à une température T2' et sortant dudit premier échangeur sensiblement à T0', ledit troisième flux de gaz réfrigérant à P2 et T2 étant obtenu par détente dans un deuxième détenteur (111/8) d'une deuxième partie (121/17) dudit deuxième flux de gaz réfrigérant (22/15) sortant dudit premier échangeur sensiblement à T1,

(c) ledit deuxième flux de gaz réfrigérant comprimé à la pression P3 étant obtenu par compression par trois ou quatre compresseurs, et

refroidissement desdits premier et troisième flux de gaz réfrigérant sortant du dit premier échangeur à P1 et respectivement P2.

Dans US 2011/0113825, deux premier et deuxième compresseurs 113 et 114 disposés en série compriment le gaz réfrigérant des premier
5 et troisième flux à P'3 et deux autres compresseurs 115a et 115b disposés en parallèle le compriment de P'3 à P3.

Dans WO 2005/071333, deux compresseurs 2 et 3 montés en série compriment ledit premier flux 16d à P'3 puis un troisième compresseur 4 monté en série avec les deux premiers compresseurs
10 comprime lesdits premier et troisième flux à P3.

Dans le compte-rendu de la « 24th International Conference and Exhibition for the LNG » du 25 mai 2009, au nom de Olve Skjeggedal et al. dans la revue GASTECH 2009, on décrit un procédé tel que décrit ci-dessus à triple flux de gaz réfrigérant à circuit fermé, dans lequel lesdits
15 premier et troisième flux sont comprimés à P'3 par deux compresseurs montés en série et deux autres compresseurs montés en série compriment lesdits premiers et troisième flux à P3 pour donner ledit deuxième flux.

Le procédé décrit ci-dessus est avantageux par rapport à celui de la figure 1 en ce que, tout d'abord, plutôt que de recycler après détente
20 une partie D2 du deuxième flux en sortie du premier échangeur pour rejoindre le premier flux à l'entrée du deuxième échangeur, on recycle cette partie D2 du deuxième flux à l'entrée du deuxième échangeur à une pression intermédiaire P2 supérieure à P1 dans un troisième flux S3
25 indépendant et parallèle à S1, c'est à dire à co-courant de S1. Et, du fait que l'essentiel de l'énergie est consommée pour la phase 2 du procédé au sein dudit deuxième échangeur, ceci permet d'augmenter les transferts thermiques et le rendement énergétique du procédé.

Toutefois, dans le mode de réalisation de US 2011/0113825, toute la puissance extérieure apportée auxdits premier compresseur 113
30 et deuxième compresseur 114 montés en série concerne les flux de gaz réfrigérant circulant à basse et moyenne pressions P1 et P2, la

5 récupération d'énergie au niveau des turbines 111 et 112 étant réinjectée au niveau des deux compresseurs 115a et 115b montés en parallèle comprimant le gaz réfrigérant à haute pression $P'3/P3$, aucune autre puissance extérieure complémentaire n'étant apportée au niveau desdits compresseurs en parallèle 115a et 115b. Les deux compresseurs en parallèle 115a et 115b sont alimentés uniquement respectivement par les deux turbines de récupération d'énergie 111 et 112.

10 Les niveaux de pression P1 et P2 des gaz sortant des turbines 112 et 111 sont différents et donc les débits de flux traversant les détendeurs 111 et 112 sont différents et notamment en pratique dans un rapport de 10-20% du débit total pour le débit du flux provenant du détendeur 112 contre 80-90% pour le débit du flux provenant du détendeur 111. Il en résulte que le compresseur 115b récupère seulement 10-20% de la puissance totale récupérée par rapport au 80-90% de puissance récupérée au niveau du compresseur 115a. Il résulte de cette disparité de puissance apportée aux deux compresseurs 115a et 115b montés en parallèle, une difficulté importante pour stabiliser le fonctionnement du circuit. En effet, le fonctionnement de deux compresseurs en parallèle peut conduire à des phénomènes de pompage, c'est-à-dire que l'un des compresseur prend le pas sur les autres en perturbant leurs pressions d'entrée et de sortie : il y a alors un risque de fonctionnement du ou des compresseurs de plus faible capacité en « mode turbine ». Ce mode de fonctionnement est à proscrire impérativement puisque toute ou partie du fluide tourne alors en boucle entre les compresseurs, l'un en mode compresseur, le ou les autres en « mode turbine » : le processus de compression se trouve alors radicalement perturbé, voire stoppé et le rendement global de l'installation s'effondre alors.

30 La stabilisation du fonctionnement du circuit peut être réalisée classiquement au moyen de vannes de régulation en amont et/ou en aval desdits compresseurs 115a et 115b montés en parallèle, et/ou en amont et/ou en aval desdites turbines 111 et 112 pour contrôler les débits et fonctionnement des compresseurs. Toutefois, ces vannes de régulation engendrent des pertes des charges, donc d'énergie, ce qui affecte

grandement le rendement global recherché et/ou la capacité de production de l'installation.

Dans WO 2005/071333 et dans le compte-rendu de la revue GASTECH 2009 cité ci-dessus, tous les compresseurs sont couplés de
5 manière mécanique à une même source de puissance, l'ensemble de la puissance étant apportée de façon non-différenciée entre les différents compresseurs.

Le but de la présente invention est de fournir un procédé de liquéfaction de gaz naturel du type sans changement de phase du gaz
10 réfrigérant apte à être installé sur un navire ou support flottant qui présente un rendement énergétique amélioré, à savoir une énergie totale consommée dans le procédé minimale en termes de kWh pour obtenir 1 tonne de GNL et/ou qui, présente des transferts thermiques dans les échangeurs accru et/ou qui permette de mettre en œuvre une
15 installation de liquéfaction plus compacte et plus efficace.

Pour ce faire, la présente invention fournit un procédé de liquéfaction d'un gaz naturel comprenant majoritairement du méthane, de préférence, au moins 85% de méthane, les autres composants comprenant essentiellement de l'azote et des alcanes en C-2 à C-4, dans
20 lequel on liquéfie ledit gaz naturel à liquéfier par circulation dudit gaz naturel à une pression P_0 supérieure ou égale à la pression atmosphérique ($P_{atm.}$), de préférence P_0 étant supérieure à la pression atmosphérique, dans au moins 1 échangeur de chaleur cryogénique (EC1, EC2, EC3) par circulation en circuit fermé à contre-courant en
25 contact indirect avec au moins un flux de gaz réfrigérant restant à l'état gazeux comprimé à une pression P_1 entrant dans ledit échangeur cryogénique à une température T_3' inférieure à T_3 , T_3 étant la température en sortie dudit échangeur cryogénique, et T_3 étant inférieure ou égale à la température de liquéfaction du dit gaz naturel
30 liquéfié à la pression atmosphérique, dans lequel on liquéfie ledit gaz naturel à liquéfier en réalisant les étapes concomitantes suivantes de :

(a) circulation dudit gaz naturel à liquéfier circulant à une pression P_0 supérieure ou égale à la pression atmosphérique, de

préférence P0 étant supérieure à la pression atmosphérique, dans au moins 3 échangeurs de chaleur cryogéniques disposés en série dont :

5 - un premier échangeur dans lequel ledit gaz naturel entrant à une température T0 est refroidi et sort à une température T1 inférieure à T0, puis

- un deuxième échangeur dans lequel le gaz naturel est entièrement liquéfié et sort à une température T2 inférieure à T1 et supérieure à T3, et

10 - un troisième échangeur dans lequel ledit gaz naturel liquéfié est refroidi de T2 à T3, et

(b) circulation à circuit fermé d'au moins deux flux de gaz réfrigérant à l'état gazeux dénommés premier et troisième flux respectivement à des pressions différentes P1 et P2, traversant au moins deux dits échangeurs en contact indirect avec et à contre-courant du flux de gaz naturel, comprenant :

20 - un premier flux de gaz réfrigérant à une pression P1 inférieure à P3 traversant les 3 échangeurs entrant dans ledit troisième échangeur à une température T3' inférieure à T3, puis entrant à T2' inférieure à T2 dans ledit deuxième échangeur, puis entrant à T1' inférieure à T1 dans ledit premier échangeur et sortant dudit premier échangeur à une température T0' inférieure ou égale à T0, ledit premier flux de gaz réfrigérant à P1 et T3' étant obtenu par détente dans au moins un premier détendeur d'une première partie d'un deuxième flux de gaz réfrigérant comprimé à la pression P3 supérieure à P2, ledit deuxième flux circulant en contact indirect avec et à co-courant dudit flux de gaz naturel, en entrant dans ledit premier échangeur à T0 et ladite première partie dudit deuxième flux sortant dudit deuxième échangeur sensiblement à T2, et

30 - un troisième flux à une pression P2 supérieure à P1 et inférieure à P3 circulant en contact indirect avec et à co-courant dudit premier flux, traversant uniquement les dits deuxième et premier échangeurs, entrant dans ledit deuxième échangeur sensiblement à une

température T2' et sortant dudit premier échangeur sensiblement à T0',
ledit troisième flux de gaz réfrigérant à P2 et T2 étant obtenu par
détente dans un deuxième détendeur d'une deuxième partie dudit
deuxième flux de gaz réfrigérant sortant dudit premier échangeur
5 sensiblement à T1, le débit D2 de ladite deuxième partie de deuxième
flux étant de préférence supérieur au débit D1 de la première partie de
deuxième flux,

(c) ledit deuxième flux de gaz réfrigérant comprimé à la pression
P3 étant obtenu par compression par au moins deux compresseurs et
10 refroidissement desdits premier et troisième flux de gaz réfrigérant
sortant du dit premier échangeur à P1 et respectivement P2, un premier
compresseur comprimant de P1 à P2 la totalité du dit premier flux de
gaz réfrigérant sortant dudit premier échangeur, et au moins un
deuxième compresseur, comprimant de P2 à au moins P'3, P'3 étant une
15 pression inférieure ou égale à P3 et supérieure à P2, d'une part ledit
troisième flux de gaz réfrigérant sortant à P2 du dit premier échangeur
et d'autre part ledit premier flux de gaz réfrigérant comprimé à P2
sortant dudit premier compresseur, pour obtenir ledit deuxième flux de
gaz réfrigérant à P3 et T0 après refroidissement, ledit deuxième
20 compresseur étant monté en série avec ledit premier compresseur,
caractérisé en ce que :

- les deux premier et deuxième compresseurs disposés en série
sont couplés auxdits premier et respectivement deuxième détendeurs
consistant en des turbines de récupération d'énergie, et
- 25 - au moins le dit premier compresseur est couplé à un premier
moteur, et
 - au moins une turbine à gaz est couplée
 - soit audit deuxième compresseur, celui-ci comprimant
ledit deuxième flux de gaz réfrigérant directement à P3,
 - 30 - soit, à un troisième compresseur monté en série après le
deuxième compresseur, le dit troisième compresseur comprimant
de P'3 à P3 ledit deuxième flux de gaz réfrigérant,

- ladite turbine à gaz apportant la majeure partie de la puissance totale apportée à l'ensemble des dits compresseurs mis en œuvre.

Dans la présente description, on entend par « compresseur couplé à un détendeur/turbine ou moteur » ou encore « compresseur actionné par un moteur » (ou vice versa un « détendeur/turbine ou moteur couplé au compresseur ») que l'arbre de sortie de la turbine ou respectivement du moteur entraîne l'arbre d'entrée du compresseur, c'est-à-dire, transfère une énergie mécanique à l'arbre du compresseur. Il s'agit donc d'un couplage mécanique du compresseur au détendeur/turbine ou respectivement du compresseur au moteur.

Plus particulièrement, ledit moteur peut être soit un moteur thermique, soit de préférence un moteur électrique, ou toute autre installation capable de fournir de l'énergie mécanique au gaz réfrigérant ; et les compresseurs sont du type rotatif à turbine, encore dénommé compresseur centrifuge.

De préférence, après l'étape (a) on dépressurise le gaz naturel liquéfié sortant dudit troisième échangeur à T3, depuis la pression P0 à la pression atmosphérique le cas échéant.

Le procédé selon l'invention est avantageux par rapport au procédé décrit dans US 2011/0113825 en ce que tous les compresseurs sont montés en série sans nécessiter de contrôle de débit avec des vannes de régulation de débit pour stabiliser le fonctionnement de l'installation. En effet, dans le procédé selon l'invention, il n'y a pas de séparation de flux dans la chaîne de compression. Il en résulte que la régulation de débit de flux et/ou d'énergie au niveau des différents compresseurs est obtenue essentiellement par la régulation de l'apport de puissance au niveau desdits premier et deuxième moteurs et dite turbine à gaz. Il n'est pas indispensable de mettre en œuvre des vannes de régulation au niveau desdits compresseurs et dite turbine du fait que lesdits premier et deuxième détendeurs sont couplés auxdits premier et deuxième compresseurs montés en série et ne sont donc pas couplés à des compresseurs montés en parallèles comme dans US 2011/0113825.

D'autre part, dans la présente invention, l'essentiel de la puissance apportée auxdits compresseurs est injecté au niveau des deuxième et/ou troisième compresseurs comprimant le flux de gaz réfrigérant à haute pression P'3/P3 et la récupération d'énergie au
5 niveau des premier et deuxième détendeurs est réinjectée au niveau des premier et deuxième compresseurs, comprimant les gaz réfrigérants circulant à basse et moyenne pression P1 et P2. En effet, la fraction de fluide traversant le compresseur C1 représente une faible fraction du débit total (par exemple 10-15%) et l'énergie nécessaire est du même
10 ordre de grandeur que l'énergie récupérée par la turbine E1. Il est donc intéressant de coupler les deux. De plus un ajout contrôlé de puissance en C1 permet d'améliorer le rendement énergétique du système en pilotant P1 et P2 indépendamment l'une de l'autre.

D'autre part, la plus grande part de la puissance apportée aux
15 compresseurs est injectée dans les compresseurs fournissant la plus grande pression (P'3, P3), ce qui permet d'augmenter la capacité de production du procédé, tout en améliorant son rendement énergétique.

En outre, la mise en œuvre desdits premier et deuxième compresseurs en série couplés à desdits premier et deuxièmes
20 détendeurs selon la présente invention permet aussi d'améliorer la compacité de l'installation ce qui est particulièrement avantageux pour la mise en œuvre d'un procédé à bord d'un support flottant où la place est limitée.

Le procédé selon l'invention en référence aux figures 2- 3 est
25 avantageux par rapport à celui de la figure 1 en ce que, tout d'abord, plutôt que de recycler après détente une partie D2 du deuxième flux en sortie du premier échangeur pour rejoindre le premier flux à l'entrée du deuxième échangeur, on recycle cette partie D2 du deuxième flux à l'entrée du deuxième échangeur à une pression intermédiaire P2
30 supérieure à P1 dans un troisième flux S3 indépendant et parallèle à S1, c'est à dire à co-courant de S1. Et, du fait que l'essentiel de l'énergie est consommée pour la phase 2 du procédé au sein dudit deuxième échangeur, ceci permet d'augmenter les transferts thermiques et le rendement énergétique du procédé.

D'autre part, le procédé selon l'invention est avantageux par rapport à WO 2005/071333 et le procédé décrit dans la revue GASTECH 2009 citée ci-dessus en ce qu'il permet de faire varier de façon contrôlée ladite pression P2 de manière à ce que l'énergie consommée pour la mise en œuvre du procédé (Ef) soit minimale. En effet, selon la présente invention, on peut moduler et contrôler spécifiquement la valeur de la pression P2 en apportant une puissance différenciée au niveau dudit premier compresseur grâce audit premier moteur, permettant de moduler et contrôler la puissance apportée aux différents compresseurs de manière différenciée et donc de faire varier la valeur de P2.

Ainsi, selon une caractéristique originale de la présente invention, on fait varier de façon contrôlée ladite pression P2 en apportant de la puissance de façon contrôlée audit premier compresseur avec le dit premier moteur, de manière à ce que l'énergie consommée pour la mise en œuvre du procédé (Ef) soit minimale, de préférence lorsque la composition du gaz naturel à liquéfier varie.

Ce procédé est plus particulièrement avantageux car il permet ainsi, en modulant et contrôlant spécifiquement la valeur de la pression P2 dudit troisième flux, de modifier et optimiser le point de fonctionnement du procédé, à savoir minimiser l'énergie consommée et donc augmenter le rendement notamment lorsque, comme cela arrive en cours d'exploitation, la composition du gaz naturel à liquéfier varie.

Plus particulièrement, ledit premier moteur apporte au moins 3%, de préférence de 3 à 30% de la puissance totale apportée à l'ensemble des dits compresseurs mis en œuvre, la dite turbine à gaz fournissant de 97 à 70% de la puissance totale apportée.

Plus particulièrement encore, on observe que lorsque l'on augmente la puissance injectée au niveau dudit premier moteur, la pression P1 reste sensiblement constante, la pression P2 augmente et le rendement augmente, c'est à dire que la consommation en énergie exprimée en kW x jour/t diminue, jusqu'à atteindre un minimum, puis en augmentant encore la puissance apportée par ledit moteur, notamment au-delà de 30% de la puissance totale, ladite consommation en énergie

augmente à nouveau.

Une unité de liquéfaction conventionnelle est dimensionnée par rapport aux puissances des turbines à gaz disponibles, les turbines de forte puissance étant couramment de 25MW, voire 30MW lorsqu'elles
5 sont destinées à être installées sur un support flottant. Les turbines à gaz fixes installées à terre peuvent atteindre des puissances maximales de 90-100MW.

On cherche en général à augmenter la puissance de l'installation, et il est alors possible d'installer en parallèle deux turbines à gaz
10 identiques pour obtenir une puissance double, mais on alors deux lignes de machines tournantes, ce qui augmente les encombrements, les quantités de conduites et bien sûr les coûts.

En installant une seule turbine GT de n MW et en rajoutant de la puissance inférieure à n MW au niveau d'un dit deuxième moteur M2, le
15 fonctionnement du procédé est identique en termes de rendement à celui utilisant deux turbines à gaz de n MW en parallèle.

Ainsi, l'ajout de puissance au niveau du deuxième moteur M2, de préférence grâce à une motorisation électrique, donne plus de souplesse au fonctionnement et permet ainsi un accroissement de puissance. En
20 revanche le rendement de l'ensemble reste inchangé.

Si par contre, on fournit la même puissance au niveau du premier moteur M1, la puissance globale est toujours la même, mais dans ce cas le rendement de l'ensemble est amélioré, ce qui représente un gain d'énergie consommée pour la même puissance globale, par rapport à une
25 injection de puissance au niveau du deuxième moteur M2.

Ainsi, en fonction de la production de gaz naturel, tant en quantité qu'en qualité, en provenance des nappes souterraines, on utilisera avantageusement une turbine à gaz GT, par exemple de 25MW, à plein régime en permanence que l'on complètera, voire le cas échéant
30 modulera, par :

- injection de puissance au niveau de la turbine GT ou du

deuxième moteur M2 sans changer le rendement global, et/ou

- injection de puissance au niveau du premier moteur M1 ce qui a pour effet d'améliorer le rendement global, jusqu'à atteindre un optimum, c'est à dire un minimum de consommation d'énergie.

