



(19) 대한민국특허청(KR)

(12) 등록특허공보(B1)

(45) 공고일자 2021년11월19일

(11) 등록번호 10-2328760

(24) 등록일자 2021년11월16일

(51) 국제특허분류(Int. Cl.)

F17C 9/04 (2006.01) F01K 25/10 (2006.01)

F02C 1/04 (2006.01) F25J 1/00 (2006.01)

(52) CPC특허분류

F17C 9/04 (2013.01)

F01K 25/10 (2013.01)

(21) 출원번호 10-2020-0043892

(22) 출원일자 2020년04월10일

심사청구일자 2020년04월10일

(65) 공개번호 10-2021-0126285

(43) 공개일자 2021년10월20일

(56) 선행기술조사문헌

JP2007170548 A*

KR101324612 B1*

KR101864935 B1*

KR102050916 B1*

*는 심사관에 의하여 인용된 문헌

(73) 특허권자

연세대학교 산학협력단

서울특별시 서대문구 연세로 50 (신촌동, 연세대학교)

(72) 발명자

문일

서울특별시 종로구 사직로8길 4, 102동 905호 (사직동, 광화문 풍림스페이스본)

박진우

서울특별시 은평구 진관2로 57-7, 251동 1201호 (진관동, 은평뉴타운 우물골)

(뒷면에 계속)

(74) 대리인

특허법인다나

전체 청구항 수 : 총 24 항

심사관 : 홍기정

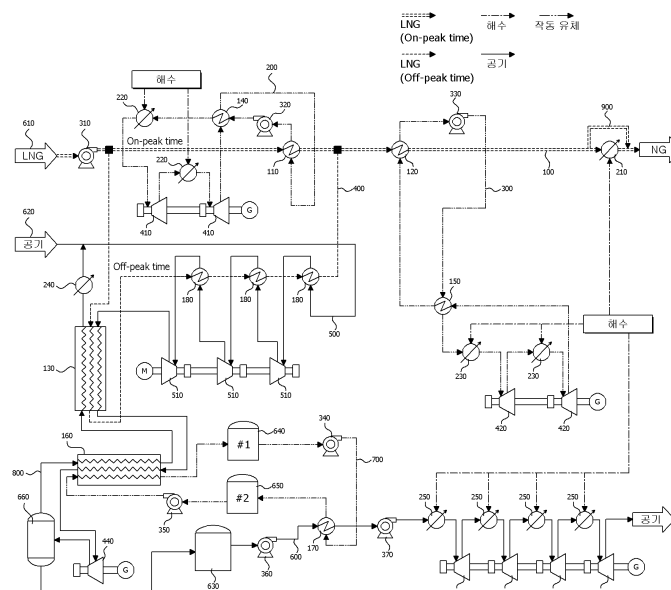
(54) 발명의 명칭 액화천연가스 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 시스템

(57) 요약

본 발명은 액화가스 공급부에서 액화가스를 공급하는 제1기화 라인; 제1기화 라인에 배치되고 액화가스와 제1작동 유체가 열교환하는 제1열교환기; 제1열교환기를 포함하고 제1작동 유체가 순환하는 제1순환 라인; 제1기화 라인에 배치되고 액화가스와 제2작동 유체가 열교환하는 제2열교환기; 제2열교환기를 포함하고 제2작동 유체가 순

(뒷면에 계속)

대표도 - 도1



환하는 제2순환 라인; 액화가스 공급부와 제1열교환기 사이에서 제1기화 라인과 분기되고, 제1열교환기와 제2열교환기 사이에서 제1기화 라인과 연결되는 제2기화 라인; 제2기화 라인에 배치되고 액화가스와 공기가 열교환하는 제3열교환기; 제3열교환기를 포함하고 공기 공급부와 액체공기 저장부를 연결하는 공기액화 라인; 액체공기 저장부에서 액체공기를 공급하는 공기발전 라인; 및 제1순환 라인, 제2순환 라인 및 공기발전 라인에 각각 설치되어 제1작동 유체, 제2작동 유체 및 액체공기를 이용하여 동력을 발생시키는 제1, 제2, 및 제3 터빈을 포함하는 액체공기 저장 및 발전 시스템으로서, 본 발명의 시스템은, 액화가스 특히, 액화천연가스 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 기술을 통합하여 에너지 효율을 높이고, 액화천연가스 재기화 공정에서의 천연가스 압력 및 액체공기 에너지의 저장 압력을 조절하여 안전성 및 경제성이 우수하며, 수요에 맞는 유연한 운영이 가능한 액화천연가스 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 기술이 결합된 시스템을 제공한다.

(52) CPC특허분류

F02C 1/04 (2013.01)
F25J 1/0012 (2013.01)
F17C 2205/0332 (2013.01)
F17C 2227/0135 (2013.01)
F17C 2227/0157 (2013.01)
F17C 2227/0311 (2013.01)

지 명

서울특별시 서대문구 연세로 50, 연세대학교 법원
 학사(신촌동)

(72) 발명자

김정동

서울특별시 서대문구 연희로10가길 46, 401호 (연
 회동)

이 발명을 지원한 국가연구개발사업

과제고유번호	1415166207
과제번호	P0008747
부처명	산업통상자원부
과제관리(전문)기관명	한국산업기술진흥원
연구사업명	혁신성장 글로벌인재 양성사업
연구과제명	미래 제조신산업 글로벌 혁신리더 양성
기 여 율	1/1
과제수행기관명	연세대학교 산학협력단
연구기간	2020.01.01 ~ 2020.12.31

명세서

청구범위

청구항 1

액화가스 공급부에서 액화가스를 공급하는 제1기화 라인;

제1기화 라인에 배치되고, 액화가스와 제1작동 유체를 열교환하는 제1열교환기;

제1열교환기에서 액화가스와 열교환되는 제1작동 유체가 순환하는 제1순환 라인;

제1기화 라인에 배치되고, 액화가스와 제2작동 유체를 열교환하는 제2열교환기;

제2열교환기에서 액화가스와 열교환되는 제2작동 유체가 순환하는 제2순환 라인;

액화가스 공급부와 제1열교환기 사이에서 제1기화 라인과 분기되고, 제1열교환기와 제2열교환기 사이에서 제1기화 라인과 연결되는 제2기화 라인;

제2기화 라인에 배치되고 액화가스와 공기를 열교환하는 제3열교환기;

제3열교환기에서 액화가스와 열교환되는 공기를 공기공급부로부터 액체공기 저장부로 이송하는 공기액화 라인;

제1순환 라인 및 제2순환 라인에 각각 설치되어 제1작동 유체 및 제2작동 유체를 이용하여 동력을 발생시키는 제1 터빈 및 제2 터빈;

공기액화 라인에 배치되고, 제3열교환기와 액체공기 저장부 사이에 설치되며, 액화가스와 열교환된 공기를 이용하여 동력을 발생시키는 제4터빈;

제4터빈과 액체공기 저장부 사이에 설치되고, 공기를 기체 또는 액체로 분리하는 기액분리기; 및

기액분리기에서 공기액화 라인과 분기되고, 제3열교환기를 통과하여 공기 공급부로 연결되는 기화공기 라인을 포함하는 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 2

제1항에 있어서,

제1기화 라인은,

액화가스 공급부의 액화가스를 이송하기 위한 제1펌프; 및

제2열교환기 하류에 설치되는 제1가열기를 더 포함하는 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 3

제2항에 있어서,

제1기화 라인은,

제1가열기 상류에서 분기되고, 제1가열기 하류에서 연결되는 바이패스 라인; 및

바이패스 라인의 개방을 조절하는 바이패스 조절수단을 더 포함하고,

제2열교환기 하류에서의 압력이 일정 압력 이상이면, 바이패스 조절수단에 의하여 바이패스 라인이 개방되는 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 4

제1항에 있어서,

제1순환 라인은,

제1열교환기와 제1터빈 사이에 설치되고, 액화가스와 열교환된 제1작동 유체와 터빈에서 배출된 제1작동 유체를 열교환하는 제4열교환기;

제4열교환기와 제1터빈 사이에 설치되고, 제1작동 유체를 가열하는 제2가열기; 및

제1열교환기와 제4열교환기 사이에 설치되는 제2펌프를 더 포함하는 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 5

