



(19) 대한민국특허청(KR)
(12) 공개특허공보(A)

(11) 공개번호 10-2020-0121934
(43) 공개일자 2020년10월27일

(51) 국제특허분류(Int. Cl.)
B63B 25/16 (2006.01) B63H 21/38 (2006.01)
F17C 3/02 (2006.01) F17C 6/00 (2006.01)
F17C 9/02 (2006.01)
(52) CPC특허분류
B63B 25/16 (2013.01)
B63H 21/38 (2013.01)
(21) 출원번호 10-2019-0044052
(22) 출원일자 2019년04월16일
심사청구일자 없음

(71) 출원인
대우조선해양 주식회사
경상남도 거제시 거제대로 3370 (아주동)
(72) 발명자
김종현
경남 거제시 용소1길 17-17, 104동 502호 (아주동, 마린푸르지오 1단지)
(74) 대리인
특허법인에이아이피

전체 청구항 수 : 총 15 항

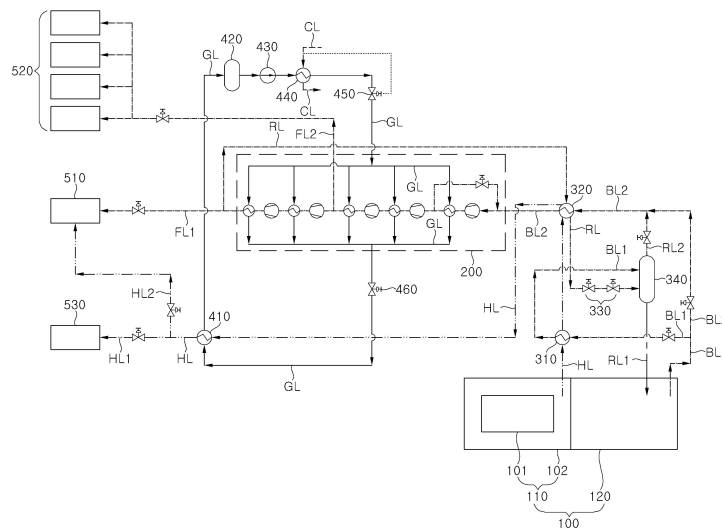
(54) 발명의 명칭 수소-액화가스 운반선

(57) 요약

본 발명은 수소와 액화가스를 연료로 사용하며 수소 및/또는 액화가스를 운반하는 수소-액화가스 운반선 및 수소-액화가스 운반선에서 발생하는 증발가스를 처리하는 방법에 관한 것이다.

본 발명에 따른 수소-액화가스 운반선은, 액화수소와 액화가스를 저장하며, 상기 액화수소의 냉열에 의해 상기 액화가스의 온도를 끓는점 이하로 유지시켜 액화가스가 기화되지 않도록 하는 제1 탱크; 및 액화가스만을 저장하는 제2 탱크; 및 상기 제1 탱크에서 생성된 수소 증발가스의 냉열로 상기 제2 탱크에서 생성된 액화가스 증발가스를 재액화시켜, 재액화된 액체 상태의 액화가스 증발가스를 상기 제2 탱크로 회수하는 재액화부;를 포함한다.

대표도



(52) CPC특허분류

F17C 3/025 (2013.01)

F17C 6/00 (2013.01)

F17C 9/02 (2013.01)

H01M 8/04014 (2013.01)

H01M 8/04208 (2013.01)

F17C 2205/0149 (2013.01)

F17C 2227/0157 (2013.01)

F17C 2227/0339 (2013.01)

F17C 2227/0341 (2013.01)

명세서

청구범위

청구항 1

액화수소와 액화가스를 저장하며, 상기 액화수소의 냉열에 의해 상기 액화가스의 온도를 끓는점 이하로 유지시켜 액화가스가 기화되지 않도록 하는 제1 탱크; 및

액화가스만을 저장하는 제2 탱크; 및

상기 제1 탱크에서 생성된 수소 증발가스의 냉열로 상기 제2 탱크에서 생성된 액화가스 증발가스를 재액화시켜, 재액화된 액체 상태의 액화가스 증발가스를 상기 제2 탱크로 회수하는 재액화부;를 포함하는, 수소-액화가스 운반선.

청구항 2

청구항 1에 있어서,

상기 제1 탱크는,

상기 액화가스를 저장하는 내부 탱크; 및

상기 내부 탱크를 둘러싸는 형태로서, 액화수소를 저장하는 외부 탱크;를 포함하는, 수소-액화가스 운반선.

청구항 3

청구항 2에 있어서,

상기 제2 탱크는 상기 제1 탱크와 인접하게 설치되는, 수소-액화가스 운반선.

청구항 4

청구항 1에 있어서,

상기 재액화부는,

상기 수소 증발가스와 상기 액화가스 증발가스를 열교환시켜 상기 액화가스 증발가스를 재액화시키는 제1 열교환기;를 포함하는, 수소-액화가스 운반선.

청구항 5

청구항 1에 있어서,

상기 액화가스 증발가스를 고압으로 압축하는 고압 압축기;를 포함하고,

상기 재액화부는,

상기 고압 압축기에 의해 압축된 액화가스 증발가스를 상기 수소 증발가스 및 상기 고압 압축기로 공급되기 전의 압축 전 액화가스 증발가스와 열교환에 의해 냉각시키는 제2 열교환기;를 더 포함하는, 수소-액화가스 운반선.

청구항 6

청구항 4에 있어서,

상기 액화가스 증발가스를 고압으로 압축하는 고압 압축기;를 포함하고,

상기 재액화부는,

상기 고압 압축기에 의해 압축된 액화가스 증발가스를 상기 제1 열교환기에서 열교환에 의해 가열된 수소 증발가스 및 상기 고압 압축기로 공급되기 전의 압축 전 액화가스 증발가스와 열교환에 의해 냉각시키는 제2 열교환기;를 더 포함하는, 수소-액화가스 운반선.

환기;를 더 포함하는, 수소-액화가스 운반선.

청구항 7

청구항 5 또는 6에 있어서,

상기 재액화부는,

상기 제2 열교환기에 의해 냉각된 압축 액화가스 증발가스를 감압시키는 팽창수단;을 더 포함하고,

상기 팽창수단에 의해 감압된 액화가스 증발가스 중에서 재액화된 액체 상태의 액화가스 증발가스가 상기 제2 탱크로 회수되는, 수소-액화가스 운반선.

청구항 8

청구항 5 또는 6에 있어서,

상기 재액화부는,

상기 팽창수단에 의해 가압된 액화가스 증발가스를 기액분리하여, 액체 상태의 재액화 액화가스 증발가스는 상기 제2 탱크로 공급하고, 기체 상태의 미응축 액화가스 증발가스는 상기 제2 열교환기로 재공급하는 기액분리기;를 더 포함하는, 수소-액화가스 운반선.

청구항 9

청구항 5 또는 6에 있어서,

상기 수소 증발가스와 액화가스 증발가스를 연료로 사용하여 선내 전력 및 추진력을 생산하는 연료 수요처;를 포함하고,

상기 제2 열교환기에서 열교환 후 배출되는 수소 증발가스를, 상기 고압 압축기의 압축열을 회수하여 상기 연료 수요처에서 요구하는 온도까지 가열하는 수소 히터;를 더 포함하는, 수소-액화가스 운반선.