5 Dans une première variante de réalisation du procédé, on met en œuvre deux compresseurs montés en série, comprenant :

10 (i) au moins un premier compresseur, de préférence un dit premier compresseur couplé audit premier détenteur, comprimant de P1 à P2 la totalité du dit premier flux de gaz réfrigérant sortant dudit premier échangeur, et

15 (ii) au moins un deuxième compresseur, de préférence ledit deuxième compresseur couplé audit deuxième détenteur, comprimant de P2 à au moins P'3, P'3 étant supérieure à P2 et inférieure ou égale à P3, d'une part ledit troisième flux de gaz réfrigérant sortant à P2 du dit premier échangeur, et d'autre part ledit premier flux de gaz réfrigérant comprimé à P2 sortant dudit premier compresseur, pour obtenir ledit deuxième flux de gaz réfrigérant à P3 et T0 après refroidissement, et

20 iii) ledit premier compresseur est actionné par un premier moteur, ledit deuxième compresseur étant actionné par au moins une dite turbine à gaz.

Cette première variante de réalisation est avantageuse en ce qu'elle permet en œuvre une installation la plus compacte en termes d'encombrement à bord du support flottant.

25 Dans une deuxième variante de réalisation, on met en œuvre trois compresseurs montés en série, comprenant :

30 (i) un premier compresseur actionné par un premier moteur et couplé audit premier détenteur, comprimant de P1 à P2 la totalité du dit premier flux de gaz réfrigérant sortant dudit premier échangeur, et

(ii) un deuxième compresseur actionné par un deuxième moteur et couplé audit deuxième détenteur, comprimant de P2 à P'3, P'3 étant supérieur à P2 et inférieure à P3, d'une part ledit troisième flux de gaz réfrigérant sortant à P2 du dit premier échangeur, et d'autre part ledit premier flux de gaz réfrigérant comprimé à P2 sortant dudit premier compresseur, et

(iii) un troisième compresseur actionné par une turbine à gaz pour fournir la majeure partie de l'énergie et comprimer de P'3 à P3 la totalité des premier et troisième flux de gaz réfrigérant comprimés par le deuxième compresseur, pour obtenir ledit deuxième flux de gaz réfrigérant à P3 et T0 après refroidissement, et

(iv) ledit premier moteur apporte au moins 3%, de préférence encore de 3 à 30% de la puissance totale apportée à l'ensemble des dits compresseurs mis en œuvres, la turbine à gaz couplée au dit troisième compresseur, ainsi que ledit deuxième moteur couplé au deuxième compresseur fournissant ensemble de 97 à 70% de la puissance totale apportée à l'ensemble des dits compresseurs mis en œuvre.

Cette deuxième variante de réalisation est avantageuse en termes de rendement thermodynamique et de capacité de production car on peut utiliser alors avantageusement comme turbine à gaz une turbine de capacité maximale disponible sur le marché, c'est-à-dire 25-30MW dans le cas de turbines destinées à être installées sur un support flottant, plus un deuxième moteur électrique par exemple de 5 à 10 MW relié au deuxième compresseur, la puissance globale des deuxième moteur et troisième moteur (turbine à gaz) étant alors de 30 à 40MW, donc largement supérieure à celle des turbine à gaz les plus grosses disponibles sur le marché et destinées à des supports flottants. Avantageusement, le deuxième moteur peut être lui aussi une turbine à gaz, de préférence de puissance identique à la turbine à gaz principale, ce qui permet alors d'atteindre une puissance globale de 50 à 60MW.

Le procédé selon l'invention permet, en faisant varier la pression P2 par apport d'énergie audit premier compresseur à l'aide dudit premier moteur, de mettre en œuvre une énergie totale E_f minimale consommée dans le procédé inférieur à 21.5 kW x jour/t, plus particulièrement de
5 18.5 à 20.5 kW x jour/t de gaz liquéfié produit.

D'une manière générale, on fonctionnera avec une turbine à gaz GT à plein régime, que l'on complètera par un apport de puissance au niveau du premier moteur M1, ledit apport étant limité à moins de 30% de la puissance globale de manière à optimiser le rendement à la valeur
10 minimale de 18.5 à 21.5 kW x jour/t, puis en cas de nécessité, on augmentera la puissance globale par injection de puissance au niveau du deuxième moteur M2, et concomitamment on réajustera la puissance injectée au niveau du premier moteur M1, de manière à ce que ladite puissance soit toujours sensiblement égale à moins de 30% de la
15 puissance globale de manière à conserver le rendement de l'installation à la valeur optimale de 18.5 à 21.5 kW x jour/t.

Ledit rendement optimal de 19.75 kW x jour/t pour une puissance du premier moteur M1 représentant 24% de la puissance totale est valable pour un fluide réfrigérant constitué de 100% d'azote. Dans le cas
20 d'autres gaz tels que néon ou hydrogène ou de mélanges azote-néon ou azote-hydrogène, le rendement optimal ainsi que le pourcentage de puissance varient de 18.5 à 21.5 kW x jour/t en fonction du gaz ou du mélange et des pourcentages de néon ou d'hydrogène, mais les avantages détaillés précédemment restent valables et même se
25 cumulent.

Plus particulièrement, ledit gaz réfrigérant comprend de l'azote.

Dans une variante de réalisation, ledit gaz réfrigérant consiste en un gaz unique choisi parmi l'azote, l'hydrogène et le néon.

De préférence, le néon est préféré au regard des risques
30 d'explosion plus importants de l'hydrogène et du fait que l'hydrogène peut présenter une certaine propension à percoler à travers les joints en élastomères et même à travers les parois métalliques de faible

épaisseur.

Selon d'autres caractéristiques particulières :

- la composition du gaz naturel à liquéfier est comprise dans les fourchettes suivantes pour un total de 100% :

- 5
- Méthane de 80 à 100%,
 - azote de 0 à 20 %
 - éthane de 0 à 20%
 - propane de 0 à 20 %, et
 - butane de 0 à 20 % ; et

- 10
- les températures suivantes :
- T0 et T0' sont de 10 à 35 °C (température en AA), et
 - T3 et T3' sont de -160 à -170°C (température en DD), et
 - T2 et T2' sont de -100 à - 140°C (température en CC), et
 - T1 et T1' sont de -30 à -70°C (température en CC) ;

- 15
- Pour les pressions suivantes :
- P0 est de 0.5 à 5 MPa (5 à 50 bars), et
 - P1 est de 0.5 à 5 MPa, et
 - P2 est de 1 à 10 MPa (10 à 100bars), et
 - P3 est de 5 à 20 MPa (50 à 200bars).

20

La présente invention fournit également une installation embarquée sur un navire ou support flottant pour mettre en œuvre un procédé selon l'invention caractérisé en ce qu'elle comprend :

- au moins 3 dits échangeurs de chaleur cryogéniques en série comprenant au moins :

- 25
- un premier conduit de circulation à contre-courant apte à faire circuler un premier flux de gaz réfrigérant à l'état gazeux comprimés à P1 traversant à contre-courant successivement les 3 troisième, deuxième

et premier échangeurs,

5 - un deuxième conduit de circulation à co-courant apte à faire circuler un dit deuxième flux de gaz réfrigérant à l'état gazeux comprimé à P3 traversant à co-courant uniquement successivement les dits premier et deuxième échangeurs,

- un troisième conduit de circulation à contre-courant du dit gaz réfrigérant apte à la circulation circuler un dit troisième flux de gaz réfrigérant à l'état gazeux comprimé à P2 traversant à contre-courant uniquement successivement les dits deuxième et premier échangeurs,

10 - un quatrième conduit apte à faire circuler ledit gaz naturel à liquéfier traversant successivement les 3 premier, deuxième et troisième échangeurs,

- un premier détendeur entre la sortie dudit deuxième conduit et l'entrée dudit premier conduit,

15 - un deuxième détendeur entre (i) une dérivation dudit deuxième conduit située entre les dits premier et deuxième échangeur et (ii) l'entrée dudit troisième conduit, et

- un premier compresseur à la sortie dudit premier conduit couplé à une turbine constituant ledit premier détendeur,

20 - un deuxième compresseur à la sortie du dit deuxième conduit couplé à une turbine constituant ledit deuxième détendeur, ledit deuxième compresseur étant monté en série avec ledit premier compresseur, notamment en sortie dudit premier compresseur, et

25 - un conduit de circulation de la totalité du gaz comprimé à P2 par le premier compresseur vers le deuxième compresseur ainsi monté en série dudit premier compresseur, et

- au moins un premier moteur couplé audit premier compresseur, apte à apporter au moins 3%, de préférence 3 à 30% de la puissance totale apportée à l'ensemble desdits compresseurs mis en œuvre.

Plus particulièrement encore, une dite installation comprend ÷

seulement au moins deux compresseurs montés en série, comprenant :

5 (i) au moins un dit premier compresseur couplé audit premier détenteur, apte à comprimer de P1 à P2 la totalité du dit premier flux de gaz réfrigérant sortant dudit premier échangeur, et

10 (ii) au moins un deuxième compresseur couplé audit deuxième détenteur, apte à comprimer de P2 à P3, d'une part ledit troisième flux de gaz réfrigérant sortant à P2 du dit premier échangeur et d'autre part ledit premier flux de gaz réfrigérant comprimé à P2 sortant dudit premier compresseur, pour obtenir ledit deuxième flux de gaz réfrigérant à P3 et T0 après refroidissement, et

15 (iii) un dit premier moteur couplé à un dit premier compresseur, et une turbine à gaz couplée à un dit deuxième compresseur, ledit premier moteur étant apte à apporter au moins 3%, de préférence encore de 3 à 30% de la puissance totale apportée à l'ensemble des dits compresseurs mis en œuvre, et

20

(iv) ladite turbine à gaz couplée audit deuxième compresseur étant apte à fournir de 97 à 70% de la puissance totale apportée.

25 Plus particulièrement encore, une installation selon l'invention comprend :

seulement trois compresseurs montés en série comprenant :

(i) un dit premier compresseur couplé audit premier détenteur et à un dit premier moteur, et

30 (ii) un dit deuxième compresseur couplé audit deuxième détenteur et à un dit deuxième moteur, et

(iii) un troisième compresseur couplé à une turbine à gaz apte à fournir la majeure partie de l'énergie et apte à comprimer à P3 la totalité des premier et troisième flux de gaz réfrigérant comprimés par ledit deuxième compresseur, pour obtenir ledit
5 troisième flux de gaz réfrigérant à P3 et T0 après refroidissement, et

(iv) ledit premier moteur étant apte à apporter au moins 3%, de préférence encore de 3 à 30% de la puissance totale apportée à l'ensemble des dits compresseurs mis en œuvres, la
10 turbine à gaz couplée au dit troisième compresseur, ainsi que ledit deuxième moteur couplé au deuxième compresseur étant apte à fournir ensemble de 97 à 70% de la puissance totale apportée à l'ensemble des dits compresseurs mis en œuvre.

D'autres caractéristiques et avantages de la présente invention
15 apparaîtront à la lumière de la description détaillée de différents modes de réalisation qui va suivre, en référence aux figures suivantes.

- la figure 1 représente le diagramme d'un procédé standard de liquéfaction à double boucle utilisant l'azote comme gaz réfrigérant,

- la figure 2 représente le diagramme d'un procédé de
20 liquéfaction selon l'invention à triple boucle utilisant l'azote ou un mélange comportant de l'azote comme gaz réfrigérant, dans une version dite « équilibrée »,

- la figure 3 représente le diagramme d'un procédé de
25 liquéfaction selon l'invention à triple boucle utilisant l'azote ou un mélange comportant de l'azote comme gaz réfrigérant, dans une version dite « compacte »,

- la figure 4 représente un diagramme de refroidissement et de liquéfaction d'un gaz naturel dans le cadre d'un procédé de liquéfaction selon l'invention représentant l'enthalpie du gaz naturel et du fluide
30 réfrigérant (kJ/kg) en fonction de la température de T0 à T3,

- les figures 5 et 5A représentent des diagrammes de l'énergie

totale consommée (Ef) en kW x jour par tonne de GNL produit (kW x jour/t) d'un procédé de liquéfaction selon l'invention utilisant un mélange d'azote et de néon comme gaz réfrigérant, en fonction de la pression P1 et des divers pourcentages en néon dudit mélange,

5 - les figures 5 et 5B représentent des diagrammes l'énergie totale consommée (Ef) kW x jour/t de GNL produit d'un procédé de liquéfaction selon l'invention utilisant un mélange d'azote et d'hydrogène comme gaz réfrigérant, en fonction de la pression P1 et des divers pourcentages en hydrogène dudit mélange,

10 - la figure 6A représente un diagramme de l'énergie totale consommée (Ef) en kW x jour/t de GNL produit d'un procédé de liquéfaction selon l'invention utilisant un mélange d'azote et de néon comme gaz réfrigérant en fonction de la pression P2 et divers pourcentages en néon dudit mélange,

15 - la figure 6B représente des diagrammes de l'énergie totale consommée (Ef) en kW x jour/t de GNL produit d'un procédé de liquéfaction selon l'invention utilisant un mélange d'azote et d'hydrogène comme gaz réfrigérant, en fonction de la pression P2 et divers pourcentages en hydrogène dudit mélange,

20 - la figure 7 représente un diagramme de l'énergie totale consommée (Ef) en kW x jour/t de GNL produit de GNL produit dans un procédé de liquéfaction de la technique antérieure (60) et d'un procédé de liquéfaction selon l'invention, utilisant de l'azote comme gaz réfrigérant selon le niveau de la pression P3,

25 - la figure 7A représente un diagramme de l'énergie totale consommée (Ef) en kW x jour/t de GNL produit d'un procédé de liquéfaction selon l'invention utilisant un mélange d'azote et de néon comme gaz réfrigérant en fonction de la pression P3 et divers pourcentages en néon dudit mélange,

30 - la figure 7B représente un diagramme de l'énergie totale consommée (Ef) en kW x jour/t de GNL produit d'un procédé de liquéfaction selon l'invention utilisant un mélange d'azote et d'hydrogène

comme gaz réfrigérant en fonction de la pression P3 et divers pourcentages en hydrogène dudit mélange.

Sur la figure 1 on a représenté le PFD (*Process Flow Diagram*), c'est à dire le diagramme des flux du procédé standard à double boucle sans changement de phase utilisant de l'azote comme gaz réfrigérant. Le procédé comporte des compresseurs C1, C2 et C3, des détendeurs E1 et E2, des refroidisseurs intermédiaires H1 et H2 ainsi que des échangeurs cryogéniques EC1, EC2 et EC3. Les échangeurs de chaleur sont constitués, de manière connue, d'au moins deux circuits de fluides juxtaposés mais ne communiquant pas entre eux au niveau desdits fluides, les fluides circulant dans lesdits circuits échangeant de la chaleur tout au long du parcours au sein dudit échangeur thermique. De nombreux types d'échangeurs thermiques ont été développés pour les diverses industries et dans le cadre des échangeurs cryogéniques deux types prédominant de manière connue : - d'une part les échangeurs bobinés, d'autre part les échangeurs à plaque aluminium dites « brasées » appelés en anglais « cold box ».

Des échangeurs de ce type sont connus de l'homme de l'Art et commercialisés par les sociétés LINDE (France) ou FIVE Cryogénie (France). Ainsi, tous les circuits d'un échangeur cryogénique sont en contact thermique les uns avec les autres pour échanger des calories, mais les fluides qui y circulent ne se mélangent pas. Chacun des circuits est dimensionné pour présenter un minimum de pertes de charges au débit maximal de fluide réfrigérant et une résistance suffisante pour résister à la pression dudit fluide réfrigérant existant dans la boucle concernée.

De manière conventionnelle, un détendeur réalise une chute de pression d'un fluide ou d'un gaz et est représenté par un trapèze symétrique, dont la petite base représente l'entrée 10a (haute pression), et la grande base représente la sortie 10b (basse pression) comme illustré sur la figure 1 en référence au détendeur E2, ledit détendeur pouvant être une simple réduction du diamètre de la conduite, ou encore une vanne ajustable, mais dans le cas du procédé de liquéfaction selon l'invention le détendeur est en général une turbine destinée à récupérer

de l'énergie mécanique lors de ladite détente, pour que cette énergie ne soit pas perdue.

De la même manière, et de manière conventionnelle, un compresseur augmente la pression d'un gaz et est représenté par un trapèze symétrique, dont la grande base représente l'entrée 11a (basse pression), et la petite base représente la sortie 11b (haute pression) comme illustré sur la figure 1 en référence au compresseur C2, ledit compresseur étant en général une turbine ou un compresseur à pistons, ou encore un compresseur à spirale. Selon l'invention, de préférence (figure 2 et 3) les compresseurs C1 et C2 sont reliés mécaniquement à un moteur M1 et M2 qui peut être soit à un moteur thermique, soit à un moteur électrique, ou toute autre installation capable de fournir de l'énergie mécanique.

Le gaz naturel circule dans le circuit Sg et entre en AA dans le premier échangeur cryogénique EC1 à une température T0, supérieure ou sensiblement égale à la température ambiante, et T1=-50°C environ. Dans cet échangeur EC1, le gaz naturel se refroidit, mais reste à l'état de gaz. Puis il passe en BB dans l'échangeur cryogénique EC2 dont la température est comprise entre T1=-50°C environ et T2=-120°C environ.

Dans cet échangeur EC2, la totalité du gaz naturel se liquéfie en GNL à une température de T2=-120°C environ, puis le GNL passe en CC dans l'échangeur cryogénique EC3. Dans cet échangeur EC3, le GNL est refroidi jusqu'à la température de T3=-165°C ce qui permet d'évacuer le GNL en partie basse en DD, puis de le dépressuriser en EE pour enfin le stocker liquide à la pression atmosphérique ambiante, c'est à dire à une pression absolue de 1 bar environ (soit environ 0.1MPa). Tout au long de ce parcours du gaz naturel dans le circuit Sg dans les divers échangeurs, le gaz naturel se refroidit en cédant des calories au gaz réfrigérant, lequel se réchauffe alors et doit subir de manière permanente un cycle thermodynamique complet pour pouvoir extraire de manière continue des calories au gaz naturel entrant en AA.

Ainsi, le parcours du gaz naturel est représenté sur la gauche du PFD, et ledit gaz circule du haut vers le bas dans le circuit Sg, la

température étant décroissante du haut vers le bas, depuis une température T0 sensiblement ambiante en haut en AA, jusqu'à une température T3 d'environ -165°C en bas en DD.

Sur la partie droite du PFD, on a représenté le cycle thermodynamique du gaz réfrigérant à double boucle correspondant aux circuits S1 et S2. Pour la clarté des explications, les niveaux de pression dans les principaux circuits sont représentés en trait fin pour la basse pression (P1 dans le circuit S1), en trait moyen pour la pression intermédiaire (P2), et en trait fort pour la haute pression (P3 dans le circuit S2).

Dans un schéma classique représenté sur la figure 1, les phases 1, 2 et 3 sont réalisées par une boucle basse pression P1 à très basse température à l'entrée inférieure de EC3.