제3항에 있어서,

제1순환 라인은,

복수의 제2가열기 또는 복수의 제1터빈이 직렬 설치된 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 6

제1항에 있어서,

제2순환 라인은,

제2열교환기와 제2터빈 사이에 설치되고, 액화가스와 열교환된 제2작동 유체와 터빈에서 배출된 제2작동 유체를 열교환하는 제5열교환기;

제5열교환기와 제2터빈 사이에 설치되고, 제2작동 유체를 가열하는 제3가열기; 및

제2열교환기와 제5열교환기 사이에 설치되는 제3펌프를 더 포함하는 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 7

제6항에 있어서,

제2순환 라인은,

복수의 제3가열기 또는 복수의 제2터빈이 직렬 설치된 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 8

제1항에 있어서,

액체공기 저장부로부터 액체공기를 공급하는 공기발전 라인을 더 포함하는 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 9

제8항에 있어서,

공기액화 라인에 배치되고, 제3열교환기와 액체공기 저장부 사이에 설치되며, 공기와 제3작동 유체를 열교환하는 제6열교환기;

제6열교환기에서 공기와 열교환되는 제3작동 유체가 순환하는 제3순환 라인; 및

제3순환 라인 및 공기발전 라인에 배치되고, 제3작동 유체와 액체공기가 열교환하는 제7열교환기를 더 포함하는 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 10

제9항에 있어서,
제3순환 라인은,
제6열교환기 하류와 제7열교환기 상류 사이에 설치되는 제1저장조;
제7열교환기 하류와 제6열교환기 상류 사이에 설치되는 제2저장조;
제1저장조와 제7열교환기 사이에 설치되는 제4펌프; 및
제2저장조와 제6열교환기 사이에 설치되는 제5펌프를 더 포함하는 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 11

제1항에 있어서,
공기액화 라인은,
공기 공급부와 제3열교환기 사이에 설치되고, 제3열교환기에서 배출된 액화가스와 공기 공급부에서 공급된 공기를 열교환하는 제8열교환기; 및
제8열교환기와 제3열교환기 사이에 설치되고, 공기를 압축하는 압축기를 더 포함하는 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 12

제11항에 있어서,
공기액화 라인은,
복수의 제8열교환기 또는 복수의 압축기가 직렬 설치되는 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 13

삭제

청구항 14

제1항에 있어서,
기화공기 라인은,
제3열교환기를 통과한 공기를 가열하는 제4가열기를 더 포함하는 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 15

제8항에 있어서,
공기발전 라인에 설치되어 액체공기 저장부로부터 공급된 액체공기를 이용하여 동력을 발생시키는 제3 터빈을 더 포함하는 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 16

제15항에 있어서,
공기발전 라인은,
액체공기 저장부의 하류에서 액체공기를 이송하기 위한 제6펌프; 및
제6펌프와 제3터빈 사이에 설치되고, 액체공기를 가열하는 제5가열기를 더 포함하는 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 17

제16항에 있어서,
공기발전 라인은,
복수의 제5가열기 또는 복수의 제3터빈이 직렬 배치된 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 18

제16항에 있어서,
공기발전 라인은,
제5가열기 상류에 설치되는 제7펌프를 더 포함하는 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 19

제1항에 있어서,
액체공기 저장부는,
안전 밸브, 측정계 및 냉각 장치를 포함하는 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 20

제19항에 있어서,
안전 밸브의 설정 압력은 0.2MPa 이하이고,
측정계는 압력 또는 온도 측정계이며,
냉각 장치는 액체공기 저장부의 내부에 형성된 코일 형태 또는 외부를 감싸는 형태로서, 냉각 매체가 코일 또는 외부를 통과하며 액체공기 저장부 내부를 냉각하는 것이고,
측정계의 압력 또는 온도가 설정된 수치 이상인 경우 냉각장치의 냉각 매체가 유입되는 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 21

제1항에 있어서,
제1작동 유체 또는 제2작동 유체는 메탄, 에탄, 프로판 및 부탄 중에서 선택된 어느 하나인 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 22

제9항에 있어서,

제3작동 유체는 메탄, 에탄, 프로판 및 부탄 중에서 선택된 어느 하나인 액체공기 저장 및 발전 시스템.

청구항 23

제1항에 따른 시스템을 이용하고,

액화가스의 가스화와 함께 전기를 생산하는 평상 모드; 또는

액화가스의 가스화와 함께 저장가스를 액화하여 에너지를 저장하는 에너지 저장 모드로 작동 가능한 액체공기 저장 및 발전 방법.

청구항 24

제15항에 따른 시스템을 이용하고,

액화가스의 가스화와 함께 전기를 생산하는 평상 모드;

액화가스의 가스화와 함께 저장가스를 액화하여 에너지를 저장하는 에너지 저장 모드; 및

액화가스의 가스화와 함께 전기를 생산하고, 액화된 저장가스를 통해 전기를 추가로 생산하는 에너지 방출 모드; 중에서 선택되는 하나 이상의 모드로 작동 가능한 액체공기 저장 및 발전 방법.

청구항 25

제24항에 있어서,

평상 시간대에서 평상 모드로 작동하고,

오프-피크 시간대에서 에너지 저장 모드로 작동하며,

온-피크 시간대에서 에너지 방출 모드로 작동하는 액체공기 저장 및 발전 방법.

발명의 설명

기술 분야

[0001] 본 발명은 액화천연가스 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 기술이 결합된 시스템에 관한 것이다.

배경 기술

[0003] 세계 인구의 성장과 생활 수준의 지속적인 개선에 의하여 세계 에너지 수요는 매년 증가하고 있다. 이러한 요구를 충족시키기 위해서 풍부한 매장량을 가지고 있는 천연가스의 중요성이 커지고 있다.

[0004] 일반적으로 천연가스 자원은 수요처와 원거리에 있으므로 파이프 라인을 통한 장거리 가스 운송의 경우 비용이 많이 들기 때문에 현실적이지 못하다. 따라서, 천연가스를 유동화하여 사용하며, 특히 저장 및 운송을 위하여 천연가스를 액화 시설에서 -162°C 로 냉각 한 후 투명하고 무색의 무독성 액체인 액화천연가스로 변환하여 사용하고 있다.

[0005] 액화천연가스 유조선 등에 의해 수송된 액화천연가스는 수요처에 사용하기 위해 천연가스로 전환되어야 하고, 액화천연가스 인수 터미널의 재기화 공정이 액화천연가스 냉열 에너지를 전력으로 이용하기 위해 연구되었다.

[0006] Dispenza 및 Rocca 등은 전기를 생산하기 위해 액화천연가스의 극저온 엑서지(exergy)를 연구하였지만, 주로 냉열 전달에 중점을 두었다. Szargut 등은 작동유체로서 에탄을 이용한 캐스케이드(cascade) 액화천연가스 냉열 발전 사이클을 연구하였다. Choi 등은 작동유체로서 메탄, 에탄 및 프로판을 이용하여 액화천연가스로부터 전기

를 생산하였다. 이들은 산업적 전기 수요를 충족시키기 위하여 주로 천연가스의 직접 팽창만을 고려하였다. Garcia 등은 액화천연가스 냉열 발전소에서의 잔열의 적용 방안을 연구하였지만, 액화천연가스의 냉열 에너지를 이용한 발전에만 중점을 두고 있었다.

[0007] 한편, 액화천연가스의 냉열 에너지는 에너지원으로써 직접 공급될 수 있다. 즉, 액화천연가스의 냉열 에너지를 잠시 저장한 후 필요할 때 에너지원으로써 사용할 수 있다. 이는 전통적인 발전소의 환경에 대한 우려가 커짐에 따라 액화천연가스 냉열을 이용한 에너지원은 재생 에너지로서 가치가 증대하고 있다.

[0008] 에너지 저장 시스템 중 액체공기 에너지 저장(Liquid Air Energy Storage, LAES)은 유해 배출물이 없으며, 운영 비용이 낮고, 높은 에너지 저장 밀도로 인해 유망한 기술 중 하나이다.