청구항 10

청구항 9에 있어서,

상기 수소 히터에서 수소 증발가스와 열교환에 의해 냉각된 후 상기 고압 압축기로 공급되는 냉매의 온도가 설정값을 유지하도록 냉매의 유량을 제어하는 제1 유량 조절 밸브; 및

상기 고압 압축기에서 압축열을 회수하면서 가열된 후 상기 수소 히터로 공급되는 냉매의 온도가 설정값을 유지하도록 냉매의 유량을 제어하는 제2 유량 조절 밸브;를 더 포함하는, 수소-액화가스 운반선.

청구항 11

청구항 9에 있어서,

상기 연료 수요처는,

상기 수소 히터에서 가열된 수소 증발가스를 연료로 사용하여 전력을 생산하는 연료 전지; 및

상기 고압 압축기에 의해 압축된 액화가스 증발가스와, 상기 수소 히터에서 가열된 수소 증발가스를 연료로 사용하는 추진용 고압 엔진;을 포함하는, 수소-액화가스 운반선.

청구항 12

액화수소와 액화가스를 저장하며, 액화수소의 냉열에 의해 액화가스의 온도를 액화가스의 끓는점 이하로 유지시켜 액화가스가 기화되지 않도록 하는 제1 탱크; 및

액화가스만을 저장하는 제2 탱크;

상기 제1 탱크에서 생성된 수소 증발가스를 연료로 사용하여 선내 전력 및 추진력을 생산하는 연료 수요처; 및

상기 제1 탱크에서 생성된 수소 증발가스를 상기 제2 탱크에서 생성된 액화가스와 열교환에 의해 가열하여 상

기 연료 수요처의 연료로 공급하는 열교환기;를 포함하는, 수소-액화가스 운반선.

청구항 13

청구항 12에 있어서,

상기 제2 탱크에서 생성된 액화가스 증발가스를 상기 연료 수요처에서 요구하는 압력까지 압축하여 연료 수요처로 공급하는 고압 압축기;를 포함하고,

상기 고압 압축기에서 압축열을 회수하여 가열된 냉매와 상기 열교환기에서 가열된 수소 증발가스를 열교환시켜, 상기 수소 증발가스를 상기 연료 수요처에서 요구하는 온도까지 더 가열하는 수소 히터;를 포함하는, 수소-액화가스 운반선.

청구항 14

청구항 13에 있어서,

상기 수소 히터에서 수소 증발가스와의 열교환에 의해 냉각된 냉매를 이용하여 상기 고압 압축기를 냉각시키는, 수소-액화가스 운반선.

청구항 15

청구항 12에 있어서,

상기 열교환기와 제2 탱크를 연결하며, 상기 열교환기에서 상기 수소 증발가스의 냉열에 의해 냉각된 액화가스 증발가스를 상기 제2 탱크로 회수하는 재액화 회수라인;을 더 포함하는, 수소-액화가스 운반선.

발명의 설명

기술 분야

[0001] 본 발명은 수소와 액화가스를 연료로 사용하며 수소 및/또는 액화가스를 운반하는 수소-액화가스 운반선 및 수소-액화가스 운반선에서 발생하는 증발가스를 처리하는 방법에 관한 것이다.

배경 기술

[0002] 전 세계적으로 선박의 배출가스 규제가 강화되고 있다. 최근 국제해사기구(IMO; International Maritime Organization)에서 선박 배기가스 내 온실가스(GHG; Green House Gas) 배출 규제를 강화시킴에 따라, 선박의 탄소배출 제로 연료 및 기술의 점유율은 급증할 것으로 전망된다.

[0003] 이에 따라, 현재 운항중인 전체 선박은, 기존의 화석연료 사용을 중단하고, 수소, 전기배터리, 바이오에너지 등 탄소배출 제로 연료로 전환해야만 하며, 이후 새로 건조되는 선박은 탄소를 전혀 배출하지 않는 에너지로 항해할 수 있어야 한다.

[0004] 이와 같이, 환경 규제가 강화되기 시작하면서 천연가스의 수요가 증가하고 있다. 천연가스는 생산지에서 극저온으로 액화된 액화천연가스(LNG; Liquefied Natural Gas)의 상태로 만들어진 후 LNG 운반선에 의해 목적지까지 원거리에 걸쳐 운반된다. LNG는 천연가스를 상압에서 약 -163℃의 극저온으로 냉각하여 얻어지는 것으로서 가스 상태의 천연가스일 때보다 그 부피가 대략 1/600로 감소되므로 해상을 통한 원거리 운반에 매우 적합하다.

[0005] LNG 운반선은, LNG를 싣고 바다를 운항하여 수요처에 LNG를 하역하기 위한 것이며, 이를 위해, 극저온의 LNG를 견딜 수 있는 LNG 저장탱크를 포함하고 있다. 통상 이러한 LNG 운반선은 LNG 저장탱크 내의 LNG를 액화된 상태로 그대로 육상 터미널에 하역하며, 하역된 LNG는 육상 터미널에 설치된 LNG 재기화 설비에 의해 재기화된 후, 소비처로 각각 공급된다.

[0006] 또한, 탄소배출 제로 연료로서, 수소가 각광받고 있다. 수소는 청정하고 무한하며, 동일 중량 기준 휘발유의 3배가량의 에너지량을 가지는 미래 청정에너지이다. 수소를 연료로 사용하면 오염물질 배출이 없다는 점에서 주목받고 있다.

[0007] 선박용 연료로서도, 수소의 점유율이 상승할 것에 대비하여, 수소를 안정적으로 저장하여 운반하는 기술의 개발이 필요하다. 현재 산업에서 주로 채택되고 있는 수소의 저장 및 운송 기술은, 수소를 액화시켜 저장하고 액체

수소 형태로 운송하는 방법과, 수소를 고압으로 압축시켜 저장하고, 고압 수소 가스 형태로 운송하는 방법 등이 있다.

발명의 내용

해결하려는 과제

[0008] 본 발명은, LNG 등 액화가스 및/또는 액화수소를 화물로서 운반하고, 액화가스와 수소를 연료로 사용하는 엔진을 사용하는 수소-액화가스 운반선을 제공하고, 또한, 수소-액화가스 운반선에 있어서 수소와 액화가스를 저장하는 저장탱크에서 발생하는 증발가스를 효과적으로 처리할 수 있는 증발가스 처리 방법을 제공하고자 하는 것을 목적으로 한다.

과제의 해결 수단

[0009] 상술한 목적을 달성하기 위한 본 발명의 일 측면에 따르면, 액화수소와 액화가스를 저장하며, 상기 액화수소의 냉열에 의해 상기 액화가스의 온도를 끓는점 이하로 유지시켜 액화가스가 기화되지 않도록 하는 제1 탱크; 및 액화가스만을 저장하는 제2 탱크; 및 상기 제1 탱크에서 생성된 수소 증발가스의 냉열로 상기 제2 탱크에서 생성된 액화가스 증발가스를 재액화시켜, 재액화된 액체 상태의 액화가스 증발가스를 상기 제2 탱크로 회수하는 재액화부;를 포함하는, 수소-액화가스 운반선이 제공된다.