L'installation est composée de :

- un moteur, en général une turbine à gaz GT qui actionne le compresseur C3 et fournit l'intégralité de la puissance mécanique,
- de 3 compresseurs :
 - C3 qui comprime l'intégralité du flux de réfrigérant,
 - C2 qui est accouplé à la turbine E2 et qui comprime la portion D'2 du flux total D, et
 - C1 qui est accouplé à la turbine E1 et qui comprime la portion complémentaire D'1 du flux total D,
- de 2 turbines,
 - E2 couplé en direct sur le compresseur C2, et qui détend la portion D2 du flux total D, depuis la haute pression P3 jusqu'à la basse pression P1,
 - E1 couplé en direct sur le compresseur C1, et qui détend la portion D1 du flux total D, depuis la haute pression P3 jusqu'à la basse pression P1,

- d'un échangeur cryogénique en trois parties ou 3 échangeurs en série EC1, EC2 et EC3, correspondant respectivement aux phase 1, phase 2 et phase 3 de la liquéfaction, comportant trois circuits, respectivement SG (gaz naturel) et S1-S2 (gaz réfrigérant),
- 5 • de deux refroidisseurs au minimum, H1 et H2, situés respectivement en sortie du compresseur principal C3 (H1) et sur la boucle haute pression (H2), avant l'entrée dans les échangeurs cryogéniques.

Un refroidisseur H1, H2 peut être constitué d'un échangeur à
10 eau, par exemple un échangeur à eau de mer ou de rivière ou air froid du type ventilo convecteur ou tour de refroidissement, telle que celles utilisées dans les centrales nucléaires.

Plus précisément sur la figure 1, on a représenté le schéma d'un procédé et installation dans lesquels on liquéfie ledit gaz naturel à
15 liquéfier en réalisant les étapes concomitantes suivantes de :

(a) circulation dudit gaz naturel à liquéfier circulant Sg à une pression P0 supérieure ou égale à la pression atmosphérique (Patm), de préférence P0 étant supérieure à la pression atmosphérique, dans 3 échangeurs de chaleur cryogéniques EC1, EC2, et EC3 disposés en série
20 dont :

- un premier échangeur EC1 dans lequel ledit gaz naturel entrant à une température T0 est refroidi et sort BB à une température T1 inférieure à T0 à laquelle tous les composants dudit gaz naturel sont encore à l'état gazeux, puis
- 25 - un deuxième échangeur EC2 dans lequel le gaz naturel est entièrement liquéfié et sort en CC à une température T2 inférieure à T1, et
- un troisième échangeur EC3 dans lequel ledit gaz naturel liquéfié est refroidi de T2 à T3, T3 étant inférieure à T2 et T3 étant inférieure ou égale à la température de liquéfaction dudit gaz naturel à pression atmosphérique, et
- 30

(b) circulation en circuit fermé à contre-courant d'un premier flux S1 de gaz réfrigérant à l'état gazeux comprimé à une pression P1 inférieure à P3 en contact indirect avec et à contre-courant du flux de gaz naturel Sg, ledit premier flux S1 à une pression P1 traversant les 3 échangeurs EC3, EC2, et EC1 entrant en DD dans ledit troisième échangeur EC3 à une température T3' inférieure à T3 puis sortant dudit troisième échangeur et entrant dans ledit deuxième échangeur EC2 en CC à une température T2' inférieure à T2, puis sortant du deuxième échangeur et entrant dans le premier échangeur EC1 en BB à une température T1' inférieure à T1 et sortant en AA dudit premier échangeur EC1 à une température T0' inférieure ou égale à T0,

- ledit premier flux S1 de gaz réfrigérant à P1 et T3' étant obtenu par détente dans un premier détendeur E1 d'une première partie D1 d'un deuxième flux S2 de gaz réfrigérant comprimé à P3 supérieure à P1 circulant à co-courant dudit gaz naturel entrant en AA dans ledit premier échangeur EC1 à T0 et sortant CC dudit deuxième échangeur EC2 sensiblement à T2, et

- une deuxième partie D2 dudit deuxième flux S2 de gaz réfrigérant comprimé P3 circulant à co-courant dudit gaz naturel entrant en AA dans ledit premier échangeur EC1 à T0 et sortant dudit premier échangeur sensiblement à T1 est détendue dans un deuxième détendeur E2 à ladite pression P1 et à une dite température T2', et est recyclée pour rejoindre ledit premier flux à l'entrée en CC dudit deuxième échangeur, et

(c) ledit deuxième flux S2 comprimé à P3 est obtenu par compression par trois compresseurs C1, C2, et C3 suivi d'au moins deux refroidissements H1 et H2 dudit premier flux S1 de gaz réfrigérant recyclé sortant en AA du dit premier échangeur EC1, par un premier compresseur C1 couplé audit premier détendeur E1, et

(d) après l'étape (a) on dépressurise le gaz naturel liquéfié depuis la pression P0 à la pression atmosphérique.

Plus précisément, sur la figure 1, on met en œuvre 3

compresseurs dont 2 premier et deuxième compresseurs disposés en parallèle comprenant :

5 - un troisième compresseur C3 actionné par un moteur de préférence une turbine à gaz GT pour comprimer de P2 à P'3, P'3 étant compris entre P1 et P3, la totalité du premier flux de gaz réfrigérant provenant de la sortie en AA dudit premier échangeur EC1, et

10 - un premier compresseur C1 couplé au premier détenteur E1 consistant en une turbine, pour comprimer de P2 à P'3, une partie D1' dudit premier flux de gaz réfrigérant, comprimé par le troisième compresseur C3, et

15 - un deuxième compresseur C2 couplé au deuxième détenteur E2 consistant en une turbine, pour comprimer de P'3 à P3 une partie D2' dudit premier flux de gaz réfrigérant comprimé par le troisième compresseur C3.

Dans la figure 1, C1 et C2 sont donc disposés en parallèle et opèrent entre la moyenne pression P'3 et la haute pression P3 sur la totalité du flux en provenance de C3.

20 Le gaz réfrigérant en sortie haute en AA du circuit S1, au niveau de l'échangeur EC1 a un débit D : il est à la basse pression P1 et à une température T'0 sensiblement inférieure à T0 et à la température ambiante. Il est alors comprimé en C3 à la pression P'3 puis passe à travers un refroidisseur H1. Le fluide de débit D est alors séparé en deux parties de débits D1' et D2' qui alimentent respectivement les
25 compresseurs C1 (D1') et C2 (D2') opérant en parallèle. Les deux flux à la pression P3 sont ensuite rassemblés puis refroidis sensiblement jusqu'à la température ambiante T0 en passant dans le refroidisseur H2. Ce flux global D entre alors dans le haut de l'échangeur cryogénique EC1 au niveau du circuit S2, puis à la sortie du premier niveau, en BB, un
30 large partie du flux de débit D2 (D2 supérieure à D1) est extraite et dirigée vers la turbine E2 couplée au compresseur C2. Le reste du flux D1 traverse le deuxième étage de l'échangeur cryogénique EC2, puis au

niveau CC est dirigé vers la turbine E1 couplée au compresseur C1.

A la sortie de la turbine E1 le gaz réfrigérant, à une température $T3'$ inférieure à $T3 = -165^{\circ}\text{C}$, est alors dirigé vers le bas de l'échangeur cryogénique EC3 dans le circuit S1 et remonte à contre-courant du gaz à liquéfier circulant dans le circuit Sg, dont il assure la phase finale 3 de la liquéfaction.

Le flux D2 de gaz réfrigérant en provenance de la turbine E2 est à une pression P1 et température T2 d'environ -120°C et est recombinaison au sein du circuit S1 au flux D1 en provenance de la turbine E1 au niveau de la sortie supérieure de l'échangeur cryogénique EC3 en CC.

La séparation du deuxième flux S2 en deux parties de débits différents D1 et D2 en sortie BB du premier échangeur, de préférence avec D2 supérieur à D1, est avantageuse car l'essentiel de l'énergie consommée se produit dans la phase 2 au sein du deuxième échangeur EC2. Ainsi seule une partie mineure de débit D1 traverse le troisième échangeur EC3 où se produit la phase 3, tandis que le flux total $D = D1 + D2$ du circuit S1 traverse alors l'échangeur cryogénique EC2 pour assurer la phase 2 de la liquéfaction (température de $T1 = -50^{\circ}\text{C}$ à $T2 = -120^{\circ}\text{C}$).

Le même flux D du circuit S1 traverse enfin l'échangeur cryogénique EC1 pour assurer la phase 1 du processus de liquéfaction (température de $T1 = -50^{\circ}\text{C}$ à $T0 =$ température ambiante). A la sortie supérieure de l'échangeur cryogénique EC1, le flux D du circuit S1 est à la température $T0'$ sensiblement inférieure à la température ambiante. Puis, le flux D est de nouveau dirigé vers le compresseur C3 pour effectuer de manière continue un nouveau cycle.

Dans cette configuration, les compresseurs C1 et C2 fonctionnent en parallèle et doivent assurer le plus haut niveau de pression du cycle. Les deux compresseurs C1 et C2 traitent des débits de fluide réfrigérant différents, respectivement $D1'$ et $D2'$, et sont accouplés directement aux turbines E1 et E2 lesquelles elles aussi traitent des débits différents, respectivement D1 et D2.

On a la relation :

$D1 + D2 = D = D'1 + D'2$, avec $D1$ différent de $D'1$ et $D2$ différent de $D'2$. En pratique, de préférence $D1/D = 5$ à 35% , de préférence de 10 à 25% .

5 Ainsi, dans ce type d'installation, l'intégralité de la puissance est injectée dans le système au niveau du compresseur C3 (par la turbine à gaz GT), les transferts de puissance au niveau des couples turbine compresseur E2-C2 et E1-C1 étant variables en fonction des pressions dans les divers circuits (P1-P2-P3), des niveaux de température à
10 l'entrée des échangeurs cryogéniques, ainsi que des transferts thermiques au sein de chacun de ces dits échangeurs cryogéniques.

Ainsi, une telle installation présente un point de fonctionnement qui s'auto-stabilise à un niveau d'énergie de consommation donnée E_f exprimé en général en kW x jour/t c'est à dire en kW-jour par tonne de
15 GNL produit, ou encore en kWh par kg de GNL produit, ledit point de fonctionnement pouvant le cas échéant être totalement instable. Il est alors très difficile de piloter les pressions des boucles haute et basse indépendamment l'une de l'autre. Cela peut se révéler nécessaire dans le cas de variations de composition du gaz naturel à liquéfier. Il est
20 possible de modifier les flux en contraignant localement tout ou partie des flux $D1-D'1-D2-D'1$, par exemple en créant des pertes de charge localisées, mais de telles dispositions conduisent à des pertes d'énergie, donc à une baisse du rendement global de l'installation de liquéfaction.

Le diagramme de la figure 4 illustre la variation d'enthalpie H ,
25 exprimé en kJ/ kg de GNL produit, dans un procédé de liquéfaction de gaz naturel. Ce diagramme de la figure 4 est le résultat d'un calcul théorique relatif à un gaz naturel comportant majoritairement du méthane (85%), le complément (15%) étant constitué d'azote, d'éthane (C-2), de propane (C-3) et de butane (C-4).

30 On y a représenté :

- la phase 1 de refroidissement du gaz naturel entre les points AA et BB correspondant à l'étage EC1 du PFD de la figure 1,

correspondant à des températures comprises entre la température ambiante T_0 et $T_1 = -50^\circ\text{C}$,

5 - la phase 2 de liquéfaction du gaz naturel entre les points BB et CC, correspondant à l'étage EC2 du PFD de la figure 1, correspondant à des températures comprises entre $T_1 = -50^\circ\text{C}$ et $T_2 = -120^\circ\text{C}$,

10 - la phase 3 de refroidissement du GNL entre les points CC et DD, correspondant à l'étage EC3 du PFD de la figure 1, correspondant à des températures comprises entre $T_2 = -120^\circ\text{C}$ et $T_3 = -165^\circ\text{C}$.

La courbe 50 comportant des triangles, illustre les variations de l'enthalpie H des fluides circulant à co-courant dans les circuits Sg et S2 en fonction de la température du gaz à liquéfier comportant le méthane/GNL pour un procédé virtuel idéal.

15 La courbe 51 correspond à la variation de l'enthalpie H du gaz réfrigérant circulant dans le circuit S1 de la figure 1, donc représente l'énergie transférée aux circuits Sg et S2 lors du procédé de liquéfaction.

20 La surface 52 comprise entre les deux courbes 50 et 51 représente la perte d'énergie globale consommée E_f dans le procédé de liquéfaction : - on cherche donc à minimiser cette surface de manière à obtenir le meilleur rendement. Dans les procédés à terre utilisant des procédés à changement de phase du fluide réfrigérant, la courbe 51 n'est plus rectiligne, mais se rapproche beaucoup plus de la courbe théorique 50, ce qui implique moins de pertes, donc un rendement
25 amélioré, mais le procédé à changement de phase du fluide réfrigérant n'est pas adapté à la liquéfaction à bord d'un support flottant en environnement confiné.

30 Les figures 2 et 3 illustrent le diagramme PFD du procédé amélioré selon l'invention, dans lequel le cheminement du gaz naturel à liquéfier comprenant majoritairement du méthane et de traces d'autres gaz, est identique à celui de la figure 1, et s'effectue de la même manière au sein du circuit Sg, du haut (température T_0 sensiblement

ambiante) vers le bas (état liquide à $T_3 = -165^\circ\text{C}$), à travers trois échangeurs cryogéniques EC1, EC2 et EC3.

Sur les figures 2 et 3, plutôt que de recycler après détente une partie D2 du deuxième flux en sortie du premier échangeur pour rejoindre le premier flux à l'entrée basse CC du deuxième échangeur comme dans la figure 1, on recycle cette partie D2 du deuxième flux à l'entrée CC du deuxième échangeur à une pression intermédiaire P2 supérieure à P1 dans un troisième circuit S3 indépendant de S1, S2, SG, et parallèle à S1, c'est à dire à co-courant de S1.

Du fait que l'essentiel de l'énergie est consommée pour la phase 2 du procédé au sein dudit deuxième échangeur, ceci permet d'augmenter encore les transferts thermiques et le rendement énergétique global du procédé. Mais de façon plus importante, on permet en outre de moduler et contrôler spécifiquement la valeur de la pression P2 en montant en série les deux compresseurs C1 et C2 et en couplant C1 avec un moteur M1 permettant de moduler et contrôler la puissance supplémentaire apportée à C1 déjà couplé à la turbine E1, et donc de contrôler la valeur de la pression P2 comme décrit ci-après.

Plus précisément, sur les figures 2 et 3, on a représenté des procédé et installation dans lesquelles on liquéfie ledit gaz naturel à liquéfier en réalisant les étapes concomitantes suivantes de :

(a) circulation dudit gaz naturel à liquéfier circulant Sg à une pression P0 supérieure ou égale à la pression atmosphérique (P_{atm}), P0 étant supérieure à la pression atmosphérique, dans 3 échangeurs de chaleur cryogéniques EC1, EC2, et EC3 disposés en série dont :

- un premier échangeur EC1 dans lequel ledit gaz naturel entrant à une température T0 est refroidit et sort en BB à une température T1 inférieure à T0, température T1 à laquelle tous les composants du gaz naturel sont encore à l'état gazeux, puis

- un deuxième échangeur EC2 dans lequel le gaz naturel est entièrement liquéfié et sort en CC à une température T2 inférieure à T1, et

- un troisième échangeur EC3 dans lequel ledit gaz naturel liquéfié est refroidit de T2 à T3, T3 étant inférieure à T2 et T3 étant inférieure à la température de liquéfaction dudit gaz naturel à pression atmosphérique, et

5 (b) circulation à circuit fermé de deux flux S1 et S3 de gaz réfrigérant à l'état gazeux dénommés respectivement premier et troisième flux, respectivement à des pressions différentes P1 (S1) et P2 (S2), traversant deux dits échangeurs en contact indirect avec et à contre-courant du flux de gaz naturel Sg, comprenant :

10 - un premier flux de gaz réfrigérant S1 à une pression P1 inférieure à P3 traversant les 3 échangeurs EC1, EC2 et EC3 entrant en DD dans ledit troisième échangeur EC3 à une température T3' inférieure à T3 puis sortant dudit troisième échangeur et entrant dans ledit deuxième échangeur EC2 en CC à une température T2' inférieure à T2, puis sortant du deuxième échangeur et entrant
15 dans le premier échangeur EC1 en BB à une température T1' inférieure à T1 et sortant en AA dudit premier échangeur à une température T0' inférieure à T0, ledit premier flux de gaz réfrigérant à P1 et T3' étant obtenu par détente dans un premier
20 détendeur E1 d'une partie D1 d'un deuxième flux S2 de gaz réfrigérant comprimé à la pression P3 supérieure à P2, ledit deuxième flux S2 circulant en contact indirect avec et à co-courant dudit flux gaz naturel Sg en entrant en AA dans ledit premier échangeur EC1 sensiblement à T0 et sortant en CC dudit deuxième
25 échangeur EC) sensiblement à la température T2, et

- un troisième flux S3 à une pression P2 supérieure à P1 et inférieure à P3 circulant en contact indirect avec et à co-courant dudit premier flux, traversant uniquement les dits deuxième et premier échangeurs EC2 et EC1, entrant en CC dans ledit deuxième
30 échangeur sensiblement à une température T2' inférieure à T2 et sortant en AA dudit premier échangeur EC sensiblement à une température T0', ledit troisième flux S3 de gaz réfrigérant à P2 et T2 étant obtenu par détente dans un deuxième détendeur E2 d'une partie D2 dudit deuxième flux S2 de gaz réfrigérant sortant dudit

premier échangeur sensiblement à T1,

(c) ledit deuxième flux de gaz réfrigérant S2 comprimé à la pression P3 étant obtenu par compression desdits premier et troisième flux de gaz réfrigérant sortant en AA du dit premier échangeur EC1 à P1 et respectivement P2, par deux premier et deuxième compresseurs, respectivement C1 et C2 disposés en série et couplés respectivement auxdits premier et deuxième détendeurs E1 et E2 consistant en des turbines, et

(d) après l'étape (a) on dépressurise le gaz naturel liquéfié sortant en DD dudit troisième échangeur à T3, depuis la pression P0 à la pression atmosphérique le cas échéant.

Plus précisément, sur la figure 2, on met en œuvre :

(1) trois compresseurs C1, C2 et C3 montés en série, comprenant :

(i) un premier compresseur C1 couplé audit premier détendeur E1, comprimant de P1 à P2 la totalité du dit premier flux de gaz réfrigérant sortant en AA dudit premier échangeur EC1, et

(ii) un deuxième compresseur C2 couplé audit deuxième détendeur E2, comprimant de P2 à P'3, P'3 étant supérieure à P2 et inférieure ou égal à P3, d'une part ledit troisième flux S3 de gaz réfrigérant sortant à P2 du dit premier échangeur EC1, et d'autre part ledit premier flux de gaz réfrigérant comprimé à P2 sortant dudit premier compresseur C1, et

(iii) un troisième compresseur C3 actionné par une turbine à gaz GT pour fournir la majeure partie de l'énergie et comprimer de P'3 à P3 la totalité des premier et troisième flux de gaz réfrigérant comprimés par le deuxième compresseur C2, pour obtenir ledit deuxième flux de gaz réfrigérant à P3 et T0 après refroidissement (H1, H2), et

(2) ledit premier compresseur C1 est couplé à un premier moteur

M1, permettant de faire varier de façon contrôlée la pression P2 en apportant de la puissance de façon contrôlée audit premier compresseur C1, ledit premier moteur M1 apportant au moins 3%, de préférence encore de 3 à 30% de la puissance totale apportée à l'ensemble des dits
5 compresseurs mis en œuvre C1, C2 et C3, la turbine à gaz GT couplée au dit troisième compresseur C3, ainsi que le deuxième moteur M2 couplé au deuxième compresseur C2 fournissant ensemble de 97 à 70% de la puissance totale apportée à l'ensemble des dits compresseurs mis en œuvre C1, C2 et C3.