[0009] 다만, 기존에는 액체공기 에너지 저장 시스템과 액화천연가스 재기화 공정을 통합하는 개념 설계에 중점이 있었다. 예를 들어, Park 등은 액화천연가스 재기화 공정과 극저온 에너지 저장 (Cryogenic Energy Storage, CES) 시스템을 통합하여, On-peak 및 off-peak 기간 모두에서 작동하는 공정을 제안하였다. 또한, Lee 등은 액체공기 에너지 저장 시스템에서 액화천연가스 냉열 에너지를 사용하되, 해수를 열원으로 적용하는 공정을 제안하였다. Kim 등은 액화천연가스의 냉열 에너지를 공기의 액화에 사용하는 저장-생산 시스템을 도입하였다.

[0010] 그러나 상기 제안된 기술들은 시스템의 효율에만 중점이 맞추어 졌으며, 수요 변동에 따른 시스템 운영 유연성이나 액화천연가스 재기화 공정에서 액화천연가스 인화성 등으로 인한 잠재적 안전상의 위험에 대해서는 고려하지 않았다. 따라서, 상기 제안된 기술들은 산업적으로 실현하기에는 한계가 있었다.

선행기술문헌

특허문헌

[0012] (특허문헌 0001) 대한민국 등록특허 제10-1479486호

발명의 내용

해결하려는 과제

[0013] 본 발명의 목적은 액화가스 특히, 액화천연가스 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 기술을 통합하여 에너지 효율을 높이고, 액화천연가스 재기화 공정에서의 천연가스 압력 및 액체공기 에너지의 저장 압력을 조절하여 안전성 및 경제성이 우수하며, 수요에 맞는 유연한 운영이 가능한 액화천연가스 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 기술이 결합된 시스템을 제공하는 것이다.

과제의 해결 수단

[0015] 본 발명은 상술한 목적을 달성하기 위해, 액화가스 공급부에서 액화가스를 공급하는 제1기화 라인; 제1기화 라인에 배치되고, 액화가스와 제1작동 유체를 열교환하는 제1열교환기; 제1열교환기에서 액화가스와 열교환되는 제1작동 유체가 순환하는 제1순환 라인; 제1기화 라인에 배치되고 액화가스와 제2작동 유체를 열교환하는 제2열교환기; 제2열교환기에서 액화가스와 열교환되는 제2작동 유체가 순환하는 제2순환 라인; 액화가스 공급부와 제1열교환기 사이에서 제1기화 라인과 분기되고, 제1열교환기와 제2열교환기 사이에서 제1기화 라인과 연결되는 제2기화 라인; 제2기화 라인에 배치되고 액화가스와 공기를 열교환하는 제3열교환기; 제3열교환기에서 액화가스와 열교환되는 공기를 공기 공급부로부터 액체공기 저장부로 이송하는 공기액화 라인; 및 제1순환 라인 및 제2순환 라인에 각각 설치되어 제1작동 유체 및 제2작동 유체를 이용하여 동력을 발생시키는 제1 터빈 및 제2 터빈을 포함하는 액체공기 저장 및 발전 시스템을 제공한다.

[0016] 본 발명에 따른 시스템에서 제1기화 라인은, 액화가스 공급부의 액화가스를 이송하기 위한 제1펌프; 및 제2열교환기 하류에 설치되는 제1가열기를 더 포함할 수 있다.

[0017] 본 발명에 따른 시스템에서 제1기화 라인은, 제1가열기 상류에서 분기되고, 제1가열기 하류에서 연결되는 바이패스 라인; 및 바이패스 라인의 개방을 조절하는 바이패스 조절수단을 더 포함하고, 제2열교환기 하류에서의 압력이 일정 압력 이상이면, 바이패스 조절수단에 의하여 바이패스 라인이 개방될 수 있다.

[0018] 본 발명에 따른 시스템에서 제1순환 라인은, 제1열교환기와 제1터빈 사이에 설치되고, 액화가스와 열교환된 제1

작동 유체와 터빈에서 배출된 제1작동 유체를 열교환하는 제4열교환기; 제4열교환기와 제1터빈 사이에 설치되고, 제1작동 유체를 가열하는 제2가열기; 및 제1열교환기와 제4열교환기 사이에 설치되는 제2펌프를 더 포함할 수 있다.

[0019] 본 발명에 따른 시스템에서 제1순환 라인은, 복수의 제2가열기 또는 복수의 제1터빈이 직렬 설치될 수 있다.

[0020] 본 발명에 따른 시스템에서 제2순환 라인은, 제2열교환기와 제2터빈 사이에 설치되고, 액화가스와 열교환된 제2작동 유체와 터빈에서 배출된 제2작동 유체를 열교환하는 제5열교환기; 제5열교환기와 제2터빈 사이에 설치되고, 제2작동 유체를 가열하는 제3가열기; 및 제2열교환기와 제5열교환기 사이에 설치되는 제3펌프를 더 포함할 수 있다.

[0021] 본 발명에 따른 시스템에서 제2순환 라인은, 복수의 제3가열기 또는 복수의 제2터빈이 직렬 설치될 수 있다.

[0022] 본 발명에 따른 시스템은 공기액화 라인에 배치되고, 제3열교환기와 액체공기 저장부 사이에 설치되며, 공기와 제3작동 유체를 열교환하는 제6열교환기; 제6열교환기에서 공기와 열교환되는 제3작동 유체가 순환하는 제3순환 라인; 제3순환 라인 및 공기발전 라인에 배치되고, 제3작동 유체와 액체공기가 열교환하는 제7열교환기를 더 포함할 수 있다.

[0023] 본 발명에 따른 시스템에서 제3순환 라인은, 제6열교환기 하류와 제7열교환기 상류 사이에 설치되는 제1저장부; 제7열교환기 하류와 제6열교환기 상류 사이에 설치되는 제2저장조; 제1저장조와 제7열교환기 사이에 설치되는 제4펌프; 및 제2저장조와 제6열교환기 사이에 설치되는 제5펌프를 더 포함할 수 있다.

[0024] 본 발명에 따른 시스템에서 공기액화 라인은, 공기 공급부와 제3열교환기 사이에 설치되고, 제3열교환기에서 배출된 액화가스와 공기 공급부에서 공급된 공기를 열교환하는 제8열교환기; 및 제8열교환기와 제3열교환기 사이에 설치되고, 공기를 압축하는 압축기를 더 포함할 수 있다.

[0025] 본 발명에 따른 시스템에서 공기액화 라인은, 복수의 제8열교환기 또는 복수의 압축기가 직렬 설치될 수 있다.

[0026] 본 발명에 따른 시스템에서 공기액화 라인은, 제3열교환기와 액체공기 저장부 사이에 설치되고, 액화가스와 열교환된 공기를 이용하여 동력을 발생시키는 제4터빈을 더 포함할 수 있다.

[0027] 본 발명에 따른 시스템은 제4터빈과 액체공기 저장부 사이에 설치되고, 공기를 기체 또는 액체로 분리하는 기액 분리기; 및 기액분리기에서 공기액화 라인에 분기되고, 제3열교환기를 통과하여 공기 공급부로 연결되는 기화공기 라인을 더 포함할 수 있다.

[0028] 본 발명에 따른 시스템에서 기화공기 라인은, 제3열교환기를 통과한 공기를 가열하는 제4가열기를 더 포함할 수 있다.

[0029] 본 발명에 따른 시스템에서 액체공기 저장부로부터 액체공기를 공급하는 공기발전 라인; 및 공기발전 라인에 설치되어 액체공기 저장부로부터 공급된 액체공기를 이용하여 동력을 발생시키는 제3 터빈을 더 포함할 수 있다.

[0030] 본 발명에 따른 시스템에서 공기발전 라인은, 액체공기 저장부의 하류에서 액체공기를 이송하기 위한 제6펌프; 및 제6펌프와 제3터빈 사이에 설치되고, 액체공기를 가열하는 제5가열기를 더 포함할 수 있다.

[0031] 본 발명에 따른 시스템에서 공기발전 라인은, 복수의 제5가열기 또는 복수의 제3터빈이 직렬 배치될 수 있다.

[0032] 본 발명에 따른 시스템에서 공기발전 라인은, 제5가열기 상류에 설치되는 제7펌프를 더 포함할 수 있다.

[0033] 본 발명에 따른 시스템에서 액체공기 저장부는, 안전 밸브, 측정계 및 냉각 장치를 포함할 수 있다.