[0010] 바람직하게는, 상기 제1 탱크는, 상기 액화가스를 저장하는 내부 탱크; 및 상기 내부 탱크를 둘러싸는 형태로, 액화수소를 저장하는 외부 탱크;를 포함할 수 있다.

[0011] 바람직하게는, 상기 제2 탱크는 상기 제1 탱크와 인접하게 설치될 수 있다.

[0012] 바람직하게는, 상기 재액화부는, 상기 수소 증발가스와 상기 액화가스 증발가스를 열교환시켜 상기 액화가스 증발가스를 재액화시키는 제1 열교환기;를 포함할 수 있다.

[0013] 바람직하게는, 상기 액화가스 증발가스를 고압으로 압축하는 고압 압축기;를 포함하고, 상기 재액화부는, 상기 고압 압축기에 의해 압축된 액화가스 증발가스를 상기 수소 증발가스 및 상기 고압 압축기로 공급되기 전의 압축 전 액화가스 증발가스와 열교환에 의해 냉각시키는 제2 열교환기;를 더 포함할 수 있다.

[0014] 바람직하게는, 상기 액화가스 증발가스를 고압으로 압축하는 고압 압축기;를 포함하고, 상기 재액화부는, 상기 고압 압축기에 의해 압축된 액화가스 증발가스를 상기 제1 열교환기에서 열교환에 의해 가열된 수소 증발가스 및 상기 고압 압축기로 공급되기 전의 압축 전 액화가스 증발가스와 열교환에 의해 냉각시키는 제2 열교환기;를 더 포함할 수 있다.

[0015] 바람직하게는, 상기 재액화부는, 상기 제2 열교환기에 의해 냉각된 압축 액화가스 증발가스를 감압시키는 팽창수단;을 더 포함하고, 상기 팽창수단에 의해 감압된 액화가스 증발가스 중에서 재액화된 액체 상태의 액화가스 증발가스가 상기 제2 탱크로 회수될 수 있다.

[0016] 바람직하게는, 상기 재액화부는, 상기 팽창수단에 의해 가압된 액화가스 증발가스를 기액분리하여, 액체 상태의 재액화 액화가스 증발가스는 상기 제2 탱크로 공급하고, 기체 상태의 미응축 액화가스 증발가스는 상기 제2 열교환기로 재공급하는 기액분리기;를 더 포함할 수 있다.

[0017] 바람직하게는, 상기 수소 증발가스와 액화가스 증발가스를 연료로 사용하여 선내 전력 및 추진력을 생산하는 연료 수요처;를 포함하고, 상기 제2 열교환기에서 열교환 후 배출되는 수소 증발가스를, 상기 고압 압축기의 압축열을 회수하여 상기 연료 수요처에서 요구하는 온도까지 가열하는 수소 히터;를 더 포함할 수 있다.

[0018] 바람직하게는, 상기 수소 히터에서 수소 증발가스와 열교환에 의해 냉각된 후 상기 고압 압축기로 공급되는 냉매의 온도가 설정값을 유지하도록 냉매의 유량을 제어하는 제1 유량 조절 밸브; 및 상기 고압 압축기에서 압축열을 회수하면서 가열된 후 상기 수소 히터로 공급되는 냉매의 온도가 설정값을 유지하도록 냉매의 유량을 제어하는 제2 유량 조절 밸브;를 더 포함할 수 있다.

[0019] 바람직하게는, 상기 연료 수요처는, 상기 수소 히터에서 가열된 수소 증발가스를 연료로 사용하여 전력을 생산하는 연료 전지; 및 상기 고압 압축기에 의해 압축된 액화가스 증발가스와, 상기 수소 히터에서 가열된 수소 증발가스를 연료로 사용하는 추진용 고압 엔진;을 포함할 수 있다.

[0020] 상술한 목적을 달성하기 위한 본 발명의 다른 일 측면에 따르면, 액화수소와 액화가스를 저장하며, 액화수소의

냉열에 의해 액화가스의 온도를 액화가스의 끓는점 이하로 유지시켜 액화가스가 기화되지 않도록 하는 제1 탱크; 및 액화가스만을 저장하는 제2 탱크; 상기 제1 탱크에서 생성된 수소 증발가스를 연료로 사용하여 선내 전력 및 추진력을 생산하는 연료 수요처; 및 상기 제1 탱크에서 생성된 수소 증발가스를 상기 제2 탱크에서 생성된 액화가스와 열교환에 의해 가열하여 상기 연료 수요처의 연료로 공급하는 열교환기;를 포함하는, 수소-액화가스 운반선이 제공된다.

- [0021] 바람직하게는, 상기 제2 탱크에서 생성된 액화가스 증발가스를 상기 연료 수요처에서 요구하는 압력까지 압축하여 연료 수요처로 공급하는 고압 압축기;를 포함하고, 상기 고압 압축기에서 압축열을 회수하여 가열된 냉매와 상기 열교환기에서 가열된 수소 증발가스를 열교환시켜, 상기 수소 증발가스를 상기 연료 수요처에서 요구하는 온도까지 더 가열하는 수소 히터;를 포함할 수 있다.
- [0022] 바람직하게는, 상기 수소 히터에서 수소 증발가스와 열교환에 의해 냉각된 냉매를 이용하여 상기 고압 압축기를 냉각시킬 수 있다.
- [0023] 바람직하게는, 상기 열교환기와 제2 탱크를 연결하며, 상기 열교환기에서 상기 수소 증발가스의 냉열에 의해 냉각된 액화가스 증발가스를 상기 제2 탱크로 회수하는 재액화 회수라인;을 더 포함할 수 있다.

발명의 효과

- [0024] 본 발명에 따른 수소-액화가스 운반선 및 수소-액화가스 증발가스 처리 방법은, 친환경 에너지인 수소를 선박의 발전용 및 추진용 연료로서 상용화할 수 있다.
- [0025] 또한, 액화가스 증발가스 재액화 기술과 연계하여 액화가스 저장탱크의 증발가스 발생량이 거의 없도록 할 수 있어, 액화가스의 저장 효율을 높일 수 있다.
- [0026] 또한, 수소의 냉열을 활용하여 액화가스 증발가스를 재액화시킬 수 있으므로, 액화가스 증발가스의 재액화 효율을 극대화시킬 수 있다.
- [0027] 또한, 수소를 선박용 엔진의 연료로 혼합하여 공급함으로써, 엔진으로부터 배출되는 배기가스의 환경규제를 준수할 수 있다.

도면의 간단한 설명

- [0028] 도 1은 본 발명의 일 실시예에 따른 수소-액화가스 운반선을 간략하게 도시한 구성도이다.