10 L'installation de la figure 2 est donc composé de :

- une pluralité de moteurs, en général une turbine à gaz GT qui actionne le compresseur C3 et des moteurs M1-M2, par exemple soit électriques soit thermiques, tels des turbines à gaz, connectés respectivement aux compresseurs C1-C2,

15 - 3 compresseurs :

- C3 qui comprime l'intégralité du flux de gaz réfrigérant D,

20 - C2 qui est accouplé au moteur M2 et à la turbine E2, et qui comprime l'intégralité du flux de gaz réfrigérant D,

- C1 qui est accouplé au moteur M1 et à la turbine E1, et qui comprime la portion D1 de premier flux de gaz réfrigérant,

- 2 détendeurs, par exemple des turbines,

25 - E2 couplé au compresseur C2 et au moteur M2,

- E1 couplé au compresseur C1 et au moteur M1,

- d'un échangeur cryogénique en trois parties ou 3 échangeurs en série EC1, EC2 et EC3, correspondant respectivement aux phases 1, 2 et 3 de la liquéfaction et

comportant quatre circuits, respectivement SG (gaz naturel) et S1-S2-S3 (gaz réfrigérant),

5 - de deux refroidisseurs, H1 et H2, situés respectivement en sortie du compresseur principal C3 (H1) avant l'entrée dans le circuit S2 des échangeurs cryogéniques, et sur la boucle haute pression (H2).

Les compresseurs C1 et C2 sont montés en série.

10 - C1 opère entre la basse pression P1 et la moyenne pression P2, sur la portion D1 du flux de gaz réfrigérant en provenance de la turbine E1 circulant dans le circuit S1, du bas vers le haut, à travers chacun des trois échangeurs cryogéniques EC3-EC2-EC1.

15 - C2 opère entre la moyenne pression P2 et la haute pression intermédiaire P'3 sur l'intégralité du flux D, composé de la portion D1 de flux en provenance du compresseur C1 et de la portion D2 du flux de gaz réfrigérant en provenance de la turbine E2 circulant dans le circuit S3, du bas vers le haut, à travers chacun des deux échangeurs cryogéniques EC2-EC1.

20 L'intégralité du flux de gaz réfrigérant D sortant du compresseur C2 est refroidie dans un refroidisseur H1 avant de rentrer à la pression P'3 dans le compresseur C3, ce dernier étant connecté à un moteur (GT), en général une turbine à gaz. Ladite turbine à gaz ainsi que le moteur (M2) fournissent ensemble au gaz réfrigérant de 70 à 97% de la puissance globale Q, le reliquat de puissance étant fourni au système au
25 niveau du moteur M1, à savoir de 30 à 3% de la puissance globale Q.

En sortie du compresseur C3, l'intégralité du flux de gaz réfrigérant D est à la haute pression P3. Le flux est alors refroidi dans un refroidisseur H2 avant de circuler dans le circuit S2, du haut vers le bas, à travers chacun des deux échangeurs cryogéniques EC1-EC2.

30 La portion D2 de flux de gaz réfrigérant est prélevée en BB à la sortie de l'échangeur cryogénique EC1 et dirigé vers l'entrée de la

turbine E2, le complément, c'est à dire la portion D1 de flux de gaz réfrigérant étant prélevée en CC à la sortie de l'échangeur cryogénique EC2 et dirigé vers l'entrée de la turbine E1.

Au sein du compresseur C3, on installe entre deux étages de
5 compression un refroidisseur H2 fonctionnant à la pression P'3, ledit refroidisseur H2 traitant l'intégralité du flux D.

Dans ce procédé selon l'invention, on a les relations :

$D1 + D2 = D$ et de préférence $D1/D2=1/3$ à $1/20$, de préférence de $1/4$ à $1/10$.

10 Le principal avantage du dispositif selon l'invention de la figure 2 réside dans la possibilité d'optimiser le rendement global des installations et de modifier à loisir les points de fonctionnement des diverses boucles correspondant aux circuits S1-S2-S3, c'est-à-dire de
minimiser l'énergie consommée en augmentant ou diminuant la
15 puissance injectée au niveau de l'un des compresseurs C1-C2-C3, ou en faisant varier la répartition de la puissance globale Q injectée dans le système. Ces ajustements de puissance injectées au niveau des divers compresseurs C1-C2-C3 ont pour effet de modifier les débits dans les diverses boucles, donc de modifier les pressions P1, P2 & P3 ainsi que
20 les débits massiques D, D1 et D2 dans les divers circuits S1-S2-S3, ce qui donne une grande souplesse dans l'optimisation du point de fonctionnement de l'installation et donc une grande facilité et une grande rapidité lors de réajustements du procédé suite à des
25 fluctuations dans la composition du gaz naturel à liquéfier en provenance des réservoirs souterrains. Ces variations peuvent être importantes durant la vie du champ de production de gaz, qui peut s'étendre sur 20 à 30 ans, voire plus.

Ainsi, dans le diagramme de la figure 4 relatif à un gaz naturel comportant 85% de méthane, le complément étant constitué d'azote,
30 d'éthane (C-2), de propane (C-3) et de butane (C-4), la courbe 50 comportant des triangles, illustre les variations de l'enthalpie H des fluides circulant dans les circuits Sg et S2 de la figure 2 en fonction de

la température du gaz naturel/GNL pour un processus virtuel idéal.

La courbe 53 correspond à la variation de l'enthalpie H du fluide réfrigérant circulant dans les circuits S1 et S3 de la figure 2, donc représente l'énergie transférée lors du processus de liquéfaction aux
5 circuits Sg et S2 de la figure 2.

La surface 52 comprise entre les deux courbes 50 et 53 représente la perte d'énergie globale dans le processus de liquéfaction en référence à la figure 2 : - on cherche donc à minimiser cette surface de manière à obtenir le meilleur rendement.

10 Lors des variations dans le temps de la qualité du gaz naturel fourni par le champ de gaz, donc de sa composition, le point bas 54 de la courbe 50 correspondant à P0 et T2 de fin de liquéfaction du GNL, peut varier de quelques %. Dans le processus conventionnel de la figure 1, le point correspondant 55 du circuit de gaz réfrigérant reste
15 sensiblement fixe, et la surface 52, donc le rendement de l'installation ne peut pas être optimisé.

Par contre, dans le dispositif selon l'invention selon la figure 2, en jouant sur la répartition de l'énergie mécanique et en particulier sur l'énergie injectée en GT, en M1 et M2, et plus particulièrement en M1,
20 on peut faire varier avantageusement la position du point 56, que l'on sait ainsi déplacer de manière optimale dans la direction du point 54, ce qui permet de réduire au minimum la surface de l'aire 52 comprise entre les courbes 50 et 53, et de ce fait d'optimiser en temps réel le rendement de l'installation de liquéfaction, en fonction de la composition
25 du gaz naturel.

La figure 3 représente le diagramme PFD d'une version de l'invention présentant une compacité améliorée par rapport aux procédé et installation de la figure 2, dans laquelle le compresseur C2 est intégré sur la même ligne d'arbre que le compresseur C3 et est actionné par la
30 turbine à gaz GT représentant un apport d'énergie mécanique de 85 à 95% de l'énergie totale Q. Dans cette configuration, la turbine d'expansion E2 se trouve alors connectée d'une part au compresseur C2

et d'autre part à la turbine à gaz GT.

Dans cette version de la figure 3 présentant une plus grande compacité que la version décrite en référence à la figure 2, on dispose toutefois de moins de latitude pour ajuster les points de fonctionnement des diverses boucles, car les ajustements de puissance ne peuvent alors se faire qu'au niveau des moteurs GT relié à C3 et M1 relié à C1. Ainsi, cette version compacte se justifie avantageusement en cas de surface disponible très limitée, et de plus on n'a que deux lignes d'arbres de machines tournante et deux compresseurs, alors que dans la version en référence à la figure 2, on doit installer trois lignes d'arbres de machines tournante et trois compresseurs, ce qui représente un surcoût non négligeable, mais apporte un plus grande flexibilité dans le réglage fin des diverses boucle de pression, ainsi qu'un meilleur rendement final, donc une meilleure rentabilité des installation sur le long terme, pendant toute la durée de vie des installation qui dépasse 20 à 30 ans, voire plus.

Sur les figures 5 à 9 discutées ci-après, on a reproduit les résultats des essais dans lesquelles on fait varier les valeurs de P1, P2 et P3 pour minimiser l'énergie totale consommée E_f en kW x jour/t en fonction de la variation de la composition du gaz réfrigérant.

Sur les figures 5-5A-5B, on a représenté le diagramme du rendement énergétique, plus précisément de E_f exprimé en kW x jour/t, en fonction de la pression P1, et en fonction des diverses variantes de l'invention. En fait, cette pression P1 est constante pour une composition de gaz réfrigérant donnée, ce qui explique que tous les points d'une même courbe sont sur une droite parallèle aux ordonnées. Cette pression P1 correspond à la température T3' la plus basse du dispositif, c'est à dire à la température à l'entrée basse de l'échangeur cryogénique EC3. Cette pression P1 correspond sensiblement au point de rosée du gaz réfrigérant à une température T3' sensiblement inférieure à T3=-165°C, c'est à dire la température à laquelle le GNL restera liquide sous une pression correspondant à la pression atmosphérique, soit sensiblement 0.1MPa absolue, c'est à dire sensiblement une atmosphère.

Sur les figures 5, 5A et 5B, on observe qu'en mélangeant l'azote à du néon ou de l'hydrogène, jusqu'à une proportion molaire de 50%, on peut augmenter la pression P1, ce qui s'accompagne d'une diminution de l'énergie optimale consommée au point de fonctionnement stabilisé, donc d'un meilleur rendement énergétique du procédé de liquéfaction.

D'autre part, sur le diagramme 5A relatif à un mélange azote-néon, le point de fonctionnement dans le cas du procédé conventionnel de la figure 1 avec de l'azote pur se situe en 60. La courbe 70 (portion de droite) représente la variation du rendement énergétique en fonction de la puissance injectée dans le procédé au niveau du moteur M1 en référence aux figures 2 et 3. Le point supérieur $W_0=0$ de la courbe 70 correspond à un moteur M1 non alimenté, donc fournissant une puissance nulle. Le point W_1 correspond à une puissance $W_1>0$ fournie par ledit moteur M1. De même les points successifs de la courbe correspondent à des puissances croissantes fournies au système au niveau du moteur M1, à savoir $W_4>W_3>W_2>W_1>W_0=0$.

Les points W_0 à W_4 correspondent à des puissances injectées au niveau du moteur M1 :

W_0 = puissance nulle,

W_1 = 7% de la puissance globale,

W_2 = 15% de la puissance globale,

W_3 = 24% de la puissance globale,

W_4 = 33% de la puissance globale.

De manière similaire sur le diagramme de la figure 6A, on a représenté le rendement énergétique en fonction de la pression P2, et en fonction des diverses variantes de l'invention. La courbe 90 représente le procédé selon la figure 2 utilisant un gaz réfrigérant composé à 100% d'azote. Comme dans la figure 5A, le point supérieur $W_0=0$ de la courbe 90 correspond à un moteur non alimenté, donc fournissant une puissance nulle. Le point W_1 correspond à une puissance $W_1>0$ fournie par ledit moteur M1. De même les points suivants de la courbe correspondent à des puissances croissantes fournies au système

au niveau du moteur M1, telles que $W4 > W3 > W2 > W1 > W0 = 0$: - lesdites puissances $W1$ à $W4$ étant identiques dans les figures 5A et 6A.

Ainsi, sur cette même figure 6A, on observe que lorsque l'on augmente la puissance W injectée au niveau de M1, la pression $P1$ reste constante, mais la pression $P2$ augmente et le rendement augmente, c'est à dire que la consommation en énergie exprimée en kW x jour/t diminue, jusqu'à atteindre un minimum 90a, ici sensiblement confondu avec le point $W3$, puis ladite consommation en énergie augmente à nouveau vers $W4$. Ce minimum 90a correspond au point bas 70a de la courbe 70 de la figure 5A, pour une consommation en énergie minimale d'environ 19.75 kW x jour/t, une pression $P1$ d'environ 9 bars et d'une pression $P2$ d'environ 28 bars. En comparaison, le point de fonctionnement $W0$ sans apport d'énergie au niveau du moteur M1 correspond, pour un procédé à l'azote pur, à une consommation en énergie d'environ 21.25 kWxd/t, à une même pression $P1$ d'environ 9 bars et une pression $P2$ d'environ 11 bars : le rendement énergétique est donc amélioré de 7.06%.

De manière similaire sur le diagramme de la figure 7A, on a représenté le rendement énergétique en fonction de la pression $P3$, et en fonction des diverses variantes de l'invention, notamment dans le cas d'un mélange azote néon. Les points $W0-W1-W2-W3-W4$ correspondent aux mêmes niveaux de puissance injectés au niveau du moteur M1 que décrits précédemment en référence aux figures 5A - 6A. $P3$ représente ainsi la pression maximale du système au niveau du circuit S3 : elle croit proportionnellement à la puissance injectée, ainsi qu'au pourcentage de néon dans le mélange de gaz réfrigérant.

Ainsi, une augmentation de la proportion de puissance injectée W au niveau du moteur M1 des figures 2 - 3 par rapport à la puissance totale injectée:

- n'a pas d'influence sur la pression $P1$,
- augmente la pression $P2$,
- augmente la pression maximale $P3$,

- diminue la consommation en énergie E_f jusqu'à une valeur minimale, pour une proportion de puissance W donnée, puis cette consommation en énergie croît à nouveau au-delà de cette dite proportion de puissance W donnée.

5 De la même manière, l'utilisation d'un mélange azote-néon conduit à une amélioration des performances énergétiques telle que représenté sur les figures 5A et 6A, tant dans les procédés conventionnels décrits en référence à la figures 1 que dans les procédés décrits en référence aux figures 2 - 3.

10 Ainsi, en considérant un mélange comportant 20% de néon, la pression P_1 est d'environ 12.5 bars et la courbe 71 de la figure 5A représente les variations de la consommation en énergie pour les mêmes puissances croissantes fournies au système au niveau du moteur M3 ($W_4 > W_3 > W_2 > W_1 > W_0 = 0$).

15 Pour ce même pourcentage en néon de 20%, sur la courbe 91 de la figure 6A, on a représenté les variations de la consommation en énergie pour les mêmes puissances croissantes fournies au système au niveau du moteur M1 ($W_4 > W_3 > W_2 > W_1 > W_0 = 0$), en fonction de la
20 injectée au niveau de M1, le rendement augmente, c'est à dire que la consommation en énergie exprimée en kWxd/t diminue, jusqu'à atteindre un minimum 91a, situé entre les points W_2 et W_3 de ladite courbe 91, puis ladite consommation en énergie augmente à nouveau vers W_4 . Ce minimum correspond au point bas 71a de la courbe 71 de la figure 5A,
25 pour une consommation en énergie minimale d'environ 19.4 kWxd/t , une pression P_1 d'environ 12.5 bars et d'une pression P_2 d'environ 33 bars. En comparaison, le point de fonctionnement W_0 de la même courbe 91 correspondant à un mélange à 20%, de néon, sans apport d'énergie au niveau du moteur M1 correspond, à une consommation en énergie
30 d'environ 20.45 $\text{kW} \times \text{jour/t}$, à une même pression P_1 d'environ 12.5 bars et une pression P_2 d'environ 17 bars, ce qui illustre l'amélioration du rendement énergétique lorsque l'on combine l'augmentation du pourcentage de néon et l'augmentation de la puissance injectée au niveau du moteur M1.

Les mêmes effets sont observés pour l'hydrogène sur les figures 5B et 6B.

Sur les figures 5 à 7, on a représenté des diagrammes de performances d'un procédé conventionnel et du procédé selon l'invention, de liquéfaction d'un gaz naturel constitué de 85% de méthane, et 15% desdits autres constituant.

Dans le diagramme de la figure 7A, la pression maximale P3 est représentée en abscisses et l'énergie par unité de masse de gaz est en ordonnée. L'énergie est représentée en kW x jour/tonne de gaz naturel (1 kW x jour/t = 0.024 kWh/kg). Ainsi, pour un gaz réfrigérant constitué de 100% d'azote, le point de fonctionnement du processus conventionnel en référence à la figure 1 est situé en 60 sur cette figure 7A. Par contre, dans le procédé selon l'invention en référence aux figures 2 et 3, pour diverses compositions de mélange azote-néon, en injectant de la puissance au niveau du moteur M1, on peut faire varier le rendement de l'installation selon la courbe 70 (20% de néon) et autres courbes (40 – 50% de néon). Ainsi, d'un point de fonctionnement à 45-50 bars selon le procédé conventionnel, correspondant à une consommation en énergie d'environ 21.3 kW x d/t, on peut augmenter le rendement thermodynamique en augmentant la pression maximale. Ainsi, comme représenté sur ce même diagramme, pour un gaz réfrigérant constitué de 100% d'azote pur, en injectant une partie de la puissance au niveau du moteur M1, et en opérant à une pression d'environ 68 bars, la consommation en énergie chute à environ 19.75 kWxd/t, ce qui représente un gain de rendement de 7.28%.

De manière générale, en opérant à plus forte pression, pour un débit massique donné, les débits volumiques sont réduits au prorata de l'augmentation de ladite pression : - les conduites sont de plus faible diamètre, mais leur résistance mécanique, donc leur épaisseur, leur poids et leur coût sont augmentés d'autant : - par contre, l'emprise au sol s'en trouve réduite d'autant, ce qui est très intéressant dans le cas d'installations en environnement confiné tel que sur un support flottant ancré en mer, ou encore sur un méthanier dans le cas d'unité de reliquéfaction de boil-off. De la même manière, les compresseurs et les

turbines opérant à plus forte pression sont beaucoup plus compacts. En ce qui concerne les échangeurs cryogéniques, l'augmentation de la pression améliore aussi les transferts thermiques, mais les surfaces d'échange thermique ne sont pas réduites dans la même proportion que dans le cas des conduites et des compresseurs et des turbines. En revanche, leur poids augmente de manière importante car ils doivent résister à cet accroissement de pression.

Ainsi, globalement, le procédé selon l'invention des figures 2-3 conduit à des installations présentant une compacité plus grande et à une amélioration importante du rendement énergétique lorsque le gaz réfrigérant est de l'azote pur, ledit rendement énergétique étant encore amélioré quand le gaz réfrigérant est un mélange d'azote et, soit de néon, soit d'hydrogène.