[0034] 본 발명에 따른 시스템에서 안전 밸브의 설정 압력은 0.2MPa 이하이고, 측정계는 압력 또는 온도 측정계이며, 냉각 장치는 액체공기 저장부의 내부에 형성된 코일 형태 또는 외부를 감싸는 형태로서, 냉각 매체가 코일 또는 외부를 통과하며 액체공기 저장부 내부를 냉각하는 것이고, 측정계의 압력 또는 온도가 설정된 수치 이상인 경우 냉각장치의 냉각 매체가 유입될 수 있다.

[0035] 본 발명에 따른 시스템에서 제1작동 유체 또는 제2작동 유체는 메탄, 에탄, 프로판 및 부탄 중에서 선택된 어느 하나일 수 있다.

[0036] 본 발명에 따른 시스템에서 제3작동 유체는 메탄, 에탄, 프로판 및 부탄 중에서 선택된 어느 하나일 수 있다.

[0037] 또한, 본 발명은 상술한 시스템을 이용하고, 액화가스의 가스화와 함께 전기를 생산하는 평상 모드; 액화가스의 가스화와 함께 저장가스를 액화하여 에너지를 저장하는 에너지 저장 모드; 및 액화가스의 가스화와 함께 전기를

생산하고, 액화된 저장가스를 통해 전기를 추가로 생산하는 에너지 방출 모드; 중에서 선택되는 하나 이상의 모드로 작동 가능한 액체공기 저장 및 발전 방법을 제공한다.

[0038] 본 발명에 따른 방법에 있어서, 정상 시간대에서 정상 모드로 작동하고, 오프-피크 시간대에서 에너지 저장 모드로 작동하며, 온-피크 시간대에서 에너지 방출 모드로 작동할 수 있다.

발명의 효과

[0040] 본 발명에서는 액화천연가스 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 시스템이 통합된 액체공기 저장 및 발전 시스템을 제공함으로써, 액화천연가스 1kg 당 최대 94.75kJ의 일일 출력으로 에너지 효율이 높고, 천연가스 배출 압력 및 액체공기 저장 압력을 조절하여 안전성 및 실효성을 보장하며, 전기 수요에 맞는 유연한 운영이 가능하여 낭비되는 에너지를 절약할 수 있다.

도면의 간단한 설명

[0042] 도 1은 본 발명에 따른 LNG 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 시스템이 결합된 액체공기 저장 및 발전 시스템의 개략도이다.

도 2는 본 발명에 따른 LNG 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 시스템이 결합된 액체공기 저장 및 발전 시스템의 정상 모드의 상세도이다.

도 3은 본 발명에 따른 LNG 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 시스템이 결합된 액체공기 저장 및 발전 시스템의 에너지 저장 및 에너지 방출 모드의 상세도이다.

도 4는 본 발명에 따른 LNG 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 시스템이 결합된 액체공기 저장 및 발전 시스템의 제1작동 유체로서 에탄 및 제2작동 유체로서 프로판을 사용했을 때 첫번째 및 두번째 랭킨사이클의 온도-엔트로피(T-S) 선도를 나타낸다.

도 5는 본 발명에 따른 LNG 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 시스템이 결합된 액체공기 저장 및 발전 시스템의 에너지 저장 및 방출 모드에서 온도-엔트로피(T-S) 선도를 나타낸다.

도 6은 본 발명에 따른 LNG 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 시스템이 결합된 액체공기 저장 및 발전 시스템의 공기 냉각을 위한 LNG 냉열 에너지 사용량의 영향을 비교하기 위한 그래프로서, 공기 충전량과 에너지 저장 모드에서 에너지 소비량(a), 각 모드에서 에너지 생산(b) 및 특정 일일 출력 전력과 최대 출력 전력의 트레이드-오프(trade-off)관계를 나타낸다.

도 7은 본 발명에 따른 LNG 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 시스템이 결합된 액체공기 저장 및 발전 시스템의 공기 충전 및 저장 압력의 영향을 나타내는 그래프로서, 공기 충전 압력의 영향(a) 및 에너지 저장 압력의 영향(b, c)을 나타낸다.

발명을 실시하기 위한 구체적인 내용

[0043] 이하, 본 발명을 상세하게 설명한다.

[0044] 본 발명은 액화가스, 특히 액화천연가스(Liquefied Natural Gas, 이하 'LNG')의 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 기술을 통합하여 에너지 효율을 높이고, LNG 재기화 공정에서의 천연가스(Natural Gas, NG) 압력 및 액체공기 에너지의 저장 압력을 조절하여 안전성 및 경제성이 우수하며, 수요에 맞는 유연한 운영이 가능한 LNG 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 기술이 결합된 시스템을 제공하는 것이다.

[0045] 도 1은 본 발명에 따른 LNG 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 시스템이 결합된 액체공기 저장 및 발전 시스템의 개략도이다. 재기화 공정은 장거리 수송 시 극저온 상태인 LNG를 산업적으로 사용 가능한 가스 상태로 기화시키는 것이 목적이며, 이 과정에서 LNG의 냉열을 이용하여 전기를 생산한다. 극저온 에너지 저장 시스템은 액체 공기나 액화 질소를 에너지 저장 매체로 이용하는 대용량 에너지 저장 시스템이다. LNG 재기화 공정과 극저온 에너지 저장 시스템은 모두 극저온 특성을 갖는 공정이기 때문에, 두 공정을 통합하게 되면 에너지 저장 효율을 높일 수 있다.

[0046] 본 발명에서는 LNG의 냉열을 수요에 따라 다른 방식으로 이용하여 전기를 생산할 뿐만 아니라, 에너지 저장 또한 가능하게 하는 시스템을 개발하였다. 에너지 저장 매체로는 공급과 배출이 용이한 공기 등을 사용할 수 있다. 시스템의 운영은 정상, 에너지 저장 및 에너지 방출의 3가지 모드로 작동될 수 있다.