발명을 실시하기 위한 구체적인 내용

- [0029] 본 발명의 동작상 이점 및 본 발명의 실시예에 의하여 달성되는 목적을 충분히 이해하기 위해서는 본 발명의 바람직한 실시예를 예시하는 첨부도면 및 첨부도면에 기재된 내용을 참조하여야만 한다.
- [0030] 이하 첨부한 도면을 참조하여 본 발명의 바람직한 실시예에 대해 구성 및 작용을 상세히 설명하면 다음과 같다. 여기서 각 도면의 구성요소들에 대해 참조 부호를 부가함에 있어 동일한 구성요소들에 한해서는 비록 다른 도면상에 표시되더라도 가능한 한 동일한 부호로 표기되었음에 유의하여야 한다.
- [0032] 후술하는 본 발명의 일 실시예에 있어서, 액화가스는, 상압 및 상온에서 기체 상태인 가스를 저온으로 액화시킨 것일 수 있으며, 예를 들어 LNG(Liquefied Natural Gas), LEG(Liquefied Ethane Gas), LPG(Liquefied Petroleum Gas), 액화에틸렌가스(Liquefied Ethylene Gas), 액화프로필렌가스(Liquefied Propylene Gas) 등과 같은 액화 석유화학 가스일 수 있다. 다만, 후술하는 실시예에서는 대표적인 액화가스인 LNG가 적용되는 것을 예로 들어 설명하기로 한다.
- [0033] 또한, 후술하는 본 발명의 일 실시예에서 선박은, 액화가스를 추진용 엔진의 연료 또는 발전용 엔진의 연료로 사용할 수 있는 엔진이 설치된 모든 종류의 선박일 수 있다. 또한, 액화가스를 연료로 사용하는 선박이라면 그 형태를 불문하고 본 발명의 일 실시예에 따른 선박에 적용될 수 있다. 예를 들어, LNG 운반선(LNG Carrier), 액화수소 운반선, LNG RV(Regasification Vessel)와 같은 자체 추진 능력을 갖는 선박을 비롯하여, LNG FPSO(Floating Production Storage Offloading), LNG FSRU(Floating Storage Regasification Unit)와 같이 추진 능력을 갖지는 않지만 해상에 부유하고 있는 해상 구조물을 포함할 수 있다. 다만, 후술하는 실시예에서는 액화가스 운반선 또는 액화수소 운반선인 것을 예로 들어 설명하기로 한다.

- [0034] 또한, 후술하는 본 발명의 일 실시예에서 엔진은, 액화가스 및 수소가스를 혼소할 수 있는 엔진일 수 있다.
- [0036] 도 1은 본 발명의 일 실시예에 따른 수소-액화가스 운반선을 간략하게 도시한 구성도이다. 이하, 도 1을 참조하여, 본 발명의 일 실시예에 따른 수소-액화가스 운반선 및 수소-액화가스 증발가스 처리 방법을 설명하기로 한다.
- [0037] 본 발명의 일 실시예에 따른 수소-액화가스 운반선은, 액화수소 및 LNG를 저장하는 저장탱크(100); 저장탱크(100)에서 생성된 증발가스를 선내 연료 수요처(510, 520, 530)로 공급하는 연료 공급부; 및 연료 공급부에 의해 선내 연료 수요처(510, 520, 530)로 공급하고 남은 증발가스를, 저장탱크(100)에서 생성된 증발가스 자체를 냉매로 사용하여 재액화시켜 저장탱크(100)로 회수하고, 냉매로 사용된 증발가스를 연료 수요처(510, 520, 530)로 공급하는 재액화부;를 포함한다.
- [0038] 본 실시예의 저장탱크(100)는, LNG와 액화수소를 모두 저장하는 제1 탱크(110); 및 LNG만을 저장하는 제2 탱크(120);를 포함한다.
- [0039] 제1 탱크(110)는, 도 1에 도시된 바와 같이, 내부 탱크이며 LNG를 저장하는 LNG 탱크(101); 및 LNG 탱크(101)를 둘러싸는 형태의 외부 탱크이며 액화수소가 저장되는 수소 탱크(102);를 포함하는 2중 탱크일 수 있다.
- [0040] 본 실시예와 같이, 수소 탱크(102)가 LNG 탱크(101)를 둘러싸는 형태의 제1 탱크(110)를 구비함으로써, 제1 탱크(110)의 외부 탱크인 수소 탱크(102)는, 내부 탱크인 LNG 탱크(101)의 단열 수단이 될 수 있다.
- [0041] 수소의 끓는점은 약 -253°C 이고, LNG의 끓는점은 약 -163°C 이며, 따라서, 수소 탱크(102)는 약 -253°C 로 유지되도록 설계 및 제작되고, LNG 탱크(101)는 약 -163°C 로 유지되도록 설계 및 제작된다. 따라서, 본 실시예에 따르면, 제1 탱크(110)의 내부 탱크인 LNG 탱크(101)는, 제1 탱크(110)의 외부 탱크이며 운용되는 온도가 현저히 낮은(약 -253°C) 수소 탱크(102)에 둘러싸여 있게 되므로, LNG 탱크(101)는 항상 LNG의 액화온도(-163°C)를 유지할 수 있게 되어, LNG 기화율을 제로화할 수 있다.
- [0042] 도면에는, 각각 하나의 제1 탱크(110) 및 제2 탱크(120)가 도시되어 있으나, 제1 탱크(110) 및 제2 탱크(120)는 각각 하나 이상씩 설치될 수 있다. 또한, 제2 탱크(120) 및 제1 탱크(110)의 수소 탱크(102)는 극저온의 LNG 또는 액화수소가 액체 상태를 유지할 수 있도록 단열처리되어 있을 수 있다.
- [0043] 또한, 제2 탱크(120)는, 제1 탱크(110)와 인접하여 설치하는 것이 바람직하다. 도 1에 도시된 바와 같이, 제2 탱크(120)가 제1 탱크(110)에 인접하게 설치되면, 제1 탱크(110)의 외부 탱크인 수소 탱크(102)에 의해 제2 탱크(120)의 온도를 낮추는 효과가 있어 제2 탱크(120)의 LNG 기화율, 즉 증발가스 발생율을 낮출 수 있다.
- [0044] 단, 제1 탱크(110)의 LNG 탱크(101)는, LNG보다 끓는점이 낮은 액화수소가 저장되는 수소 탱크(102)에 의해 둘러싸여 있어 항상 LNG의 끓는점인 -163°C 이하를 유지할 수 있으므로, LNG 증발가스가 생성되지 않으며, 생성되더라도 그 양이 미미하여 선박이 운항하는 동안 LNG 탱크(101)가 그 압력 상승을 견딜 수 있을 정도의 수준이어서 LNG 증발가스의 배출이 불필요할 수 있다.
- [0045] 그러나, 제1 탱크(110)의 수소 탱크(102) 및 제2 탱크(120)는 단열처리되더라도, 외부로부터의 열 침입을 완벽히 차단할 수는 없으므로, 수소 탱크(102)에 저장된 액화수소 및 제2 탱크(120)에 저장된 LNG가 자연기화하여 증발가스(BOG; Boil-Off Gas)가 생성된다.
- [0046] BOG가 지속적으로 생성되면 결국 수소 탱크(102) 및 제2 탱크(120)의 내압이 상승하게 된다. 따라서, 수소 탱크(102) 및 제2 탱크(120)에는 수소 탱크(102) 및 제2 탱크(120)의 내압이 설정값을 초과하면 자동으로 BOG를 배출시켜 내압을 조절하도록 안전밸브(미도시)가 설치될 수 있다.
- [0047] 수소 탱크(102)에서 발생한 수소 증발가스는 수소 라인(HL)을 따라 배출되고, 제2 탱크(120)에서 발생한 LNG 증발가스는 증발가스 라인(BL)을 따라 배출되어 재액화부 및/또는 연료 공급부에 의해 처리된다.
- [0048] 수소 라인(HL)을 따라 유동하는 수소 증발가스 및 증발가스 라인(BL)을 따라 유동하는 LNG 증발가스는 연료 공급부에 의해 선내 연료 수요처(510, 520, 530)로 공급된다. 또한, 수소 증발가스와 LNG 증발가스는 재액화부로도 공급될 수 있으며, 수소 증발가스와 LNG 증발가스는, 압축된 LNG 증발가스를 재액화시키기 위한 냉매로서 활용될 수 있다.
- [0049] 본 실시예의 연료 수요처(510, 520, 530)는, 고압으로 압축한 증발가스를 연료로 사용하는 고압엔진(510); 저압