Sur la figure 7A, on a représenté un diagramme de performances d'un procédé conventionnel en référence à la figure 1, et du procédé selon l'invention des figures 2-3 utilisant comme gaz réfrigérant un mélange d'azote et de néon, dans lequel la pression maximale P3 est représentée en abscisses et l'énergie par unité de masse de gaz est en ordonnée. L'énergie est représentée en KW x jour par tonne de gaz naturel (kW x d/t).

Ainsi, pour une composition donnée de gaz, le point de fonctionnement du processus conventionnel en référence à la figure 1 est situé en 60 sur cette figure 7A. Dans le procédé selon l'invention en référence aux figures 2 et 3, utilisant un gaz réfrigérant composé de 100% d'azote, en injectant de la puissance au niveau du moteur M1, on peut faire varier le rendement de l'installation selon la courbe 61 avec un point de fonctionnement optimum 62 à environ 68 bars, correspondant à une consommation en énergie d'environ 19.75 kWxd/t, ce qui représente un gain de rendement de 7.28% par rapport au point de fonctionnement 60 du procédé conventionnel.

En utilisant comme gaz réfrigérant un mélange de 80% d'azote et de 20% de néon, on peut augmenter la pression, comme représenté sur la courbe 70, sans que le mélange de gaz n'atteigne son point de rosée,

jusqu'à une valeur optimale 70a d'environ 88 bars et pour une consommation en énergie minimale d'environ 19.4 kWxd/t, ce qui représente un gain de rendement thermodynamique de 1.77% par rapport au point de fonctionnement 62 du procédé selon l'invention avec
5 un gaz réfrigérant composé de 100% d'azote et un gain de rendement thermodynamique de 8.92% par rapport au point de fonctionnement 60 du procédé conventionnel.

En utilisant comme gaz réfrigérant un mélange de 60% d'azote et de 40% de néon, on peut augmenter la pression, comme représenté sur
10 la courbe 71, sans que le mélange de gaz n'atteigne son point de rosée, jusqu'à une valeur optimale 71a d'environ 118 bars et pour une consommation en énergie minimale d'environ 19.15 kWxd/t, ce qui représente un gain de rendement thermodynamique de 3.04% par rapport au point de fonctionnement 62 du procédé selon l'invention avec
15 un gaz réfrigérant composé de 100% d'azote et un gain de rendement thermodynamique de 10.09% par rapport au point de fonctionnement 60 du procédé conventionnel.

En utilisant comme gaz réfrigérant un mélange de 50% d'azote et de 50% de néon, on peut augmenter la pression, comme représenté sur
20 la courbe 72, sans que le mélange de gaz n'atteigne son point de rosée, jusqu'à une valeur optimale 72a d'environ 145 bars et pour une consommation en énergie minimale d'environ 18.8 kWxd/t, ce qui représente un gain de rendement thermodynamique de 4.81% par rapport au point de fonctionnement 62 du procédé selon l'invention avec
25 un gaz réfrigérant composé de 100% d'azote et un gain de rendement thermodynamique de 11.74% par rapport au point de fonctionnement 60 du procédé conventionnel.

De la même manière, comme représenté sur le diagramme de la figure 7B on utilise avantageusement comme gaz réfrigérant un mélange
30 d'azote et d'hydrogène.

Ainsi, en utilisant comme gaz réfrigérant un mélange de 80% d'azote et de 20% d'hydrogène, on peut augmenter la pression, comme représenté sur la courbe 80, sans que le mélange de gaz n'atteigne son

point de rosée, jusqu'à une valeur optimale 80a d'environ 94 bars et pour une consommation en énergie minimale d'environ 19.2 kWxd/t, ce qui représente un gain de rendement thermodynamique de 2.78% par rapport au point de fonctionnement 62 du procédé selon l'invention des figures 2-3 avec un gaz réfrigérant composé de 100% d'azote, et un gain de rendement thermodynamique de 9.86% par rapport au point de fonctionnement 60 du procédé conventionnel de la figure 1.

En utilisant comme gaz réfrigérant un mélange de 60% d'azote et de 40% d'hydrogène, on peut augmenter la pression, comme représenté sur la courbe 81, sans que le mélange de gaz n'atteigne son point de rosée, jusqu'à une valeur optimale 81a d'environ 140 bars et pour une consommation en énergie minimale d'environ 18.8 kWxd/t, ce qui représente un gain de rendement thermodynamique de 4.81% par rapport au point de fonctionnement 62 du procédé selon l'invention des figures 2-3 avec un gaz réfrigérant composé de 100% d'azote et un gain de rendement thermodynamique de 11.74% par rapport au point de fonctionnement 60 du procédé conventionnel de la figure 1.

En utilisant comme gaz réfrigérant un mélange de 50% d'azote et de 50% d'hydrogène, on peut augmenter la pression, comme représenté sur la courbe 82, sans que le mélange de gaz n'atteigne son point de rosée, jusqu'à une valeur optimale 82a d'environ 186 bars et pour une consommation en énergie minimale d'environ 18.7 kWxd/t, ce qui représente un gain de rendement thermodynamique de 5.32% par rapport au point de fonctionnement 62 du procédé selon l'invention des figures 2-3 avec un gaz réfrigérant composé de 100% d'azote et un gain de rendement thermodynamique de 12.21% par rapport au point de fonctionnement 60 du procédé conventionnel de la figure 1.

Ainsi, un pourcentage croissant de gaz complémentaire, soit de l'hydrogène, soit du néon, rajouté à de l'azote pour constituer un gaz réfrigérant, améliore de manière radicale de rendement thermodynamique du procédé, tout en autorisant un fonctionnement à plus haute pression, ce qui implique des équipements plus compacts, ce qui est très avantageux dès lors que l'on ne dispose que de surfaces très réduites, ce qui est le cas sur un support flottant ancré en mer, ou à

bord d'un méthanier, dans le cas d'unités de reliquéfaction.

Le procédé selon l'invention utilise soit un mélange d'azote et de néon, soit d'azote et d'hydrogène, et malgré son rendement légèrement inférieur, on privilégiera l'utilisation du mélange d'azote et de néon, car le néon est un gaz inerte, alors que l'hydrogène est combustible et reste dangereux et délicat à opérer, surtout à haute pression dans des installations confinées à bord d'un support flottant. De plus l'hydrogène est un gaz qui percole très facilement à travers des joints élastomériques et même dans certains cas à travers les métaux, surtout à très haute pression, et de ce fait le procédé selon l'invention basé sur l'utilisation d'un mélange azote-hydrogène ne constitue pas la version préférée de l'invention : la version préférée de l'invention reste l'utilisation comme gaz réfrigérant d'un mélange d'azote et de néon dans les dispositifs décrits en référence aux diverses figures.

De la même manière, on améliore le rendement des procédés conventionnels utilisant comme gaz réfrigérant de l'azote, en considérant un mélange binaire azote-néon ou azote-hydrogène.

Ainsi, comme représenté sur le diagramme de la figure 7A, la courbe 75 représente la variation du rendement d'un procédé conventionnel selon la figure 1, ou de ses variantes, en fonction du pourcentage de gaz néon dans le gaz réfrigérant. Pour un pourcentage de 20% de néon, le point de fonctionnement se situe en 70b, ce qui correspond à une pression maximale P3 de 63 bars environ et une consommation en énergie d'environ 20.45 kWxd/t, ce qui représente un gain de rendement thermodynamique de 3.76% par rapport au point de fonctionnement 60 du même procédé conventionnel avec un gaz réfrigérant composé de 100% d'azote.

Pour un pourcentage de 40% de néon, le point de fonctionnement se situe en 71b, ce qui correspond à une pression maximale P3 de 90 bars environ et une consommation en énergie d'environ 19.70 kWxd/t, ce qui représente un gain de rendement thermodynamique de 7.29% par rapport au point de fonctionnement 60 du même procédé conventionnel avec un gaz réfrigérant composé de

100% d'azote.

Pour un pourcentage de 50% de néon, le point de fonctionnement se situe en 72b, ce qui correspond à une pression maximale P3 de 120 bars environ et une consommation en énergie d'environ 19.35 kWxd/t, ce qui représente un gain de rendement thermodynamique de 8.94% par rapport au point de fonctionnement 60 du même procédé conventionnel avec un gaz réfrigérant composé de 100% d'azote.

De la même manière avec un mélange azote-hydrogène comportant 20% d'hydrogène, comme représenté sur la figure 7B, le point de fonctionnement se situe en 80b, ce qui correspond à une pression maximale P3 de 68 bars environ et une consommation en énergie d'environ 20.2 kWxd/t, ce qui représente un gain de rendement thermodynamique de 4.94% par rapport au point de fonctionnement 60 du même procédé conventionnel avec un gaz réfrigérant composé de 100% d'azote.

Pour un pourcentage de 40% d'hydrogène, le point de fonctionnement se situe en 81b, ce qui correspond à une pression maximale P3 de 108 bars environ et une consommation en énergie d'environ 19.8 kWxd/t, ce qui représente un gain de rendement thermodynamique de 6.82% par rapport au point de fonctionnement 60 du même procédé conventionnel avec un gaz réfrigérant composé de 100% d'azote.

Pour un pourcentage de 50% d'hydrogène, le point de fonctionnement se situe en 82b, ce qui correspond à une pression maximale P3 de 150 bars environ et une consommation en énergie d'environ 19 kWxd/t, ce qui représente un gain de rendement thermodynamique de 10.59% par rapport au point de fonctionnement 60 du même procédé conventionnel avec un gaz réfrigérant composé de 100% d'azote.

A titre d'exemple, une unité de liquéfaction conventionnelle est dimensionnée par rapport aux puissances des turbines à gaz disponibles,

les turbines de forte puissance étant couramment de 25MW.

On cherche en général à augmenter la puissance de l'installation, et il est alors possible d'installer en parallèle deux turbines à gaz (GT1 et GT2) identiques pour obtenir 30MW (2x15MW), voire 40MW (2x20MW), mais on alors deux lignes de machines tournantes, ce qui augmente les encombrements, les quantités de conduites et bien sûr les coûts.

En installant une seule turbine GT de 25MW en C3 comme sur la figures 2 et en rajoutant de la puissance au niveau du deuxième moteur M2, par exemple 5MW, pour obtenir un total de 30MW, ou 15MW pour obtenir un total de 40MW, le fonctionnement du procédé en référence à la figure 2 est identique en termes de rendement à celui utilisant deux turbines à gaz (GT1 et GT2) en parallèle.

Ainsi, en considérant une turbine à gaz GT de 25MW, l'ajout de 5MW de puissance au niveau du moteur (M2), de préférence grâce à une motorisation électrique, donne plus de souplesse au fonctionnement et permet ainsi un accroissement de puissance de 20%. Par contre, le rendement de l'ensemble reste inchangé, sensiblement à 21.25 kW x jour/t de LNG produit comme représenté sur le diagramme de la figure 7 au niveau du point 60.

Si par contre, on fournit la même puissance de 5MW au niveau du premier moteur M1, la puissance globale est toujours de 30MW, mais dans ce cas le rendement de l'ensemble est amélioré et atteint sensiblement la valeur de 19.8 kW x jour/t de LNG produit, ce qui représente un gain de 6.59% pour la même puissance globale de 30MW, par rapport à une injection de puissance de 5MW au niveau du deuxième moteur M2, comme détaillé précédemment. Ledit apport de puissance de 5MW au niveau du premier moteur M1 représente alors 16.6% de la puissance globale et ledit rendement (19.8 kW x jour/t) correspond sensiblement au point W2 du diagramme de la figure 7.

De la même manière sur la figure 3, en installant une seule turbine GT de 25MW en C2 comme sur la figure 3 et en rajoutant de la

puissance au niveau de la turbine GT, par exemple 5MW pour obtenir un total de 30MW, ou 10MW pour obtenir un total de 40MW, le fonctionnement du procédé en référence à la figure 2 est identique en termes de rendement à celui utilisant deux turbines à gaz (GT1 et GT2) en parallèle.

Ainsi, en considérant une turbine à gaz GT de 25MW, l'ajout de 5MW de puissance au niveau de la turbine GT, donne plus de souplesse au fonctionnement et permet ainsi un accroissement de puissance de 20%. Par contre, le rendement de l'ensemble reste inchangé, sensiblement à 21.25 kW x jour/t de LNG produit comme représenté sur le diagramme de la figure 7 au niveau du point 60.

Si par contre, on fournit la même puissance de 5MW au niveau du premier moteur M1, la puissance globale est toujours de 30MW, mais dans ce cas le rendement de l'ensemble est amélioré et atteint sensiblement la valeur de 19.8 kW x jour/t de LNG produit, ce qui représente un gain de 6.59% pour la même puissance globale de 30MW, par rapport à une injection de puissance de 5MW au niveau du deuxième moteur M2, comme détaillé précédemment. Ledit apport de puissance de 5MW au niveau du premier moteur M1 représente alors 16.6% de la puissance globale et ledit rendement (19.8 kW x jour/t) correspond sensiblement au point W2 du diagramme de la figure 7.

Ainsi, en fonction de la production de gaz naturel, tant en quantité qu'en qualité, en provenance des nappes souterraines, on utilisera avantageusement une turbine à gaz GT, par exemple de 25MW, à plein régime en permanence,

- que l'on complètera par injection de puissance au niveau de la turbine GT (fig.2) ou du deuxième moteur M2 (fig.3) sans changer le rendement global (point WO de la figure 7), et

- que l'on complètera, voire le cas échéant modulera, par injection de puissance au niveau du premier moteur M1 ce qui a pour effet d'améliorer le rendement global selon la courbe 61 de la même figure 7, jusqu'à atteindre un optimum, c'est à dire un minimum de

consommation d'énergie de 19.75 kW x jour/t correspondant sensiblement au point W3 de ladite courbe 61 : - l'énergie injectée au niveau dudit premier moteur M1 représentant alors dans ce cas sensiblement 24% de l'énergie totale.

- 5 D'une manière générale, on fonctionnera avec une turbine à gaz GT à plein régime, que l'on complètera par un apport de puissance au niveau du premier moteur M1, ledit apport étant limité à environ 24% de la puissance globale de manière à optimiser le rendement à la valeur minimale de 19.75 kW x jour/t, puis en cas de nécessité, on augmentera
- 10 la puissance globale par injection de puissance au niveau du deuxième moteur M2, et concomitamment on réajustera la puissance injectée au niveau du premier moteur M1, de manière à ce que ladite puissance soit toujours sensiblement égale à environ 24% de la puissance globale de manière à conserver le rendement de l'installation à la valeur optimale
- 15 de 19.75 kW x jour/t.

Ledit rendement optimal de 19.75 kW x jour/t pour une puissance du premier moteur M1 représentant 24% de la puissance totale est valable pour un fluide réfrigérant constitué de 100% d'azote. Dans le cas de mélanges azote-néon ou azote-hydrogène, le rendement optimal ainsi

20 que le pourcentage de puissance varient en fonction des mélanges et des pourcentages de néon ou d'hydrogène, mais les avantages détaillés précédemment restent valables et même se cumulent.

REVENDICATIONS

1. Procédé de liquéfaction d'un gaz naturel comprenant majoritairement du méthane, de préférence, au moins 85% de méthane, les autres composants comprenant essentiellement de l'azote et des alcanes en C-2 à C-4, dans lequel on liquéfie ledit gaz naturel à liquéfier par circulation dudit gaz naturel à une pression P_0 supérieure ou égale à la pression atmosphérique (P_{atm}), de préférence P_0 étant supérieure à la pression atmosphérique, dans au moins 1 échangeur de chaleur cryogénique (EC1, EC2, EC3) par circulation en circuit fermé à contre-courant en contact indirect avec au moins un flux de gaz réfrigérant restant à l'état gazeux comprimé à une pression P_1 entrant dans ledit échangeur cryogénique à une température T_3' inférieure à T_3 , T_3 étant la température de liquéfaction du dit gaz naturel liquéfié en sortie dudit échangeur cryogénique, T_3 étant inférieure ou égale à la température de liquéfaction du dit gaz naturel liquéfié à la pression atmosphérique, dans lequel on liquéfie ledit gaz naturel à liquéfier en réalisant les étapes concomitantes suivantes de :

(a) circulation dudit gaz naturel à liquéfier circulant (S_g) à une pression P_0 supérieure ou égale à la pression atmosphérique (P_{atm}), de préférence P_0 étant supérieure à la pression atmosphérique, dans au moins 3 échangeurs de chaleur cryogéniques (EC1,EC2,EC3) disposés en série dont :

- un premier échangeur (EC1) dans lequel ledit gaz naturel entrant à une température T_0 est refroidit et sort (BB) à une température T_1 inférieure à T_0 , puis

- un deuxième échangeur (EC2) dans lequel le gaz naturel est entièrement liquéfié et sort (CC) à une température T_2 inférieure à T_1 et supérieure à T_3 , et

- un troisième échangeur (EC3) dans lequel ledit gaz naturel liquéfié est refroidit de T_2 à T_3 , et

(b) circulation à circuit fermé d'au moins deux flux (S_1 , S_3) de gaz réfrigérant à l'état gazeux dénommés premier et troisième flux respectivement à des pressions différentes P_1 et P_2 , traversant au moins

deux dits échangeurs en contact indirect avec et à contre-courant du flux de gaz naturel (Sg), comprenant :

- un premier flux de gaz réfrigérant (S1) à une pression P1 inférieure à P3 traversant les 3 échangeurs (EC1, EC2, EC3) entrant (DD) dans ledit troisième échangeur (EC3) à une température T3' inférieure à T3, puis entrant (CC) à une température T2' inférieure à T2 dans ledit deuxième échangeur (EC2), puis entrant (BB) à une température T1' inférieure à T1 dans ledit premier échangeur (EC1) et sortant (AA) dudit premier échangeur à une température T0' inférieure ou égale à T0, ledit premier flux de gaz réfrigérant à P1 et T3' étant obtenu par détente dans au moins un premier détendeur (E1) d'une première partie (D1) d'un deuxième flux (S2) de gaz réfrigérant comprimé à la pression P3 supérieure à P2, ledit deuxième flux (S2) circulant en contact indirect avec et à co-courant dudit flux gaz naturel (Sg) en entrant (AA) dans ledit premier échangeur (EC1) à T0 et ladite première partie (D1) du deuxième flux (S2) sortant (CC) dudit deuxième échangeur (EC2) sensiblement à T2, et

- un troisième flux (S3) à une pression P2 supérieure à P1 et inférieure à P3 circulant en contact indirect avec et à co-courant dudit premier flux, traversant uniquement les dits deuxième et premier échangeurs (EC2, EC1), entrant (CC) dans ledit deuxième échangeur à une température T2' inférieure à T2 et sortant (AA) dudit premier échangeur (EC1) à T0' inférieur ou égale à T0, ledit troisième flux (S3) de gaz réfrigérant à P2 et T2 étant obtenu par détente dans un deuxième détendeur (E2) d'une deuxième partie (D2) dudit deuxième flux (S2) de gaz réfrigérant sortant dudit premier échangeur sensiblement à T1, le débit D2 de ladite deuxième partie de deuxième flux étant de préférence supérieur au débit D1 de la première partie de deuxième flux

(c) ledit deuxième flux de gaz réfrigérant (S2) comprimé à la pression P3 étant obtenu par compression par au moins deux compresseur (C1, C2, C3) et refroidissement (H1, H2) desdits premier et troisième flux (S1, S3) de gaz réfrigérant sortant (AA) du dit premier échangeur (EC1) à P1 et respectivement P2, un premier compresseur

comprimant de P1 à P2 la totalité dudit premier flux de gaz réfrigérant sortant (AA) dudit premier échangeur(EC1), et au moins un deuxième compresseur (C2), comprimant de P2 à au moins P'3, P'3 étant une pression inférieure ou égale à P3 et supérieure à P2, d'une part ledit
5 troisième flux (S3) de gaz réfrigérant sortant à P2 dudit premier échangeur (EC1) et d'autre part ledit premier flux de gaz réfrigérant comprimé à P2 sortant dudit premier compresseur, pour obtenir ledit deuxième flux de gaz réfrigérant à P3 et T0 après refroidissement (H1, H2),

10 caractérisé en ce que :

- les deux premier et deuxième compresseurs (C1, C2) disposés en série sont couplés respectivement auxdits premier et deuxième détenteurs (E1, E2) consistant en des turbines de récupération d'énergie, et

15 - au moins le dit premier compresseur (C1) est couplé à un premier moteur (M1), et

- une turbine à gaz (GT) est couplée soit audit deuxième compresseur, celui-ci comprimant ledit deuxième flux de gaz réfrigérant directement à P3, soit à un troisième compresseur (C3) monté en série
20 après le deuxième compresseur (C2), le dit troisième compresseur comprimant de P'3 à P3 ledit deuxième flux de gaz réfrigérant, la dite turbine à gaz apportant la majeure partie de la puissance totale apportée à l'ensemble des dits compresseurs mis en œuvre (C1, C2, C3).