- [0047] 1. 평상 모드(Conventional section, 도 2)에서는, LNG를 천연가스로 변환하고, LNG 기화 시 발생하는 냉열을 이용하여 전기를 생산한다. 이때, 2번의 랭킨 사이클(Rankine Cycle)이 적용되는데, 전기를 최대한 많이 생산하여 효율을 높일 수 있으며, 공기를 액화하는 과정에서 압축기에 전기를 제공할 수도 있기 때문이다.
- [0048] 2. 에너지 저장 모드(Energy storage, 도 3)에서는, LNG의 냉열을 이용하여 에너지를 극저온 상태로 저장한다. 공기는 LNG와 열교환 전에 압축기에 의하여 압축되고 공기의 비점이 상대적으로 높아지게 된다. 이때, 압축기의 동력은 공기와 열교환된 LNG가 제2작동 유체와 열교환하며 생산된 전기(두번째 랭킨 사이클)를 이용한다. 이후, 고압 상태의 공기를 LNG의 냉열을 이용하여 극저온 상태의 액체 공기로 만든 후 탱크에 저장한다. 이를 통하여 전기를 극저온 상태의 에너지로 저장하게 된다. 에너지 저장 모드에서도 LNG는 기화되기 때문에, LNG 재기화 공정 본연의 목적인 천연가스의 생산은 유지된다.
- [0049] 3. 에너지 방출 모드(Energy release, 도 3)에서는, 평상 모드와 같이 LNG 재기화 발전을 하면서, 저장조에 저장된 액체공기의 에너지를 방출함으로써 전기 생산량을 획기적으로 높인다. 먼저, 저장되어 있는 고압의 액화 공기를 펌프를 통하여 압력을 더 높여준다. 다음으로, 이를 기화시켜 기체 상태로 만든 후 터빈을 사용하여 전력을 생산하게 된다. 터빈에 의하여 대기압으로 팽창된 공기는 다시 대기 중으로 방출될 수 있다.
- [0050] 도 2는 본 발명에 따른 액화천연가스 재기화 공정 및 액체공기 에너지 저장 시스템의 평상 모드 상세도이고, 도 3은 에너지 저장 모드 및 에너지 방출 모드의 상세도로서, 본 발명의 액체공기 저장 및 발전 시스템은 제1기화 라인(100), 제1순환 라인(200), 제2순환 라인(300), 제2기화 라인(400), 공기액화 라인(500), 공기발전 라인(600), 제3순환 라인(700), 기화공기 라인(800), 바이패스 라인(900), 제1열교환기(110), 제2열교환기(120), 제3열교환기(130), 제4열교환기(140), 제5열교환기(150), 제6열교환기(160), 제7열교환기(170), 제8열교환기(180), 제1가열기(210), 제2가열기(220), 제3가열기(230), 제4가열기(240), 제5가열기(250), 제1펌프(310), 제2펌프(320), 제3펌프(330), 제4펌프(340), 제5펌프(350), 제6펌프(360), 제7펌프(370), 제1터빈(410), 제2터빈(420), 제3터빈(430), 제4터빈(440), 압축기(510), 액화가스 공급부(610), 공기 공급부(620), 액체공기 저장부(630), 제1저장조(640), 제2저장조(650) 및 기액분리기(660)를 포함할 수 있다.
- [0052] 액화가스 공급부(610)는 액화천연가스를 공급하는 곳이다.
- [0053] 액화가스 공급부(610)로부터 액화천연가스가 제1기화 라인(100)으로 공급되며 액화천연가스 재기화 공정이 시작된다. 이때, 액화가스 공급부(610)로부터 제1기화 라인(100)으로 액화천연가스를 공급하기 위하여 제1펌프(310)가 사용될 수 있다.
- [0054] 이때, 제1기화 라인으로 공급되는 액화천연가스의 온도는 -140°C 이하일 수 있고, 구체적으로는 -150°C 이하 또는 -160°C 이하일 수 있다. 예를 들어, -180°C 내지 -140°C , -170°C 내지 -150°C , -170°C 내지 -160°C , -168°C 내지 -160°C , -164°C 내지 -160°C , -163°C 내지 -160°C 또는 -163°C 내지 -161°C 일 수 있다.
- [0055] 또한, 제1기화 라인으로 공급되는 액화천연가스의 압력은 0.001MPa 내지 1MPa일 수 있고, 구체적으로는 0.01MPa 내지 0.5MPa, 0.01MPa 내지 0.2MPa, 0.05MPa 내지 0.18MPa, 0.1MPa 내지 0.15MPa 또는 0.12MPa 내지 0.14MPa일 수 있다.
- [0056] 또한, 제1기화 라인으로 공급되는 액화천연가스의 유속은 0.1kg/s 내지 10 kg/s일 수 있고, 구체적으로는 0.5kg/s 내지 5 kg/s, 0.7kg/s 내지 2kg/s, 0.8kg/s 내지 1.5kg/s, 0.8kg/s 내지 1.2kg/s 또는 0.9kg/s 내지 1.1kg/s일 수 있다.
- [0057] 제1기화 라인(100)에는 액화가스와 제1작동 유체가 열교환하는 제1열교환기(110) 및 제2열교환기(120)가 설치된다.
- [0058] 제1열교환기는 액화가스 공급부(610)로부터 공급된 LNG와 제1작동 유체의 열교환이 이루어진다. LNG는 제1작동 유체와의 열교환을 통해 적어도 부분적으로 기화될 수 있고, 제1작동유체는 LNG의 냉열에너지에 의해 응축될 수 있다. 제1작동 유체로는 메탄, 에탄, 프로판, 부탄 및 아르곤 중에서 선택되는 1종 이상을 이용할 수 있고, 예를 들어, 에탄 또는 프로판을 이용할 수 있다.
- [0059] 제1순환 라인(200)은 제1열교환기(110)와 연결되며 랭킨 사이클(rankine cycle)이 이루어진다. 제1순환 라인(200)에서 제1작동 유체는 순환하면서 전기를 생산한다.
- [0060] 제1순환 라인(200)에는 제1열교환기(110)와 제1터빈(410) 사이에 제4열교환기(140)가 설치될 수 있다. 제4열교환기(140)에서는 제1열교환기(110)에서 액화가스와 열교환된 저온의 제1작동 유체와 제1터빈(410)에서 배출된 고온의 제1작동 유체의 열교환이 이루어진다. 제4열교환기(140)는 랭킨 사이클의 열교환 효율을 향상시킬 수 있

다.

- [0061] 또한, 제1순환 라인(200)에는 제4열교환기(140)와 제1터빈(410) 사이에 제2가열기(220)가 설치될 수 있고, 제1열교환기(110)와 제4열교환기(140) 사이에 제2펌프(320)가 설치될 수 있다.
- [0062] 상기 제2가열기(220)는 제4열교환기(140)를 통과한 제1작동 유체를 열원에 의하여 가열하여 기화시킬 수 있다. 열원으로는 해수 등을 사용할 수 있다. 가열에 의해 제1작동 유체는 고온 및 고압의 포화 증기가 되고, 제1터빈(410)에서 팽창하며 동력을 발생시키며, 터빈과 연결된 발전기 등에 의해서 전기를 생산할 수 있다.
- [0063] 이때, 상기 제2가열기(220) 또는 제1터빈(410)은 각각 복수로 구성되어, 제1순환 라인(200)상에 직렬 배치되어 전기 생산 효율을 더욱 증대할 수 있다. 예를 들어, 제2가열기(220) 또는 제1터빈(410)은 각각 2 이상, 3 이상, 4 이상 또는 5 이상으로 구성될 수 있으며, 2 또는 3인 경우가 경제성 및 에너지 효율면에서 바람직하다. 바람직하게는 상기 제2가열기(220) 및 제1터빈(410)이 각각 복수로 구성되어, 제1순환 라인(200)상에 교대로 직렬 배치될 수 있다.
- [0064] 상기 제2펌프(320)는 제1순환 라인(200)에서 제1작동 유체를 이송 및 압축하는 역할을 한다. 즉, 상기 제1터빈(410)에서 팽창된 제1작동 유체는 제1열교환기(110)를 통과하며 저온 및 저압의 포화 액체가 되는데, 펌프는 제1열교환기(110)를 통과한 제1작동 유체를 압축하여 고압 액체로 만든다.
- [0065] 제2순환 라인(300)은 제2열교환기(120)와 연결되며 두 번째 랭킨 사이클(rankine cycle)이 이루어 진다. 제2순환 라인(300)에서 제2작동 유체는 순환하면서 전기를 생산한다. 상기 제2작동 유체로는 메탄, 에탄, 프로판, 부탄 및 아르곤 중에서 선택되는 1종 이상을 이용할 수 있고, 예를 들어, 에탄 또는 프로판을 이용할 수 있다.
- [0066] 제2순환 라인(300)에는 제2열교환기(120)와 제2터빈(420) 사이에 제5열교환기(150)가 설치될 수 있다. 제5열교환기(150)에서는 제2열교환기(120)에서 액화gas와 열교환된 저온의 제1작동 유체와 제2터빈(420)에서 배출된 고온의 제2작동 유체의 열교환이 이루어진다. 제5열교환기(150)는 랭킨 사이클의 열교환 효율을 향상시킬 수 있다.
- [0067] 또한, 제2순환 라인(300)에는 제5열교환기(150)와 제2터빈(420) 사이에 제3가열기(230)가 설치될 수 있고, 제2열교환기(120)와 제5열교환기(150) 사이에 제3펌프(330)가 설치될 수 있다.
- [0068] 상기 제3가열기(230)는 제5열교환기(150)를 통과한 제2작동 유체를 열원에 의하여 가열하여 기화시킬 수 있다. 열원으로는 해수 등을 사용할 수 있다. 가열에 의해 제2작동 유체는 고온 및 고압의 포화 증기가 되고, 제2터빈(420)에서 팽창하며 동력을 발생시키며, 터빈과 연결된 발전기 등에 의해서 전기를 생산할 수 있다.
- [0069] 이때, 상기 제3가열기(230) 또는 제2터빈(420)은 복수로 구성되어, 제2순환 라인(300)상에 직렬 배치되어 전기 생산 효율을 더욱 증대할 수 있다. 예를 들어, 제3가열기(230) 및 제2터빈(420)은 각각 2 이상, 3 이상, 4 이상 또는 5 이상으로 구성될 수 있으며, 2 또는 3인 경우가 경제성 및 에너지 효율면에서 바람직하다. 바람직하게는 상기 제3가열기(230) 및 제2터빈(420)이 각각 복수로 구성되어, 제2순환 라인(300)상에 교대로 직렬 배치될 수 있다.
- [0070] 상기 제3펌프(330)는 제2순환 라인(300)에서 제2작동 유체를 이송 및 압축하는 역할을 한다. 즉, 상기 제2터빈(420)에서 팽창된 제2작동 유체는 제2열교환기(120)를 통과하며 저온 및 저압의 포화 액체가 되는데, 펌프는 제2열교환기(120)를 통과한 제2작동 유체를 압축하여 고압 액체로 만든다.
- [0071] 상기 제2열교환기(120) 이후에 또 다른 순환 라인을 설치하여 추가적인 랭킨 사이클을 적용 할 수도 있다.
- [0072] 상기 제1열교환기(110) 및 상기 제2열교환기(120)에서 제1작동 유체 및 제2작동 유체와 열교환된 LNG는 열교환에 의하여 천연가스로 기화되고, 이후 제1기화 라인(100) 말단에 설치된 제1가열기(210)에서 가열된다. 가열기의 열원으로는 해수 등이 이용될 수 있다. 상기 제1가열기(210) 하류에 팽창기를 설치하여 천연가스의 압력을 낮출 수 있다. 이때, 상기 제1가열기(210) 또는 팽창기는 복수로 구성되어 직렬 설치될 수도 있으며, 예를 들어, 상기 제1가열기(210) 및 팽창기가 복수로 구성되어 교대로 직렬 설치될 수 있다.
- [0073] 일반적으로 LNG 재기화 공정에 의해 기화된 천연가스는 그것을 필요로 하는 수요처에 공급되는데, 이때, 천연가스의 압력은 적어도 7MPa 이상, 6MPa 이상, 5MPa 또는 4MPa 이상이 필요하다. 그러나 이송을 위하여 천연가스의 압력을 상승시키는 것은 누출의 위험성이 있으며, LNG의 인화성을 생각해보면 더욱 안전하게 운영되어야 할 필요가 있다.
- [0074] 따라서, 제1기화 라인(100)은 제1가열기(210) 상류에서 분기되고, 제1가열기 하류에서 연결되는 바이패스 라인