으로 압축한 증발가스를 연료로 사용하는 저압엔진(520); 및 증발가스의 화학반응에 의해 전력을 생산하는 연료 전지(530);를 포함할 수 있다.

- [0050] 본 실시예의 고압엔진(510)은, 선박의 추진용 엔진으로서 이중연료 엔진일 수 있다. 예를 들어 고압엔진(510)은, ME-GI(MAN Electronic Gas Injection) 엔진 또는 X-DF(eXtra long stroke Dual Fuel) 엔진일 수 있다. ME-GI 엔진은, 디젤 사이클(Diesel Cycle)을 채택하는 2-스트로크 엔진으로, 가스 연료로는 약 150 내지 300 bar의 연료 압력 조건이 요구되는 고압분사 엔진이다. X-DF 엔진은 오토 사이클을 채택하는 2-스트로크 엔진으로, 약 12 내지 18 bar 연료 압력 조건이 요구되는 중압분사 엔진이다. 본 실시예에서 고압엔진(510)은 ME-GI 엔진인 것을 예로 들어 설명하기로 한다.
- [0051] 또한, 본 실시예의 저압엔진(520)은, 선박의 발전용 엔진으로서 이중연료 엔진일 수 있다. 예를 들어 저압엔진(520)은, DFDE(Dual Fuel Diesel Electric) 또는 DFDG(Dual Fuel Diesel Generator)일 수 있다. DFDE는, 오토 사이클(Otto cycle)을 채택하는 4-스트로크 엔진으로, 가스 연료로는 약 4 내지 8 bar의 연료 압력 조건이 요구되는 저압분사 엔진이다. 본 실시예에서 저압엔진(520)은 DFDE인 것을 예로 들어 설명하기로 한다.
- [0052] 본 실시예의 고압엔진(510) 및 저압엔진(520)은, LNG 증발가스 또는 LNG를 강제기화시킨 강제기화가스 또는 LNG 증발가스와 수소 증발가스를 혼합한 혼합증발가스를 연료로 사용할 수 있으며, LNG 증발가스와 수소 증발가스를 연료로 사용함으로써, 배기가스에 포함되는 오염물질을 저감시킬 수 있다.
- [0053] 본 실시예의 연료전지(530)는, 증발가스와 산소에 의한 전극 반응에 의해 전력을 생산할 수 있다. 본 실시예에서 연료전지(530)는, 물의 전기분해의 역반응을 이용하는 것으로서, 수소와 산소를 반응시켜 전기와 열을 생산하며, 수소를 연료로하는 수소 연료전지인 것을 예로 들어 설명하기로 한다. 수소 연료전지는 화석연료를 이용하는 방식에 비해, 에너지 효율이 높고 온실가스 발생이 적은 친환경 에너지원이다. 따라서, 본 실시예에 따르면, 수소를 연료로 사용하여 친환경적으로 전력을 생산할 수 있다. 그와 동시에, 수소 탱크(101)에서 생성된 증발가스를 연료로 사용하므로, 버려지는 수소 증발가스의 낭비를 막을 수 있다. 뿐만 아니라, 본 실시예에서 수소 증발가스는 LNG 증발가스를 재액화시키는 냉매로서도 활용될 수 있다.
- [0054] 도면에 도시되어 있지는 않지만, 본 실시예에 따른 수소-액화가스 운반선은, 연료전지(530)로 공급할 산소를 생성하는 산소 생성장치;를 더 포함할 수 있다. 또한, 연료전지(530)는, 수소의 산화반응이 일어나는 양극부(미도시);와 산소의 환원반응이 일어나는 음극부(미도시); 및 양극부에서 수소의 산화반응에 의해 생성된 전자가 음극부로 이동하도록 양극부와 음극부를 연결하는 도선(미도시);을 포함하고, 양극부와 음극부 사이는 전해질로 채워져 있으며, 수소의 산화반응에 의해 생성된 수소 양이온은 전해질을 통해 음극부로 이동한다. 또한, 수소의 산화를 촉진하는 산화촉매를 사용할 수도 있다. 그러나, 본 실시예의 연료전지(530)의 형태는 이에 한정하지는 않는다. 또한, 연료전지(530)에 사용되는 각종 재료, 예를 들어 양극부 및 음극부를 구성하는 물질, 전해질 및 촉매의 종류 등이 특별히 한정되지는 않는다.
- [0055] 도 1에는 연료 수요처로서, 1대의 고압엔진(510), 4대의 저압엔진(520) 및 1대의 연료전지(530)가 도시되어 있지만, 이들 각각의 대수는 이에 한정되는 것은 아니다.
- [0056] 또한, 본 실시예의 연료 공급부는, 제2 탱크(120)로부터 증발가스 라인(BL)을 따라 배출되어 제2 증발가스 라인(BL2)으로 분기된 LNG 증발가스를 고압엔진(510) 및 저압엔진(520)에서 요구하는 압력까지 압축할 수 있는 고압 압축기(200);를 포함할 수 있다.
- [0057] 고압 압축기(200)는, 다단압축기로서, 다수개의 압축부;와, 압축부에 의해 압축되면서 온도가 상승한 LNG 증발가스를 냉각시키는 다수개의 냉각부;를 포함할 수 있다. 본 실시예의 고압 압축기(200)는 도 1에 도시된 바와 같이 5개의 압축부와 5개의 냉각부를 포함하는 5단 압축기일 수 있다. LNG 증발가스는 1단 압축부에서 압축된 후 1단 냉각부에서 냉각되고, 1단 냉각부에서 냉각된 후, 2단 압축부로 도입되며, 2단 압축부에서 압축된 후 2단 냉각부에서 냉각된다. 이와 같이 고압 압축기(200)에서는 LNG 증발가스의 압축 공정과 냉각 공정이 5단계에 걸쳐 실시된다.
- [0058] 본 실시예의 고압 압축기(200)의 5개의 압축부를 모두 순차적으로 통과하면서 5단계에 걸쳐 고압으로 압축된 LNG 증발가스의 압력은, 고압엔진(510)에서 요구하는 연료 압력, 즉, 약 150 bar 내지 300 bar일 수 있다.
- [0059] 고압 압축기(200)의 5개의 압축부를 모두 순차적으로 통과하면서 압축된 LNG 증발가스는 고압 압축기(200)와 고압엔진(510)을 연결하는 제1 연료라인(FL1)을 따라 고압엔진(510)의 연료로서 공급된다.
- [0060] 또한, 본 실시예에 따르면, 고압 압축기(200)의 일부 압축부만을 통과하면서 저압으로 압축된 LNG 증발가스의

압력은, 저압엔진(520)에서 요구하는 연료 압력, 즉, 약 4 bar 내지 8 bar일 수 있다.