2. Procédé selon la revendication 1, caractérisé en ce que l'on
25 fait varier de façon contrôlée ladite pression P2 en apportant de la puissance de façon contrôlée audit premier compresseur avec le dit premier moteur, de manière à ce que l'énergie consommée pour la mise en œuvre du procédé (Ef) soit minimale, de préférence lorsque la composition du gaz naturel à liquéfier varie.

30 3. Procédé selon la revendication 1 ou 2, caractérisé en ce que ledit premier moteur (M1) apporte au moins 3%, de préférence de 3 à 30% de la puissance totale apportée à l'ensemble des dits compresseurs

mis en œuvre (C1, C2), la dite turbine à gaz (GT) fournissant de 97 à 70% de la puissance totale apportée.

4. Procédé selon l'une des revendications 1 à 3, caractérisé en ce qu'on met en œuvre deux compresseurs (C1, C2) montés en série, 5 comprenant :

(i) un dit premier compresseur couplé audit premier détenteur (E1), comprimant de P1 à P2 la totalité du dit premier flux de gaz réfrigérant sortant (AA) dudit premier échangeur (EC1), et

10 (ii) un dit deuxième compresseur (C2) couplé audit deuxième détenteur (E2), comprimant de P2 à P3, d'une part ledit troisième flux (S3) de gaz réfrigérant sortant à P2 du dit premier échangeur (EC1) et d'autre part ledit premier flux de gaz réfrigérant comprimé à P2 sortant dudit premier compresseur, 15 pour obtenir ledit deuxième flux de gaz réfrigérant (S2) à P3 et T0 après refroidissement (H1,H2), et

(iii) ledit premier compresseur (C1) est actionné par un premier moteur (M1), ledit deuxième compresseur (C2) étant actionné par au moins une dite turbine à gaz (GT).

20 5. Procédé selon l'une des revendications 1 à 3, caractérisé en ce qu'on met en œuvre trois compresseurs (C1, C2, C3) montés en série, comprenant :

(i) un dit premier compresseur (C1) actionné par un dit premier moteur (M1) et couplé audit premier détenteur (E1), 25 comprimant de P1 à P2 la totalité du dit premier flux de gaz réfrigérant sortant (AA) dudit premier échangeur(EC1), et

(ii) un dit deuxième compresseur (C2) actionné par un dit deuxième moteur (M2) et couplé audit deuxième détenteur (E2), comprimant de P2 à P'3, P'3 étant supérieur à P2 et inférieur à 30 P3, d'une part ledit troisième flux (S3) de gaz réfrigérant sortant à P2 du dit premier échangeur (EC1), et d'autre part ledit

premier flux de gaz réfrigérant comprimé à P2 sortant dudit premier compresseur C1, et

5 (iii) un troisième compresseur (C3) actionné par une dite turbine à gaz (GT) pour fournir la majeure partie de l'énergie et comprimer à P3 la totalité des premier et troisième flux de gaz réfrigérant sortant du deuxième compresseur (C2), pour obtenir ledit troisième flux de gaz réfrigérant à P3 et T0 après refroidissement (H1, H2), et

10 (iv) ledit premier moteur (M1) apporte au moins 3%, de préférence de 3 à 30% de la puissance totale apportée à l'ensemble des dits compresseurs mis en œuvre (C1, C2, C3), la dite turbine à gaz (GT) couplée au dit troisième compresseur (C3), ainsi que le dit deuxième moteur (M2) couplé au compresseur (C2) fournissant ensemble de 97 à 70% de la
15 puissance totale apportée à l'ensemble des dits compresseurs mis en œuvre (C1, C2, C3).

6. Procédé selon l'une des revendications 1 à 5, caractérisé en ce que ledit gaz réfrigérant comprend de l'azote.

20 7. Procédé selon l'une des revendications 1 à 6, caractérisé en ce que la composition du gaz à liquéfier est comprise dans les fourchettes suivantes pour un total de 100% :

- Méthane de 80 à 100%,
- azote de 0 à 20 %,
- éthane de 0 à 20 %,
- 25 - propane de 0 à 20 %, et
- butane de 0 à 20 %.

8. Procédé selon l'une des revendications 1 à 7, caractérisé en ce que :

- T0 et T0' sont de 10 à 35 °C, et
- 30 - T3 et T3' sont de -160 à -170°C, et

- T2 et T2' sont de -100 à - 140°C, et
- T1 et T1' sont de -30 à -70°C.

9. Procédé selon l'une des revendications 1 à 8, caractérisé en ce que :

- 5
- P0 est de 0.5 à 5 MPa, et
 - P1 est de 0.5 à 5 MPa, et
 - P2 est de 1 à 10 MPa, et
 - P3 est de 5 à 20 MPa.

10

10. Procédé selon l'une des revendications 1 à 9, caractérisé en ce qu'on fait varier P2 jusqu'à ce que l'énergie totale E_f minimale consommée dans le procédé est inférieure à 21.5 kW x jour/t de gaz liquéfié produit, de préférence de 18.5 à 20.5 kW x jour/t.

11. Procédé selon les revendications 1 à 10, caractérisé en ce qu'il est mis en œuvre à bord d'un support flottant.

15

12. Installation embarqué sur un support flottant pour mettre en œuvre un procédé selon l'une des revendications 1 à 11, caractérisé en ce qu'elle comprend :

- au moins 3 dits échangeurs de chaleur cryogéniques (EC1, EC2, EC3) en série comprenant au moins :
- 20
- un premier conduit de circulation à contre-courant apte à faire circuler un premier flux (S1) de gaz réfrigérant à l'état gazeux comprimés à P1 traversant à contre-courant successivement les 3 troisième, deuxième et premier échangeurs (EC3, EC2, EC1),
 - un deuxième conduit de circulation à co-courant apte à faire
- 25
- circuler un dit deuxième flux (S2) de gaz réfrigérant à l'état gazeux comprimé à P3 traversant à co-courant uniquement successivement les dits premier et deuxième échangeurs (EC1, EC2),
 - un troisième conduit de circulation à contre-courant du dit gaz réfrigérant apte à la circulation circuler un dit troisième flux (S3) de gaz
- 30
- réfrigérant à l'état gazeux comprimé à P2 traversant à contre-courant

uniquement successivement les dits deuxième et premier échangeurs (EC2, EC1),

- un quatrième conduit (Sg) apte à faire circuler ledit gaz naturel à liquéfier traversant successivement les 3 premier, deuxième et
5 troisième échangeurs (EC1, EC2, EC3),

- un premier détendeur (E1) entre la sortie dudit deuxième conduit et l'entrée dudit premier conduit,

- un deuxième détendeur (E2) entre (i) une dérivation (BB) dudit deuxième conduit située entre les dits premier et deuxième échangeur et
10 (ii) l'entrée (CC) dudit troisième conduit, et

- un premier compresseur (C1) à la sortie dudit premier conduit, couplé à une turbine constituant ledit premier détendeur,

- un deuxième compresseur à la sortie du dit deuxième conduit, couplé à une turbine constituant ledit deuxième détendeur, et ledit
15 deuxième compresseur étant monté en série avec ledit premier compresseur, et

- un conduit de circulation de la totalité du gaz comprimé à P2 par le premier compresseur (C1) vers le deuxième compresseur (C2) ainsi monté en série dudit premier compresseur, et

- au moins un compresseur (C1) couplé à un premier moteur (M1) apte à apporter au moins 3 %, de préférence de 3 à 30%, de la puissance totale apportée à l'ensemble des dits compresseurs mis en œuvre (C1, C2, C3).
20

13. Installation selon la revendication 12, caractérisé en ce qu'elle comprend seulement deux compresseurs (C1, C2) montés en série, comprenant :
25

(i) au moins un dit premier compresseur (C1) couplé audit premier détendeur (E1), apte à comprimer de P1 à P2 la totalité du dit premier flux de gaz réfrigérant sortant (AA) dudit premier échangeur (EC1), et
30

(ii) au moins un dit deuxième compresseur (C2) couplé audit deuxième détendeur (E2), apte à comprimer de P2 à au

moins P'3, P'3 étant une pression supérieure à P2 et inférieure ou égale à P3, d'une part ledit troisième flux (S3) de gaz réfrigérant sortant à P2 du dit premier échangeur (EC1) et d'autre part ledit premier flux de gaz réfrigérant comprimé à P2 sortant dudit premier compresseur, pour obtenir ledit deuxième flux de gaz réfrigérant à P3 et T0 après refroidissement (H1, H2), et

(iii) un dit premier moteur (M1) couplé à un dit premier compresseur (C1), et au moins une turbine à gaz (GT) couplée audit deuxième compresseur (C2), ledit premier moteur étant apte à apporter au moins 3%, de préférence encore de 3 à 30% de la puissance totale apportée à l'ensemble des dits compresseurs mis en œuvre (C1, C2), et

(iv) ladite turbine à gaz (GT) couplée audit deuxième compresseur étant apte à fournir de 97 à 70% de la puissance totale apportée.

14. Installation selon la revendication 13, caractérisé en ce qu'elle comprend seulement trois compresseurs (C1, C2, C3) montés en série comprenant :

(i) un dit premier compresseur (C1) couplé audit premier détendeur (E1) et à un premier moteur (M1), et

(ii) un dit deuxième compresseur (C2) couplé audit deuxième détendeur (E2) et à un deuxième moteur (M2), et

(iii) un troisième compresseur (C3) couplé à une turbine à gaz (GT) apte à fournir la majeure partie de l'énergie et apte à comprimer à P3 la totalité des premier et troisième flux de gaz réfrigérant comprimés par le deuxième compresseur (C2), pour obtenir ledit troisième flux de gaz réfrigérant à P3 et T0 après refroidissement (H1, H2), et

(iv) le dit premier moteur (M1) étant apte à apporter au moins 3%, de préférence encore de 3 à 30% de la puissance totale apportée à l'ensemble des dits compresseurs mis en œuvre

(C1, C2, C3), et

5 (v) la turbine à gaz (GT) couplée au dit troisième compresseur (C3), ainsi que ledit deuxième moteur (M2) couplé au deuxième compresseur (C2) étant apte à fournir ensemble de 97 à 70% de la puissance totale apportée à l'ensemble des dits compresseurs mis en œuvre (C1, C2, C3).