(900) 및 바이패스 라인의 개방을 조절하는 바이패스 조절수단을 더 포함할 수 있다. 상기 바이패스 조절수단으로 제2열교환기 하류에서의 압력이 일정 압력 이상이면 바이패스 라인을 개방할 수 있다. 예를 들어, 제2열교환기 하류에서의 압력이 7MPa 이상, 6MPa 이상, 5MPa 또는 4MPa 이상이면, 바이패스 조절수단에 의하여 바이패스 라인이 개방될 수 있다.

- [0075] 상기 바이패스 조절수단은 밸브 또는 스위치 동일 수 있다.
- [0076] 액화가스 공급부(610)와 제1열교환기(110) 사이에서 1기화 라인(100)과 분기되고, 제1열교환기(110)와 제2열교환기(120) 사이에서 제1기화 라인과 연결되는 제2기화 라인(400)이 설치될 수 있다.
- [0077] 제2기화 라인(400)은 LNG를 액화가스 공급부(610)로부터 공급받아 제1작동 유체가 아닌, 공기 공급부(620)로부터 공급되는 공기와 열교환하기 위한 라인이다. 즉, 제2기화 라인(400)은 LNG의 냉열을 이용하여 공기를 냉각하여 액화하고, 이를 저장하여 에너지원으로 사용하기 위한 라인이다.
- [0078] 상기 제2기화 라인(400)에는 LNG와 공기가 열교환하는 제3열교환기(130)가 설치된다. 제3열교환기(130)는 LNG와 공기가 열교환하므로, 공기 공급부(620)와 액체공기 저장부(630)를 연결하는 공기액화 라인(500)이 제2기화 라인(400)과 교차하며 통과한다.
- [0079] 공기 공급부(620)로부터 공급된 공기는 공기액화 라인(500)을 따라 이송되며, 제3열교환기(130)에서 LNG와 열교환 후 액화되어 액체공기 저장부(630)로 저장된다.
- [0080] 제1열교환기 및 제3열교환기에서 각각 독립적으로 제1작동 유체 및 공기와 열교환된 LNG의 배출 온도는 -100℃ 내지 -80℃일 수 있고, 구체적으로는 -100℃ 내지 -82℃, -100℃ 내지 -85℃, -100℃ 내지 -88℃, -100℃ 내지 -91℃, -97℃ 내지 -85℃, -97℃ 내지 -88℃, -94℃ 내지 -85℃, -94℃ 내지 -88℃ 또는 -94℃ 내지 -91℃일 수 있고, 예를 들면, -91℃일 수 있다. 상기 온도 범위에서 전력 생산 효율이 우수하다. 또한, 본 발명에 따른 시스템에서 일일 순 출력 전력과 최대 출력 전력은 트레이트-오프(trade-off) 관계에 있는데 상기 온도 범위일 경우 가장 우수한 효율을 가질 수 있다.
- [0081] 이때, 공기액화 라인(500)은 공기 공급부(620)로부터 공급된 공기를 냉각 및 압축하는 제8열교환(180)기 및 압축기(510)를 더 포함할 수 있다. 상기 제8열교환기(180) 또는 압축기(510)는 제3열교환기(130) 상류에 설치되고, 복수개가 직렬 배치되어 효율을 향상시킬 수 있다. 예를 들어, 제8열교환기(180) 및 압축기(510)는 각각 2 이상, 3 이상, 4 이상 또는 5 이상으로 구성될 수 있으며, 2 또는 3인 경우가 경제성 및 에너지 효율면에서 바람직하다. 바람직하게는 상기 제8열교환기(180) 및 압축기(510)는 복수개가 교대로 직렬 배치될 수 있다.
- [0082] 따라서, 상기 제2기화 라인(400)의 LNG는 제3열교환기(130)에서 공기와 열교환 후에 제2기화 라인(400)을 따라 제8열교환기(180) 또는 복수의 제8열교환기(180)를 통과하고, 제2열교환기(120) 상류에서 제1기화 라인(100)에 연결되어 제2열교환기(120)를 통과하며 천연가스로 기화하게 된다.
- [0083] 반면, 공기 공급부(620)로부터 공급된 공기는 공기액화 라인(500)을 따라 제8열교환기(180) 및 압축기(510)를 통과하며 저온 및 고압이 되고, 제3열교환기(130)를 통과하며 액화된다. 액화된 공기는 액체공기 저장부(630)에 저장되어 에너지를 저장하게 된다.
- [0084] 이때, 공기액화 라인(500)에는 액체공기 저장부(630) 상류에 제4터빈(440) 및 기액분리기(660)가 더 설치될 수 있다. 상기 제4터빈(440)에서는 공기가 액체공기 저장부(630)에 저장되기 전 액화되지 않은 공기를 이용하여 동력을 발생하고, 전기를 생산할 수 있다. 상기 기액분리기(660)에서는 제4터빈(440)을 통과한 공기를 기체 및 액체로 분리하고, 기체인 경우 기액분리기(660)에서 공기액화 라인(500)과 분기된 기화공기 라인(800)을 통해 공기 공급부(620)로 이송하고, 액체인 경우 공기액화 라인(500)을 따라 액체공기 저장부(630)로 이송된다.
- [0085] 상기 기화공기 라인(800)은 기액분리기(660)로부터 제3열교환기(130) 통과하여 공기 공급부(620)로 연결되며, 제3열교환기(130) 하류에 제4가열기(240)가 설치되어 있을 수 있다. 또한, 후술하는 제3작동 유체의 순환 및 열교환을 위한 제6열교환기(160)가 시스템에 설치되는 경우, 기화공기 라인(800)은 제3열교환기(130)를 통과하기 전 제6열교환기(160)를 먼저 통과한다.
- [0086] 공기액화 라인(500)에서 공기의 열효율 향상을 위하여 제3열교환기(130) 하류에 제6열교환기(160)를 더 설치할 수 있다. 제6열교환기(160)는 제3작동 유체가 순환하는 제3순환 라인(700)과 교차하며 공기와 제3작동 유체를 열교환하는 역할을 한다.