- [0061] 본 실시예에 따르면, 고압 압축기(200)의 3개의 압축부를 순차적으로 통과하면서 3단계에 걸쳐 저압으로 압축된 LNG 증발가스는, 고압 압축기(200)의 중간단의 후단, 예를 들어 본 실시예의 3단 압축부의 하류로부터 저압엔진(520)을 연결하는 제2 연료라인(FL2)을 따라 저압엔진(520)의 연료로서 공급된다.
- [0062] 본 실시예의 재액화부는, 제2 탱크(120)로부터 배출된 증발가스 중에서, 연료 수요처로 공급하고 남은 증발가스, 즉, 연료 수요처에서 요구하는 수요량을 초과하는 잉여의 증발가스를 재액화 라인(RL)으로 분기시켜 재액화시키며, 재액화 증발가스는 저장탱크(100)로 회수할 수 있다.
- [0063] 재액화 대상 증발가스는 고압 압축기(200)에 의해 고압엔진(510)에서 요구하는 압력까지 압축된 후 고압 압축기(200)의 하류에서 제1 연료라인(FL1)으로부터 분기되어 재액화부로 연결되는 재액화 라인(RL)을 따라 재액화부로 이송된다.
- [0064] 재액화 라인(RL)은, 본 실시예에서 5개의 압축부를 모두 순차적으로 통과하면서 5단계에 걸쳐 고압으로 압축된 LNG 증발가스가, 재액화부로 이송되도록, 고압 압축기(200)의 최후단 압축부의 하류에서 제1 연료라인(FL1)으로부터 분기될 수 있다.
- [0065] 고압 압축기(200)에 의해, 고압엔진(510)에서 요구하는 가스 연료 압력, 즉 본 실시예에서 약 150 bar 이상으로 압축된 LNG 증발가스를 재액화부로 공급하여 재액화시키면, LNG 증발가스는 임계압력 이상이므로 재액화 효율을 향상시킬 수 있다.
- [0066] 본 실시예의 재액화부는, 제2 탱크(120)로부터 배출된 LNG 증발가스를 수소 탱크(102)로부터 배출된 수소 증발가스와의 열교환에 의해 냉각시키는 제1 열교환기(310); 고압 압축기(200)에 의해 압축되고 재액화 라인(RL)을 따라 이송된 압축 LNG 증발가스를, 제2 탱크(120)로부터 증발가스 라인(BL)을 따라 고압 압축기(200)로 이송되는 압축 전 LNG 증발가스 및/또는 수소 탱크(102)로부터 수소 라인(HL)을 따라 배출된 수소 증발가스와의 열교환에 의해 냉각시키는 제2 열교환기(320); 제2 열교환기(320)에 의해 냉각된 LNG 증발가스를 감압시키는 팽창수단(330); 및 팽창수단(330)에 의해 감압된 LNG 증발가스를 기액분리하여 분리된 액체 상태의 재액화 LNG 증발가스는 제2 탱크(120)로 회수하고, 분리된 기체 상태의 미응축 LNG 증발가스는 증발가스 라인(BL)으로 재합류시키는 기액분리기(340);를 포함한다.
- [0067] 본 실시예의 제1 열교환기(310)에서는, 제2 탱크(120)로부터 배출되는 증발가스가 유동하는 증발가스 라인(BL)으로부터 분기되어 제1 열교환기(310)로 연결되는 제1 증발가스 라인(BL1)을 따라 이송된 LNG 증발가스; 및 수소 탱크(102)로부터 배출되어 수소 라인(HL)을 따라 이송된 수소 증발가스;가 열교환한다. 즉, 약 -163℃의 LNG 증발가스와, 약 -253℃의 수소 증발가스가 열교환하여, LNG 증발가스는 냉각되고, LNG 증발가스의 일부 또는 전부가 액화될 수 있다.
- [0068] 제1 열교환기(310)에서 열교환 후 온도가 상승한 수소 증발가스는 제1 열교환기(310)와 제2 열교환기(320)를 연결하는 수소 라인(HL)을 따라 제2 열교환기(320)로 공급되어 압축 LNG 증발가스를 냉각시키는 냉매로 활용될 수 있다. 또한, 제1 열교환기(310)에서 열교환 후 냉각(액화)된 LNG 증발가스는 제1 열교환기(310)와 기액분리기(340)를 연결하는 제1 증발가스 라인(BL1)을 따라 기액분리기(340)로 이송될 수 있다.
- [0069] 제1 열교환기(310)에서 열교환 후 배출되는 수소 증발가스의 온도는, 열교환에 의해 온도가 상승하더라도, 여전히 제2 탱크(120)로부터 배출되는 LNG 증발가스의 온도보다 낮다. 따라서, 본 실시예에 따르면, 제1 열교환기(310)에서 제1 증발가스 라인(BL1)으로 분기된 LNG 증발가스를 냉각시킨 후 수소 증발가스를 제2 열교환기(320)로 공급하여, 재액화 라인(RL)을 따라 제2 열교환기(320)로 공급된 압축 LNG 증발가스와 열교환시켜, 압축 LNG 증발가스를 냉각시킬 수 있다.
- [0070] 또한, 제2 열교환기(320)에서는, 고압 압축기(200)에서 압축된 후 재액화 라인(RL)을 따라 이송된 압축 LNG 증발가스; 수소 라인(HL)을 따라 이송된 수소 증발가스; 및 증발가스 라인(BL2)을 따라 이송된 압축 전 LNG 증발가스;가 열교환한다. 제2 열교환기(320)에서의 열교환에 의해 압축 LNG 증발가스는 냉각되고, 이 과정에서 압축 LNG 증발가스의 일부 또는 전부가 액화될 수 있다. 또한, 제2 열교환기(320)에서 열교환에 의해 수소 증발가스와 압축 전 LNG 증발가스의 온도는 열교환 전보다 상승한다.
- [0071] 도 1에는, 제2 열교환기(320)로 수소 라인(HL)을 따라 이송되는 수소 증발가스가, 제1 열교환기(310)를 거친 후 제2 열교환기(320)로 이송되도록 도시되어 있고, 본 실시예에서는 도 1에 도시된 바와 같이, 수소 탱크(102)로부터 배출된 수소 증발가스가 제1 열교환기(310)에서 열교환한 후 제2 열교환기(320)로 공급되는 것을 예로 들

어 설명하기로 한다.