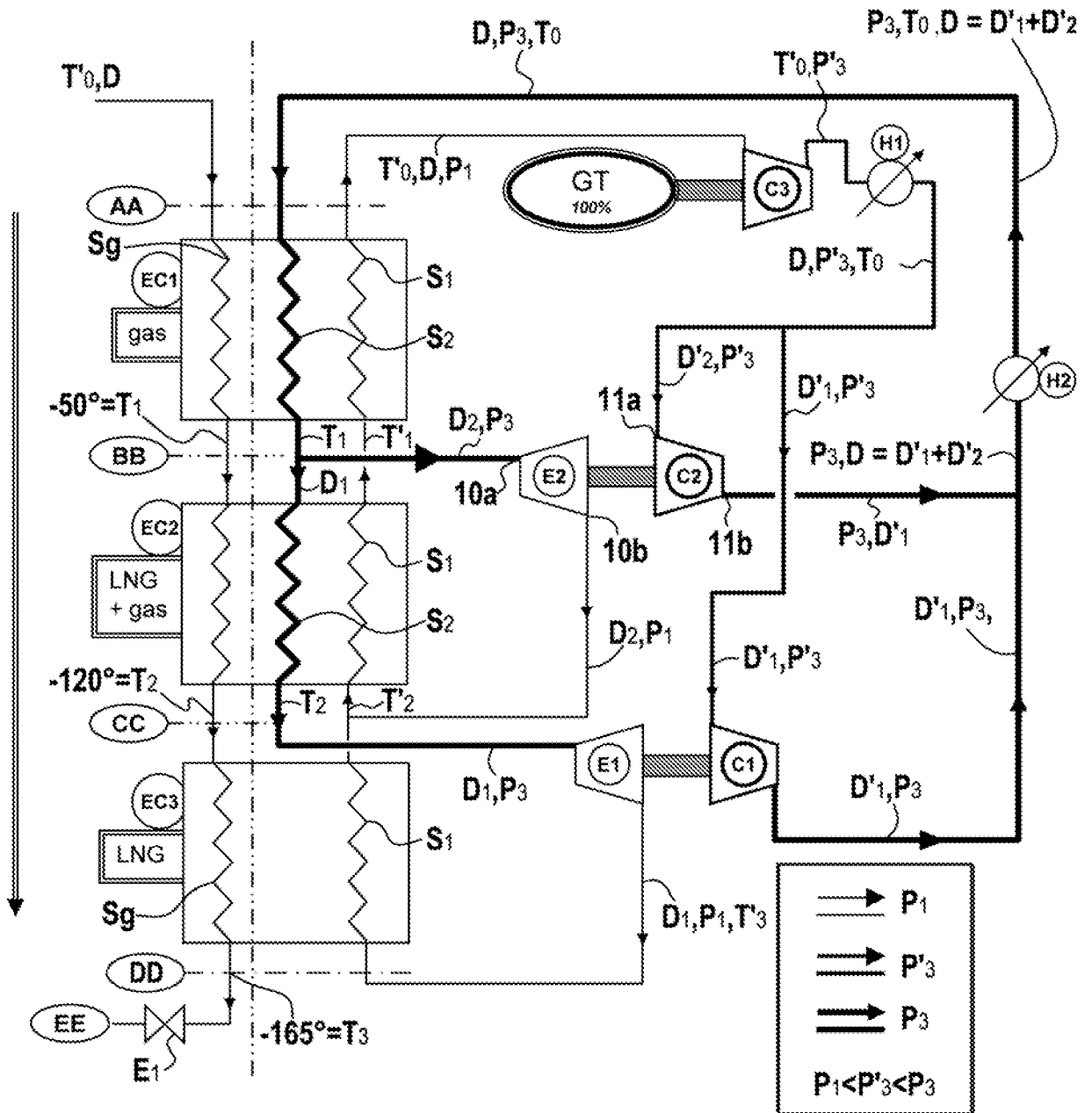


FIG.1

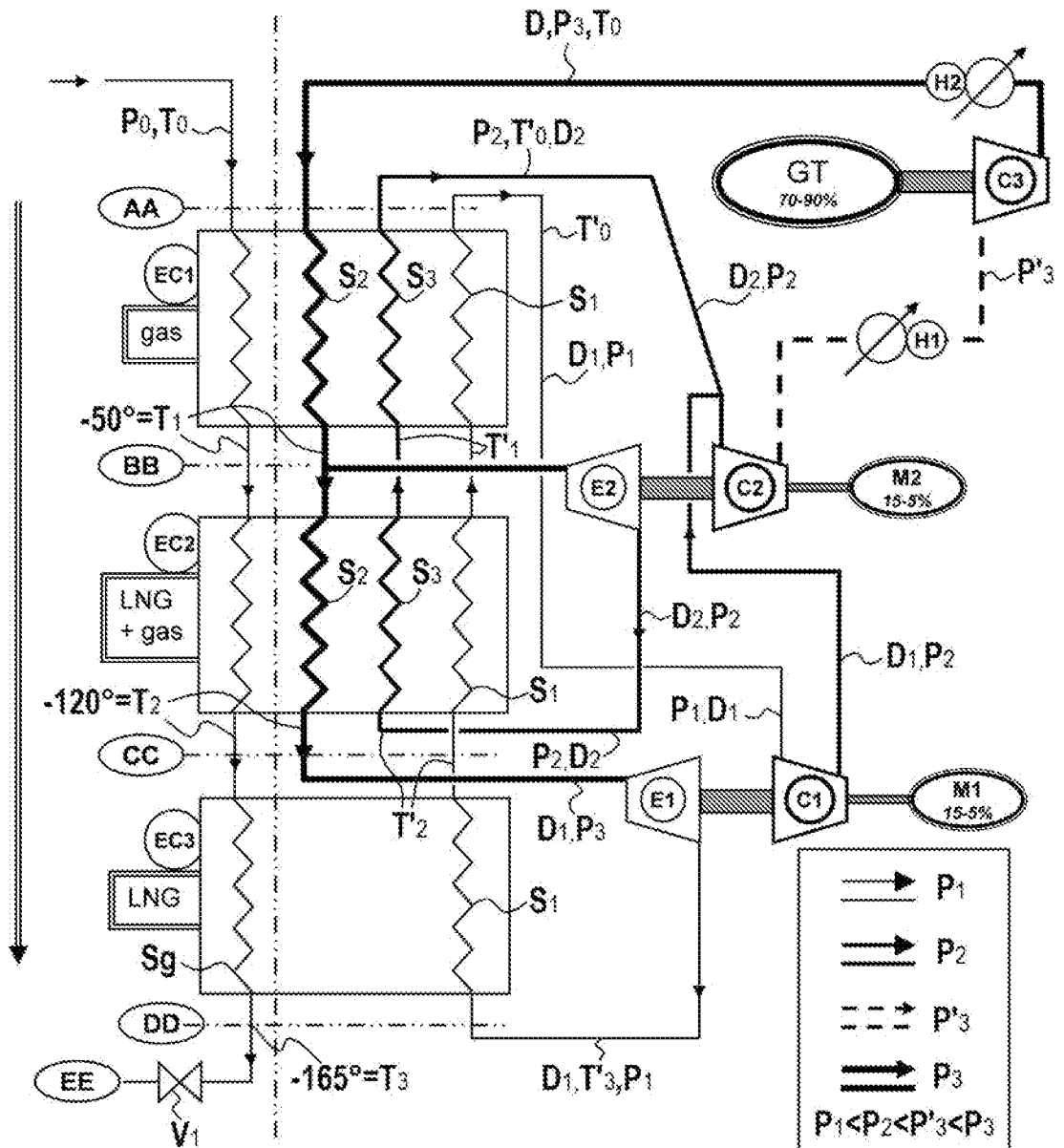


FIG.2

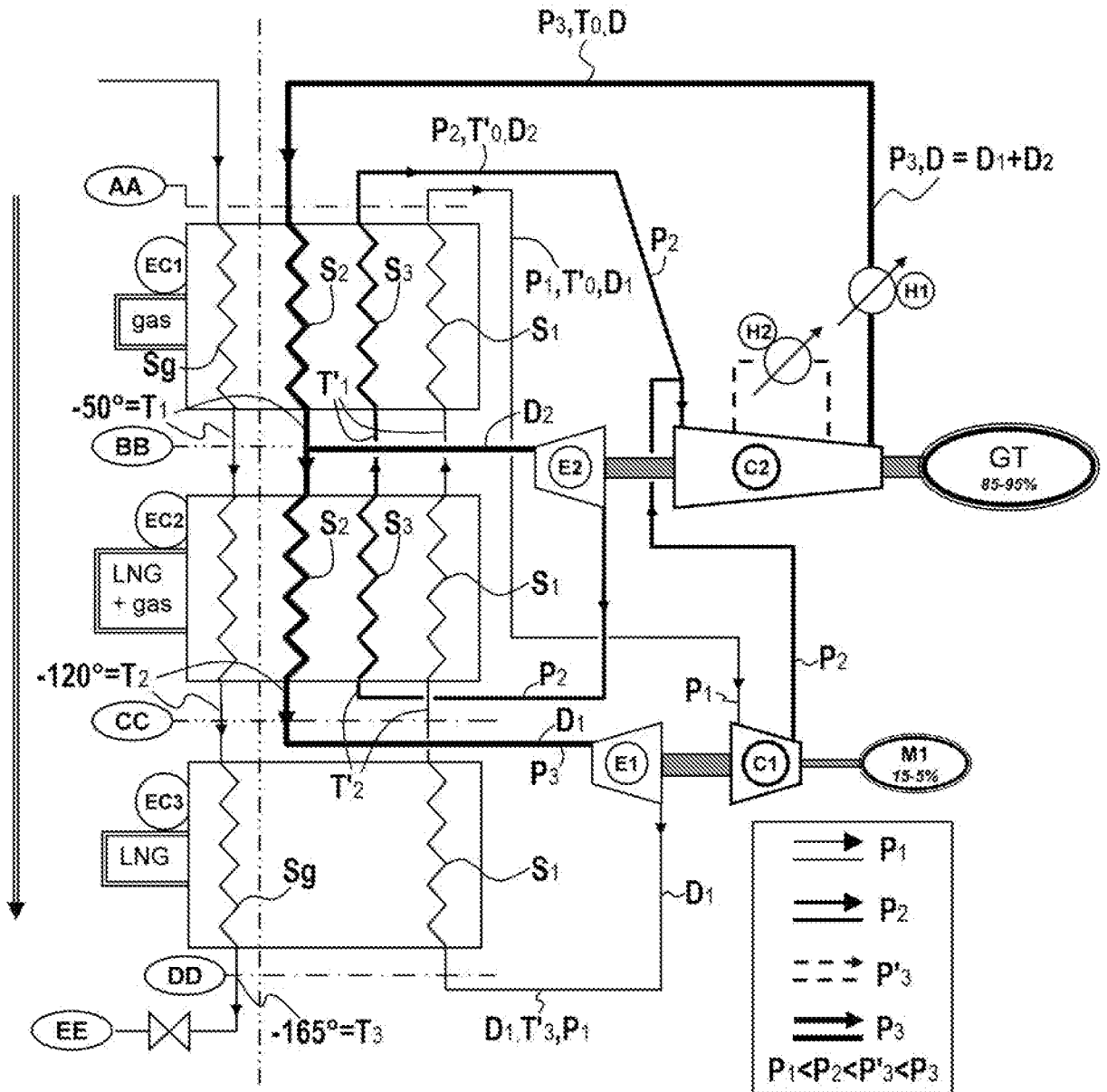


FIG.3

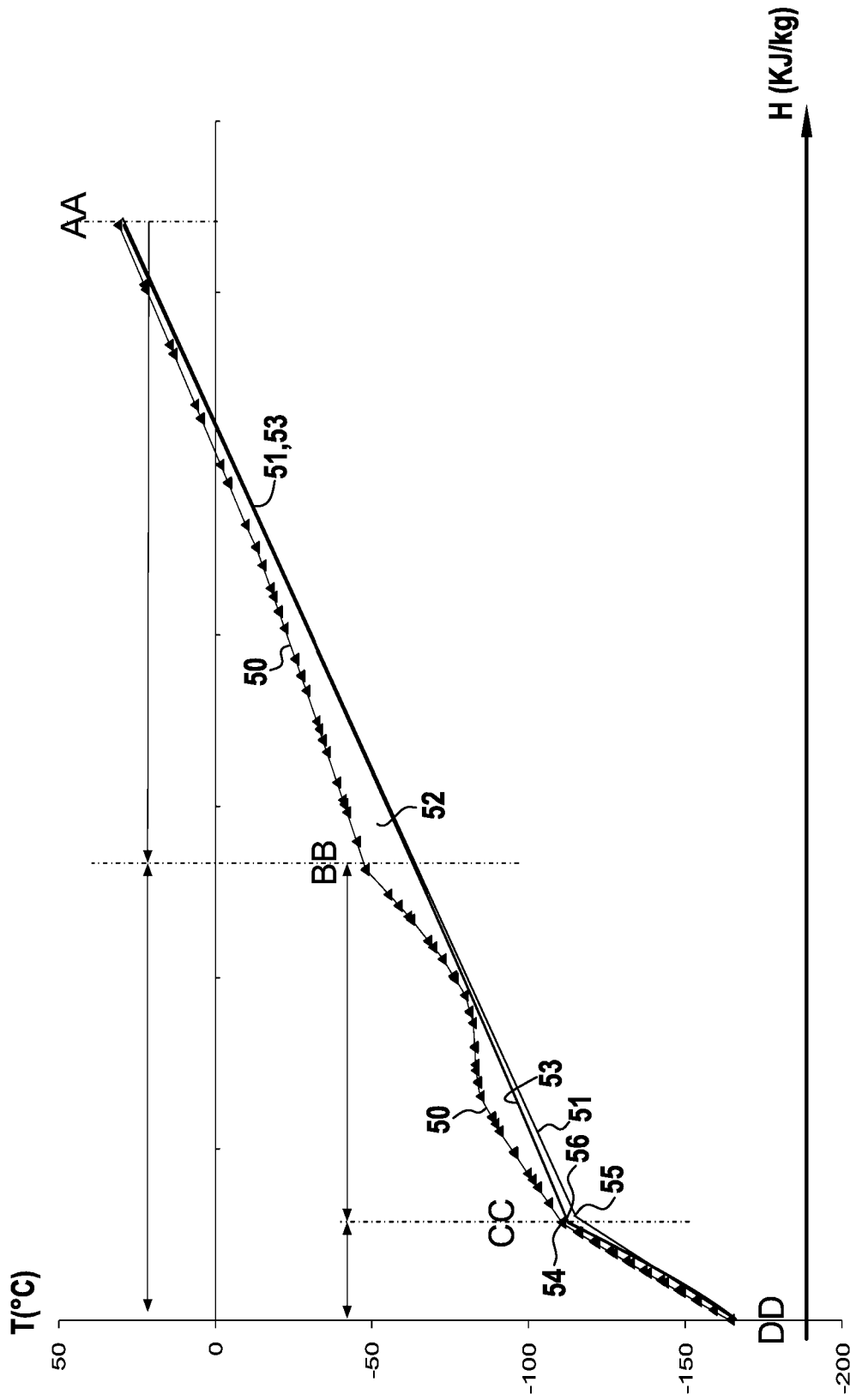


FIG.4

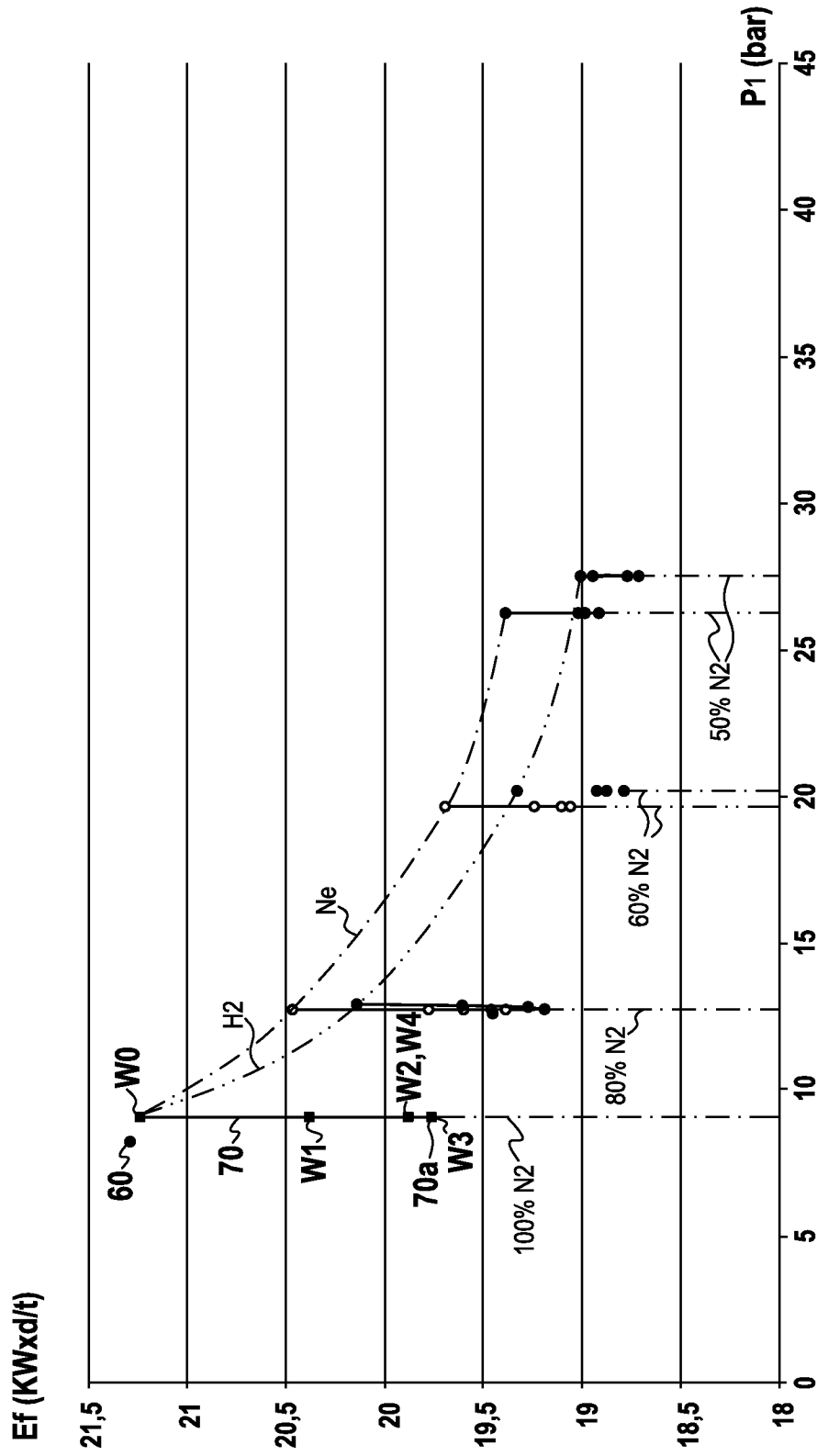


FIG.5

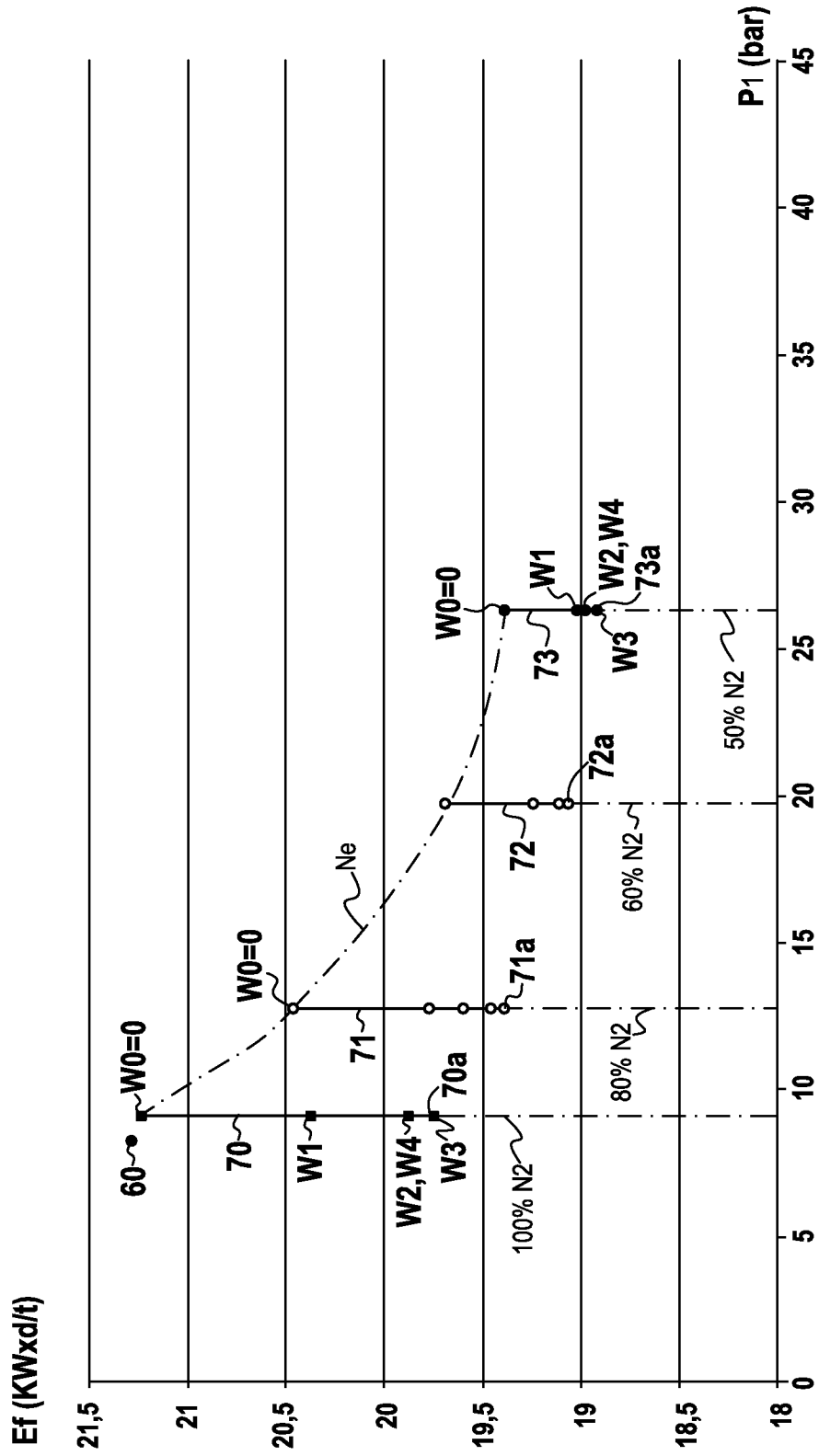


FIG.5A