- [0087] 제3작동 유체는 제3순환 라인(700)을 순환하며, 제3순환 라인(700)에 설치된 제6열교환기(160)에서 제3열교환기(130)를 통과한 공기와 열교환하고, 제3순환 라인(700)에 설치된 제7열교환기(170)에서 액체공기 저장부(630)에서 공급된 공기와 열교환하며 시스템의 에너지 효율을 향상시킨다. 상기 제3작동 유체로는 메탄, 에탄, 프로판, 부탄 및 아르곤 중에서 선택되는 1종 이상을 이용할 수 있고, 예를 들어, 프로판을 이용할 수 있다.
- [0088] 제3순환 라인(700)에는 제6열교환기(160) 하류와 제7열교환기(170) 상류 사이에 설치되는 제1저장조(640), 제7열교환기(170) 하류와 제6열교환기(160) 상류 사이에 설치되는 제2저장조(650), 상기 제1저장조(640)와 제7열교환기(170) 사이에 설치되는 제4펌프(340) 및 상기 제2저장조(650)와 제6열교환기(160) 사이에 설치되는 제5펌프(350)가 설치 될 수 있다.
- [0089] 제6열교환기에서 공기와 제3작동 유체의 최소 온도 차이를 유지하기 위해서 상기 압축기(510)를 통과한 공기의 압력은 3MPa 내지 4.5MPa일 수 있고, 구체적으로는 3.2MPa 내지 4.2MPa, 3.2MPa 내지 4.0MPa, 3.2MPa 내지 3.8MPa, 3.3MPa 내지 3.7MPa 또는 3.4MPa 내지 3.5MPa일 수 있다. 예를 들어, 상기 압축기(510)를 통과한 공기의 압력은 3.5MPa일 수 있다.
- [0090] 액체공기 저장부(630)에 저장된 액체공기는 공기 발전 라인(600)을 따라 설치된 제5가열기(250) 및 제3터빈(430)에 의하여 팽창하며 동력을 생산한다. 이때 제5가열기(250) 또는 제3터빈(430)은 복수로 구성되어, 직렬 배치될 수 있다. 예를 들어, 제5가열기(250) 및 제3터빈(430)은 각각 2 이상, 3 이상, 4 이상 또는 5 이상으로 구성될 수 있으며, 에너지 효율면에서 3 또는 4인 경우가 바람직하며, 4인 경우가 특히 바람직하다. 바람직하게는 상기 제5가열기(250) 및 제3터빈(430)이 복수로 구성되어, 교대로 직렬 배치될 수 있다.
- [0091] 이때, 액체공기는 액체공기 저장부(630)와 제5가열기(250) 사이에 설치된 제7열교환기(170)에서 제3작동 유체와 열교환 할 수 있다. 상기 제6열교환기(160) 및 제7열교환기(170)에서의 열교환에 의하여 손실되는 냉열에너지를 최소화 할 수 있다.
- [0092] 또한, 공기발전 라인(600)에는 액체공기 저장부(630)의 하류에서 액체공기를 이송하기 위한 제6펌프(360) 및 제7열교환기(170)와 제5가열기(250) 사이에 설치되어 액체 공기를 압축하는 제7펌프(370)가 설치될 수 있다.
- [0093] 액체공기 저장부(630)는 저장조의 안전성을 담보하기 위하여 안전 밸브, 측정계 및 냉각 장치를 포함할 수 있다. 또한 더욱 바람직하게는 제6펌프(360) 하류에 액체공기 저장부(630)로 연결되는 리턴라인 또는 액체공기 저장부(630) 내부에 설치되는 교반기를 더 포함할 수 있다.
- [0094] 상기 안전 밸브의 설정 압력은 0.5MPa 이하일 수 있고, 구체적으로는 0.4MPa 이하, 0.3MPa 이하, 0.2MPa 이하 또는 0.15MPa 이하 일 수 있다. 예를 들어, 상기 안전 밸브의 설정 압력은 0.01 내지 0.2MPa, 0.05 내지 0.2MPa, 0.1 내지 0.2MPa, 0.1 내지 0.15MPa, 0.12 내지 0.18MPa, 0.15 내지 0.18MPa 또는 0.12 내지 0.15MPa 일 수 있다.
- [0095] 상기 측정계는 압력 또는 온도 측정계이고, 상기 냉각 장치는 액체공기 저장부(630)의 내부에 형성된 코일 형태 또는 외부를 감싸는 형태로서, 냉각 매체가 코일 또는 외부를 통과하며 액체공기 저장부 내부를 냉각하는 것이며, 측정계의 압력 또는 온도가 설정된 수치 이상인 경우 냉각장치의 냉각 매체가 유입될 수 있다.
- [0096] 액체공기 저장부(630)는 상기와 같은 안전 밸브, 측정계 및 냉각 장치를 가짐으로써, 장시간 액체공기의 유입이 없더라도 액체공기의 기화에 의한 저장조의 압력 증가로 인한 사고를 피할 수 있으며, 일정한 온도로 액체공기 저장부를 유지하여 제7열교환기(170)에서의 열교환 효율이나 제3터빈(430)에서의 발전 효율이 떨어지지 않도록 할 수 있다.
- [0097] 또한, 본 발명은 상술한 시스템을 이용하고, 액화가스의 가스화와 함께 전기를 생산하는 평상 모드; 액화가스의 가스화와 함께 저장가스를 액화하여 에너지를 저장하는 에너지 저장 모드; 및 액화가스의 가스화와 함께 전기를 생산하고, 액화된 저장가스를 통해 전기를 추가로 생산하는 에너지 방출 모드; 중에서 선택되는 하나 이상의 모드로 작동 가능한 액체공기 저장 및 발전 방법을 제공한다.
- [0098] 본 발명에 따른 방법에 있어서, 평상 시간대에서 평상 모드로 작동하고, 오프-피크(off-peak) 시간대에서 에너지 저장 모드로 작동하며, 온-피크(on-peak) 시간대에서 에너지 방출 모드로 작동할 수 있다. 온-피크 시간대는 전력 피크 시간대로서 예를 들어 10시 내지 12시, 14시 내지 17시, 및/또는 17시 내지 19시일 수 있다. 오프-피크 시간대는 예를 들어 22시 내지 8시 또는 24시 내지 6시일 수 있다. 평상 시간대는 온-피크 시간대 및 오프-시간대를 제외한 나머지 시간대일 수 있다.

[0100] [실시예]

[0101] 1. 시스템 설계

[0102] LNG 재기화 공정 및 액체 공기 에너지 저장 기술(LAES)이 결합된 본 발명의 시스템은 LNG를 천연가스로 변환하면서, 평상 모드, 에너지 저장 모드 및 에너지 방출 모드가 유연하게 작동할 수 있다. 특히, 평상 모드와 에너지 방출 모드는 각각 독립적이고 유연하게 운영되며 전기 및 천연가스를 적절하게 공급할 수 있다.

[0103] 또한, LNG 증기 압력과 액체 공기 저장 압력을 최대한 낮게 설정하여 안전성을 향상하였다. 본 발명에서 LNG 증기 압력은 약 7MPa인데 이는 천연가스를 수요자에게 공급하는 최소한의 압력이다. 본 발명에서 액체 공기 저장 압력은 0.18MPa를 초과하지 않는다. 이는 산업적으로 만족하는 저장조의 최대 압력에 해당한다. 또한 본 발명은 전기 수요 또는 가격에 따른 변동성에서도 유연한 운영이 가능하므로 경제성이 뛰어나다.

[0104] 본 발명에서는 무한대의 열교환을 피하기 위하여 열교환이 가능한 열교환기의 최소 온도 차이(Minimum Temperature Difference, 이하'MTD')는 3℃로 설정되었다. 또한, 직관적이며 열역학적 분석의 용이함을 위하여 LNG의 질량 유속은 1kg/s로 설정되었다. LNG 조성 및 작동조건을 각각 표 1 및 표 2에 나타내었다.