- [0072] 그러나, 이에 한정하는 것은 아니고, 도면에 도시되어 있지는 않지만, 제2 열교환기(320)로 이송되는 수소 증발 가스는, 재액화 대상 LNG 증발가스의 양이나 수소 증발가스의 양 등에 따라, 수소 탱크(102)로부터 제1 열교환기(310)를 거치지 않고 직접 제2 열교환기(320)로 공급될 수 있다. 또는, 수소 탱크(102)로부터 배출된 수소 증발가스를 적어도 두 흐름으로 분기시켜, 하나의 흐름은 제1 열교환기(310)를 거친 후 제2 열교환기(320)로 이송 되도록 하고, 다른 하나의 흐름은 제1 열교환기(310)를 거치지 않고 제2 열교환기(320)로 이송되도록 할 수도 있을 것이다.
- [0073] 또한, 제2 열교환기(320)에서 열교환되는 제2 증발가스 라인(BL2)을 따라 이송된 압축 전 LNG 증발가스에는, 제2 탱크(120)로부터 증발가스 라인(BL)으로부터 배출된 LNG 증발가스 중에서, 제1 증발가스 라인(BL1)으로 분기시켜 제1 열교환기(310)로 공급하고 남은 나머지 LNG 증발가스;와, 기액분리기(340)에서 분리되어 미응축 증발가스 라인(RL2)을 통해 제2 증발가스 라인(BL2)으로 합류된 미응축 LNG 증발가스;를 포함할 수 있다.
- [0074] 도 1에 도시된 바와 같이, 증발가스 라인(BL)은 제2 탱크(120)와 제2 열교환기(320) 사이에서, LNG 증발가스를 제1 열교환기(310)로 공급하는 제1 증발가스 라인(BL1);과 LNG 증발가스를 제2 열교환기(320)로 공급하는 제2 증발가스 라인(BL);으로 분기될 수 있다.
- [0075] 제1 증발가스 라인(BL1)에는, 제1 열교환기(310)의 상류에 유량 조절 밸브가 설치되고, 제2 증발가스 라인(BL2)에도, 제2 열교환기(320)의 상류에 유량 조절 밸브가 설치된다. 제1 증발가스 라인(BL1) 및 제2 증발가스 라인(BL2)에 설치되는 유량 조절 밸브를 이용하여, 제2 탱크(120)로부터 배출된 LNG 증발가스 중에서 제1 열교환기(310)로 공급할 LNG 증발가스의 유량과 제2 열교환기(320)로 공급할 LNG 증발가스의 유량을 제어할 수 있다.
- [0076] 본 실시예의 팽창수단(330)은, 제2 열교환기(320)에서 냉각된 압축 LNG 증발가스를 감압시키고, 이 과정에서 압축 LNG 증발가스의 온도는 더 낮아져 과냉각될 수 있다.
- [0077] 팽창수단(330)은, 제2 열교환기(320)에서 냉각된 압축 LNG 증발가스를 등엔트로피 팽창시킬 수 있으며, 예를 들어, 팽창밸브, 줄-톱슨 밸브, 팽창기 등 일 수 있다.
- [0078] 또한, 도 1에는 2개의 팽창수단(330)이 직렬로 설치되어 있는 것을 예로 들어 도시하였다. 즉, 본 실시예에 따르면, 제2 열교환기(320)에서 냉각된 압축 LNG 증발가스는 직렬로 설치된 2개의 팽창수단(330)을 순차적으로 통과하면서 2단계에 걸쳐 감압될 수 있다. 그러나 이에 한정하는 것은 아니다.
- [0079] 팽창수단(330)을 통과하면서 LNG 증발가스의 온도와 압력은 낮아지지만, 이 과정에서 플래시 가스가 생성될 수 있다.
- [0080] 본 실시예의 기액분리기(340)는, 팽창수단(330)을 통과하면서 온도 및 압력이 낮아진 LNG 증발가스를 기액분리시켜, 액체 상태의 재액화 증발가스가 재액화 회수라인(RL1)을 통해 제2 탱크(120)로 회수되도록 하고, 플래시 가스 등 미응축 증발가스는 미응축 증발가스 라인(RL2)을 통해 제2 증발가스 라인(BL2)으로 합류시켜 고압 압축기(200)로 공급되도록 할 수 있다.
- [0081] 재액화 회수라인(RL1)은, 기액분리기(340)의 하부로부터 제2 탱크(120)로 연결될 수 있다. 미응축 증발가스 라인(RL2)은, 기액분리기(340)의 상부로부터 제2 증발가스 라인(BL2)으로 연결될 수 있으며, 보다 구체적으로는, 제2 열교환기(320)의 상류에서 제2 증발가스 라인(BL2)으로 합류될 수 있다.
- [0082] 또한, 미응축 증발가스 라인(RL2)에는 유량 조절 밸브가 설치될 수 있고, 유량 조절 밸브는, 기액분리기(340)의 내압을 측정할 측정값에 따라, 기액분리기(340)의 내부 압력이 설정값을 초과하는 경우 개방되어 미응축 증발가스가 제2 증발가스 라인(BL2)으로 배출되도록 제어될 수 있다.
- [0083] 본 실시예에 따른 연료 공급부는, 제2 열교환기(320)에서 압축 LNG 증발가스를 냉각시키면서 온도가 높아진 수소 증발가스의 온도를, 연료 수요처에서 요구하는 온도로 조절하는 수소 히터(410);를 더 포함할 수 있다.
- [0084] 수소 히터(410)에서는, 제2 열교환기(320)와 수소 히터(410)를 연결하는 수소 라인(HL)에 의해 제2 열교환기(320)로부터 이송된 수소 증발가스를 가열하여, 연료 전지(530) 또는 고압 엔진(510)에서 요구하는 온도로 가열하고, 가열된 수소 증발가스를 연료 전지(530) 또는 고압 엔진(510)으로 공급한다.
- [0085] 수소 라인(HL)은, 수소 히터(410)의 하류에서 적어도 2개의 흐름으로 분기되며, 연료 전지(530)로 연결되는 제1 수소 라인(HL1); 및 고압 엔진(510)으로 연결되는 제2 수소 라인(HL2);을 포함할 수 있다.