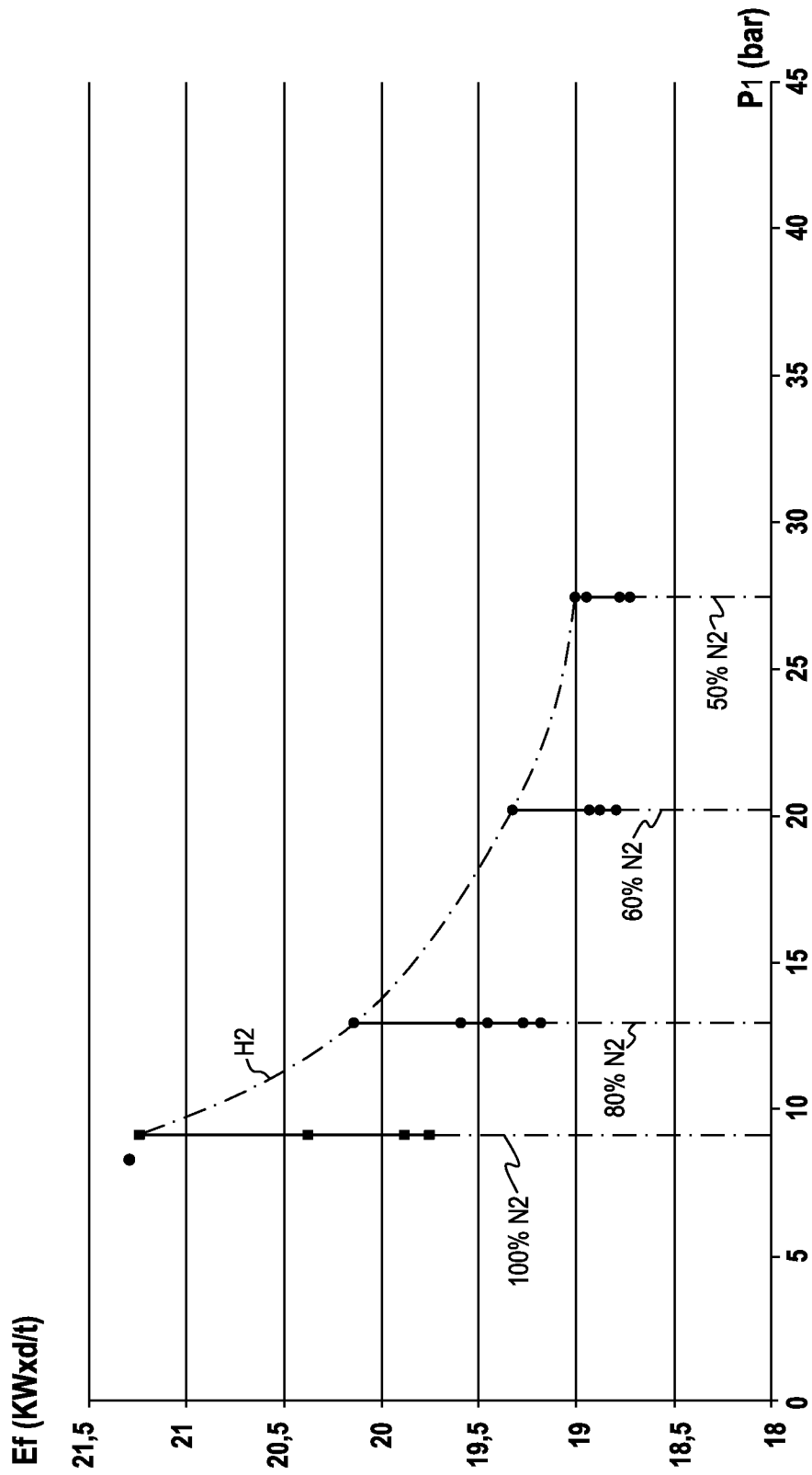


FIG.5B

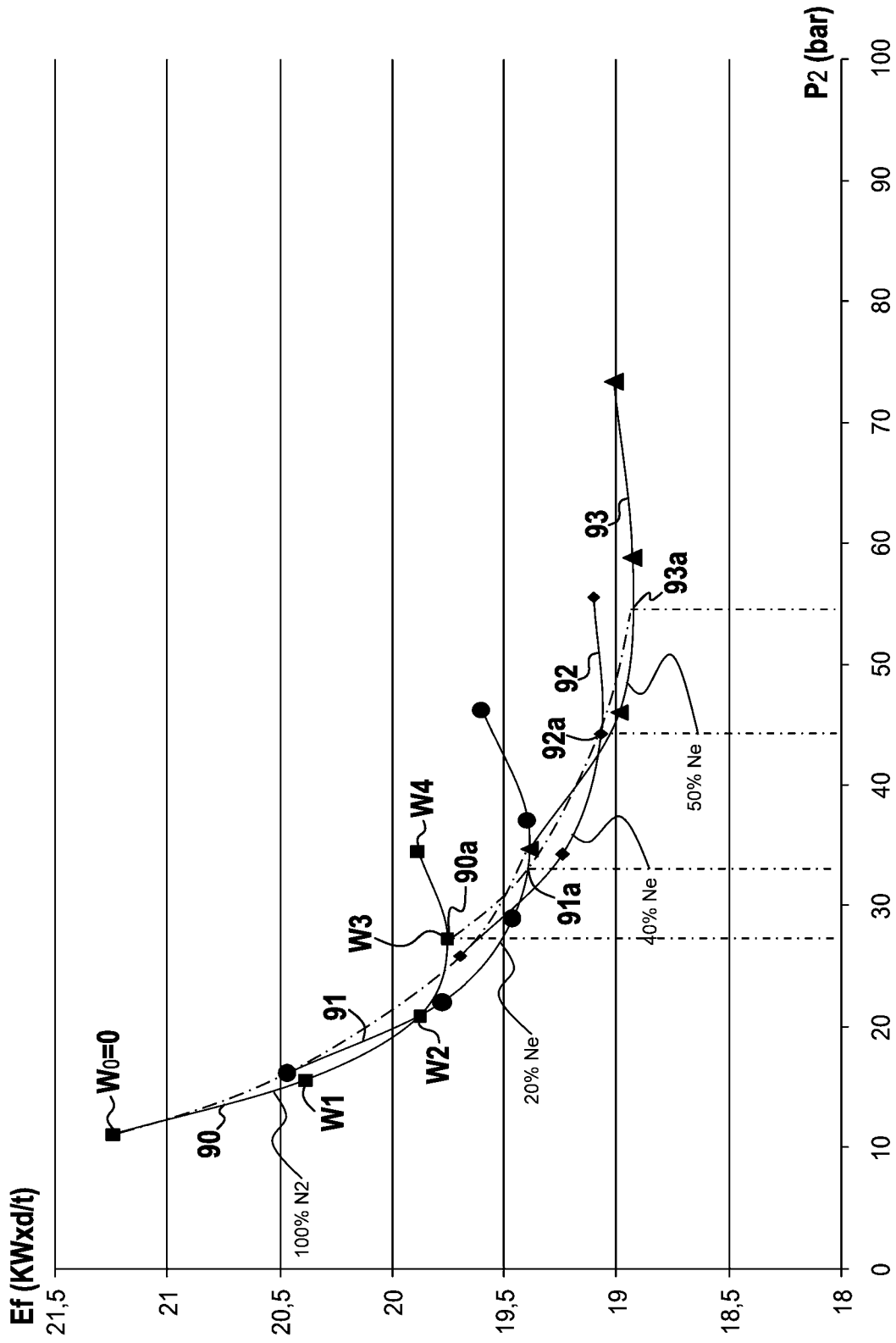


FIG.6A

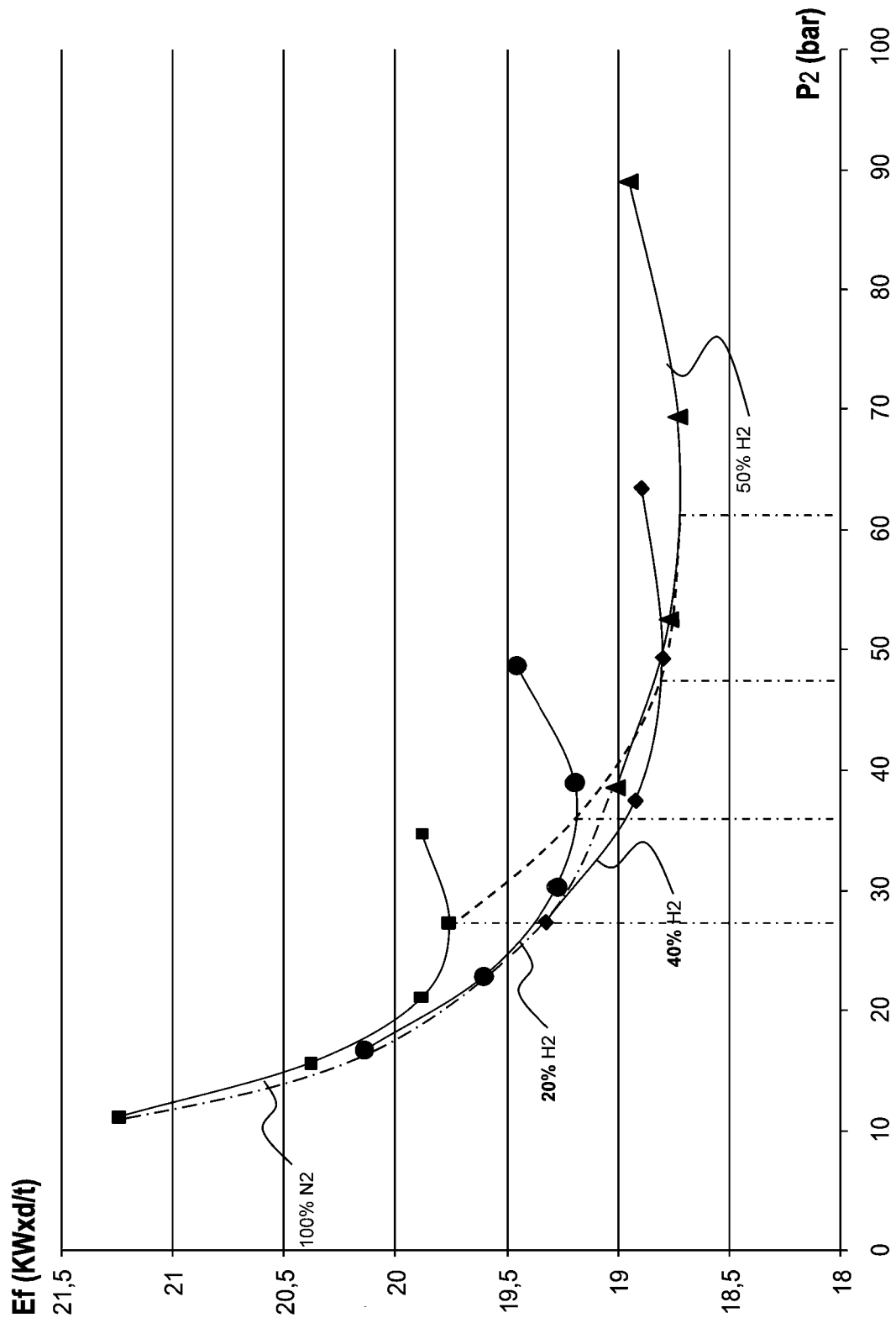


FIG.6B

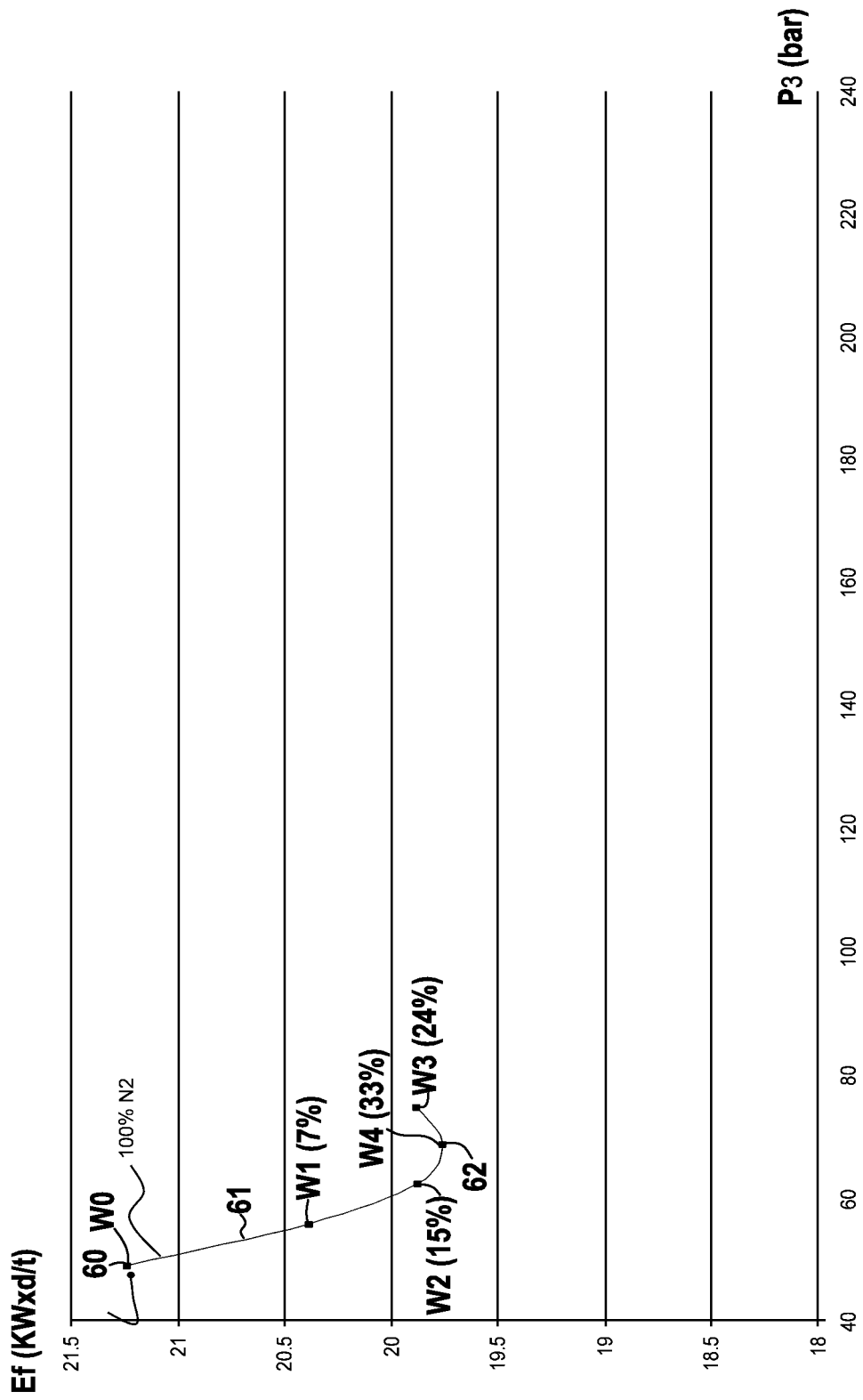


FIG.7

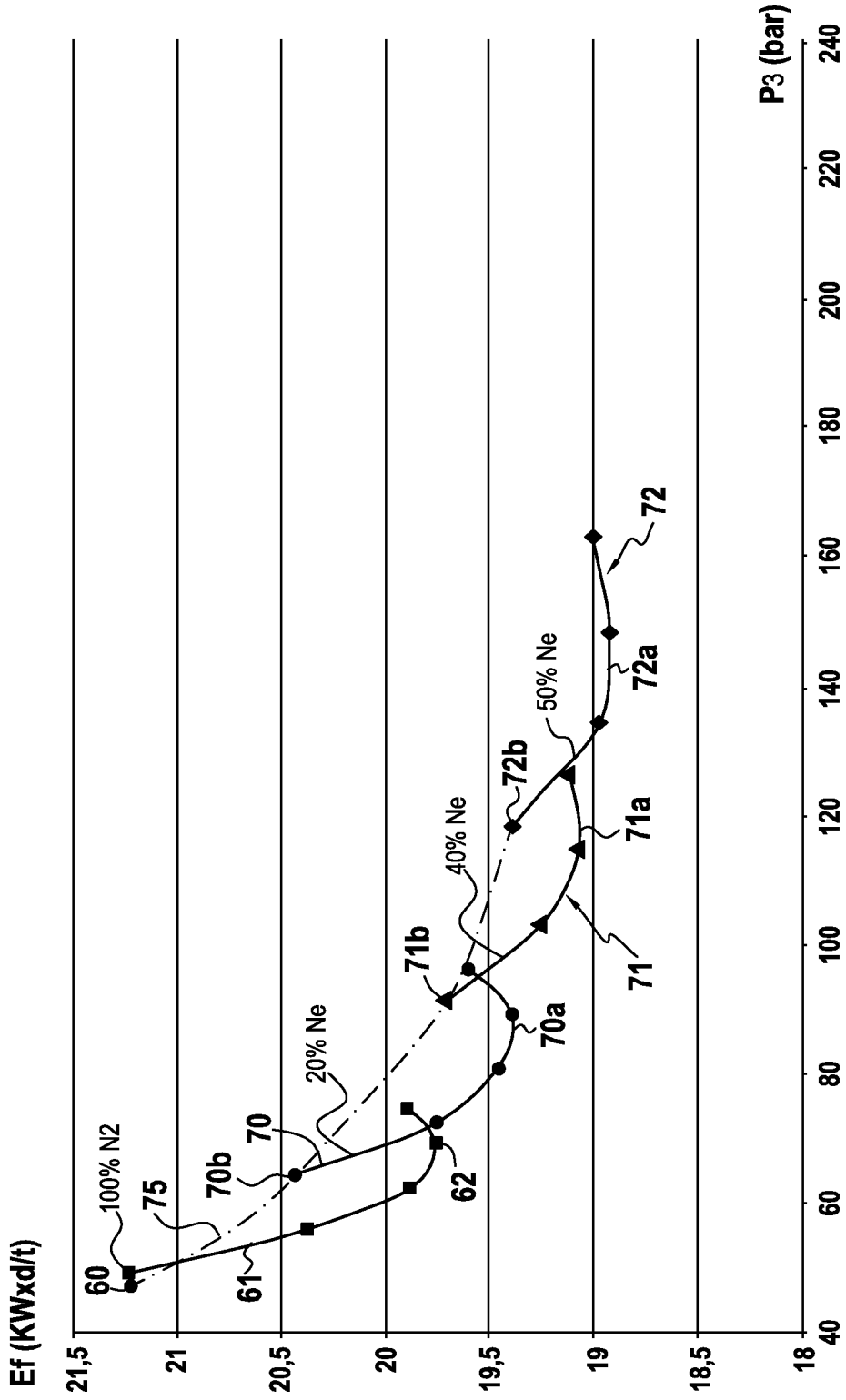


FIG.7A

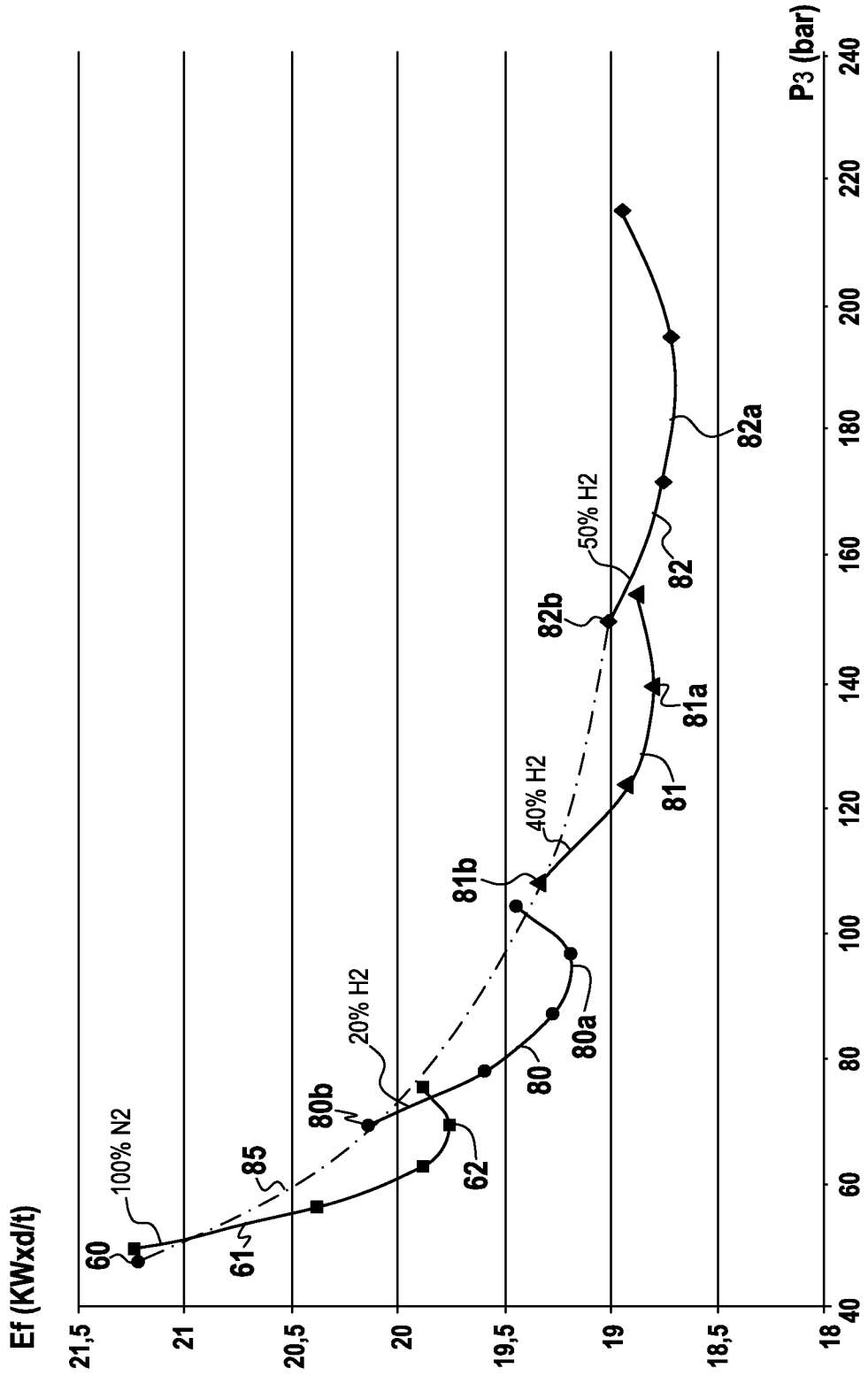


FIG.7B