- [0086] 수소 히터(410)에서 수소 증발가스를 가열하는 열원은, 냉매 라인(GL)을 순환하는 냉매일 수 있다. 본 실시예에서 냉매는 글리콜 워터일 수 있다.
- [0087] 본 실시예의 연료 공급부는, 냉매 라인(GL)의 전체적인 압력을 일정하게 유지시키며, 온도에 따라 글리콜 워터가 팽창하는 것을 보상해주기 위한 팽창 탱크(420); 팽창 탱크(420)로부터 글리콜 워터를 냉매 라인(GL)으로 순환시키는 순환 펌프(430); 및 순환 펌프(430)에 의해 가압된 글리콜 워터의 온도를 설정값으로 유지시키는 냉매 냉각기(440);를 더 포함한다.
- [0088] 팽창 탱크(420)로부터 배출되어 순환 펌프(430)에 의해 가압된 글리콜 워터는 고압 압축기(200)의 다수개의 냉각부로 연결되어, 압축부에서 압축 공정에 의해 온도가 상승한 LNG 증발가스를 냉각시키는 냉매로서 활용된다. 압축 LNG 증발가스를 냉각시키면서 글리콜 워터는 가열되고, 가열된 글리콜 워터는 냉각부로부터 수소 히터(410)로 연결되는 냉매 라인(GL)을 따라 수소 히터(410)로 이송되어, 수소 증발가스를 가열하는 열원으로 활용된다.
- [0089] 도면에 도시되어 있지는 않지만, 고압 압축기(200)의 냉각부는, 압축 LNG 증발가스가 유동하면서 열교환되는 압축 증발가스부; 글리콜 워터가 유동하면서 열교환되는 글리콜 워터부; 및 냉각수가 유동하면서 열교환되는 냉각수부;로 나누어져 있다. 여기서 글리콜 워터부는, 압축부 근처의 극저온부와 인접하여 배치된다.
- [0090] 즉, 본 실시예에 따르면, LNG 증발가스를 압축하면서 발생한 압축열을 회수하여, 수소 증발가스를 연료 수요처로 공급하기 위한 열원으로 활용함으로써, 에너지를 절감할 수 있다.
- [0091] 수소 히터(410)에서는, 수소 증발가스와 고압 압축기(200)에서 압축열을 회수한 고온의 글리콜 워터가 열교환하여, 수소 증발가스는 가열되고 글리콜 워터는 냉각된다. 수소 히터(410)에서 냉각된 글리콜 워터의 온도는 약 40℃일 수 있다.
- [0092] 본 실시예의 냉매 냉각기(440)는, 수소 히터(410)에서 열교환 후 배출되는 글리콜 워터의 온도가 설정값, 즉 본 실시예에서 40℃보다 높은 경우, 고압 압축기(220)로 공급하는 글리콜 워터를 설정값 이하로 냉각시키기 위한, 수소 히터(410)의 백업(back-up) 수단으로 활용될 수 있다.
- [0093] 즉, 냉매 냉각기(440)는, 수소 히터(410)의 용량이 부족하거나, 수소 히터(410)의 고장이나 유지보수 등으로 수소 히터(410)를 가동시킬 수 없을 때, 글리콜 워터를 설정값까지 냉각시키는 용도로 사용될 수 있다.
- [0094] 냉매 냉각기(440)에서 글리콜 워터를 냉각시키는 냉매로서는 냉각수가 사용될 수 있고, 본 실시예에서 냉매 냉각기(440)로 공급되는 냉각수의 온도는 약 36℃인 것을 예로 들어 설명한다.
- [0095] 또한, 냉매 냉각기(440)가 작동될 때, 냉매 냉각기(440)에서 냉각된 글리콜 워터의 온도는 약 40℃일 수 있다.
- [0096] 냉매 라인(GL)에는, 냉매 냉각기(440)와 고압 압축기(200) 사이에, 순환펌프(430)로부터 고압 압축기(200)로 공급되는 글리콜 워터의 온도를 일정하게 유지시키는 제1 유량 조절 밸브(450);가 설치될 수 있고, 고압 압축기(200)와 수소 히터(410) 사이에는, 고압 압축기(200)로부터 열교환 후 배출되는 글리콜 워터의 온도를 일정하게 유지시키는 제2 유량 조절 밸브(460);가 설치될 수 있다.
- [0097] 제1 유량 조절 밸브(450)의 개폐 제어에 의해 글리콜 워터의 유량을 제어함으로써, 고압 압축기(200)로 40℃의 글리콜 워터가 공급될 수 있도록 한다.
- [0098] 또한, 제2 유량 조절 밸브(460)의 개폐 제어에 의해 글리콜 워터의 유량을 제어함으로써, 고압 압축기(200)에서 충분한 열교환을 한 후 글리콜 워터의 배출 온도가 약 48 내지 50℃가 되도록 할 수 있다.
- [0099]
- [0100] 이와 같이, 본 실시예에 따르면, 수소 탱크(120)로부터 배출된 수소 증발가스를, 연료 전지(530) 및 고압엔진(510)의 연료로 공급함으로써 수소를 선박용 에너지원으로 활용할 수 있다.
- [0101] 또한, 연료 수요처로 공급할 수소 증발가스의 냉열을 회수하여 제1 열교환기(310) 및 제2 열교환기(320)에서 LNG 증발가스를 재액화시키는 냉매로서 활용함으로써, 액화수소의 저장 온도(약 -253℃)와 LNG의 저장 온도(약 163℃)의 차이를 이용하여 LNG 증발가스의 재액화 효율을 극대화시킬 수 있다.
- [0102] 또한, 수소 증발가스를 LNG 증발가스를 재액화시키는 냉매로서 활용하면서 연료 수요처에서 요구하는 온도로 가열함으로써 에너지를 절감할 수 있다.

[0103] 또한, 수소 탱크(102)를, LNG 탱크(101)를 둘러싸는 형태로 구비하고, 제2 탱크(120)와 근접하게 설치함으로써, LNG의 저장 효율을 높이고, 기화율을 최소화할 수 있다.

[0104] 또한, 수소를 선박용 연료로 활용하는 경우, 고압 엔진(510)의 연소실로 천연가스와 함께 공급된 수소에 의해, 연소실 내 산소와 반응하는 천연가스의 농도를 상대적으로 감소시킴으로써, 연소실 내부의 비열을 증가시킴과 동시에 연소에너지를 흡수하여, 연소실 내부의 최고(Peak)온도, 즉 연소온도를 낮추게 되며, 따라서 질소산화물이 생성되는 화학반응을 약화시킬 수 있다.

[0105] 또한, 수소를 연료로 하는 연료 전지를 활용하여 전력을 생산하고 선내 전력 공급원으로 활용함으로써, 수소 에너지를 선박에 적용할 수 있다.

[0107] 본 발명은 상기 실시예에 한정되지 않고, 본 발명의 기술적 요지를 벗어나지 아니하는 범위 내에서 다양하게 수정 또는 변형되어 실시될 수 있음은 본 발명이 속하는 기술분야에서 통상의 지식을 가진 자에게 있어서 자명한 것이다.

부호의 설명

- [0108] 100 : 저장탱크
- 110 : 제1 탱크 120 : 제2 탱크
- 101 : LNG 탱크
- 102 : 수소 탱크
- 200 : 고압 압축기
- 310 : 제1 열교환기 320 : 제2 열교환기
- 330 : 팽창수단 340 : 기액분리기
- 410 : 수소 히터 420 : 팽창탱크
- 430 : 순환펌프 440 : 냉매 냉각기
- 450 : 제1 유량 조절 밸브 460 : 제2 유량 조절 밸브
- 510 : 고압엔진 520 : 저압엔진 530 : 연료전지
- BL : 증발가스 라인 HL : 수소 라인
- RL : 재액화 라인 GL : 냉매 라인

도면

도면1