[0105] [표 1]

조성	물분율
질소(Nitrogen)	0.0012
메탄(Methane)	0.9115
에탄(Ethane)	0.0555
프로판(Propane)	0.0216
i-부탄(i-butane)	0.0051
n-부탄(n-butane)	0.0051

[0106]

[0107] [표 2]

구분	값
LNG 공급 온도	-162℃
LNG 공급 압력	0.13MPa
LNG 질량 유량	1kg/s
천연가스 배출 압력	7MPa
공기 공급 온도	25℃
공기 공급 압력	1atm
가열기 배출 온도(해수 사용)	15℃
On-peak 시간(h/day)	8~12
압축기 등엔트로피 효율	0.9
펌프 등엔트로피 효율	0.9

[0108]

[0109] 1) 평상 모드

[0110] 평상 모드는 LNG의 냉열을 이용하여 직접 전기를 생산하였다. LNG가 액화가스 공급부(610)로부터 제1기화 라인(100)을 통하여 천연가스로 기화되어 배출되기까지 LNG를 기화하며, 전기를 생산하는 모드이다. 액화가스 공급부(610)에서 공급된 LNG는 제1펌프(310)를 통하여 제1기화라인 내에서 이송되며, 이송과정에서 제1열교환기(110) 및 제2열교환기(120)를 통과한다.

[0111] 제1열교환기(110) 및 제2열교환기(120)에서는 제1작동 유체 및 제2작동 유체를 이용하여 전기를 생산한다. 이때, 최대의 전기 생산이 가능하고, 랭킨 사이클의 제1작동 유체로는 에탄, 제2작동 유체로는 프로판이 사용되었다. 랭킨 사이클 내에서 작동 유체는 제2가열기(220) 및 제3가열기(230)에서 해수에 의해 가열되고 고온 및 고압의 포화증기가 되며, 2단의 제1터빈(410) 및 제2터빈(420)에서 임펠러를 가동하며 동력을 생산하고, 팽창하였다. 이후 작동유체는 LNG 냉열과 각각 제1열교환기(110) 및 제2열교환기(120)에서 열교환되고 저온 및 저압의 포화 액체가 되었다.

[0112] 저온 및 저압의 포화 액체는 각각 제2펌프(320) 및 제3펌프(330)에서 압축되고 고압의 액체가 되어 다음 사이클

에서 기화하였다.

[0113] 2) 에너지 저장 모드

[0114] 에너지 저장모드에서는 LNG 냉열을 직접적 및 간접적인 방법으로 공기에 전달하였다. 에너지 저장모드에서는 공기 공급부(620)에 저장된 공기가 공기액화 라인(500)을 통하여 제8열교환기(180) 및 압축기(510)를 통과한 후 제3열교환기(130)에서 LNG와 열교환되고, 제6열교환기(160)에서 제3작동 유체와 열교환되며, 제4터빈(440) 및 기액분리기(660)를 통과하여 액체공기 저장부(630)에 저장되었다. 한편, LNG는 액화가스 공급부(610)으로부터 제1펌프(310)에 의하여 제2기화 라인(400)을 통하여 제3열교환기를 통과하고 이후 제1기화 라인에 연결되어 제2열교환기(120)에서 제2작동 유체로 열을 전달하였다. LNG의 높은-등급(high-grade)의 저온 에너지는 제3열교환기(130)에서 직접 공기를 냉각 및 액화하였다. 열교환 후 남은 냉열은 간접적으로 두번째 랭킨 사이클에서 전기를 생산하고, 생산된 전기는 공기를 압축하는 압축기(510)에 사용되었다. 액화된 공기는 제3작동 유체 및 기액분리기(660)에서 분리된 공기에 의해 더욱 냉각되었다. 제3작동 유체로는 프로판을 선택하였다. 고압의 액체 공기는 제4터빈에서 팽창하였고, 기액분리기에서 대부분의 액화된 공기는 액체공기 저장부(630)에 저장되고 액화되지 않은 공기는 되돌아가 다시 다단의 열교환기를 통과하게 되었다.

[0115] 3) 에너지 방출 모드

[0116] 에너지 방출 모드는 평상 모드와 함께 작동되었다. 액체공기 저장부(630)에 저장된 액체공기는 제6펌프(360) 및 제7펌프(370)의 두개의 펌프를 통과하며 고압으로 압축되었다. 이때 제7열교환기(170)에서 제3작동 유체와 열교환되었다. 액체공기는 제5가열기(250)에서 해수에 의해 가열되며 증발하고 4단의 제3터빈(430)에서 전기를 생산하였다.

[0118] 2. 공정 시뮬레이션 및 분석 모델

[0119] (1) 분석 도구 및 기본 가정

[0120] 공정 시뮬레이션은 엄격한 상용 시뮬레이션 소프트웨어인 Aspen HYSYS V10을 사용하였다. 열역학적 특성 계산에는 석유화학 및 가스 공정 분야에서 많이 사용하는 The Peng-Robinson 방정식이 적용되었다. 시뮬레이션을 위한 몇가지 가정은 하기와 같다:

- [0121] i) 공정은 정상상태에 도달하고, 주변으로 열 손실이 없고,
- [0122] ii) 공기의 수분은 무시되고, 공정에 공급되기 전 공기는 정화되며,
- [0123] iii) 등엔트로피 효율 모델을 사용하여 전력 생산을 평가하거나, 압축기, 터빈 및 펌프의 소비를 평가하고,
- [0124] iv) 열교환기 및 라인의 압력 강하는 무시하며,
- [0125] v) 전력 수요 피크 시간은 하루에 8 내지 12시간으로 가정하고,
- [0126] vi) 하루 동안 공급 및 배출되는 공기 양은 동일하다.

[0128] (2) 공정 성능 분석 모델

[0129] 1) 특정 일일 순 출력 전력(Specific daily net output power)

[0130] 평상 모드에서 LNG 질량 당 순 출력 전력, $W_{out,con}$ 은 하기 수학적 식 1로 정의된다.

[0131] [수학적 식 1]

$$W_{out,con} = \frac{(\sum_{i=1}^4 W_{Tur,i} - \sum_{i=1}^3 W_{Pump,i}) \times t_{con}}{m_{LNG} \times t_{con}}$$

[0132]

[0133] T_{con} 은 평상 모드에서 하루 운영 시간이고, m_{LNG} 는 LNG의 질량 유속(kg/s)이며, 장치의 에너지 소비 및 생산은 표 3에 나타난 관계식에 의하여 유도된다.

[0134] [표 3]

장치	에너지 소비/생산
펌프	$W_{pump} = m_{pump} \times \left(\frac{h_{i+1,s} - h_i}{n_{pump}} \right)$
압축기	$W_{comp} = m_{comp} \times \left(\frac{h_{i+1,s} - h_i}{n_{comp}} \right)$
터빈	$W_{tur} = m_{tur} \times \left(\frac{h_{i+1,s} - h_i}{n_{tur}} \right)$

[0135]

[0136] 표 3에서 m_{pump} , m_{comp} 및 m_{tur} 은 펌프, 압축기 및 터빈의 질량 유속이고, n_{pump} , n_{comp} 및 n_{tur} 은 등엔트로피 효율이며, h_i , $h_{i+1,s}$ 는 상류 및 하류 스트림의 특정 엔탈피이고, 아래첨자 s는 이상적인 등엔트로피 공정이다.

[0137] 에너지 저장 모드 및 에너지 방출 모드에서 LNG 질량 당 순 출력 전력, $W_{out,rls}$ 는 하기 수학적 2로 정의된다.

[0138] [수학적 2]

$$W_{out,rls} = \frac{(\sum_{i=6}^9 W_{Tur,i} - W_{Pump4} - W_{Pump5} - W_{Pump7}) \times t_{rls} - (W_{Pump1} + W_{Pump3} + W_{Pump6} - \sum_{i=3}^5 W_{Tur,i}) \times t_{str}}{m_{LNG} \times t_{str}}$$

[0139]

[0140] T_{str} 과 T_{rls} 는 에너지 저장 모드 및 에너지 방출 모드에서 하루 운영 시간이고, LNG 질량 당 특정 일일 순 출력 전력은 하기 수학적 3으로 정의된다.

[0141] [수학적 3]

$$W_{out,ovl} = \frac{W_{out,con} \times t_{con} + W_{out,rls} \times t_{str}}{24}$$

[0142]

[0143] 상기 수학적 3에서 $W_{out,ovl}$ 은 전체 공정의 특정 일일 순 출력 전력이며, 단위는 kJ/kg-LNG이다.

[0144] 2) 특정 최대 출력 전력(Specific maximum output power)

[0145] 정상 모드에서 LNG 질량 당 출력 전력, $E_{out,con}$ 은 $W_{out,con}$ 과 동일하고, 에너지 저장 모드 및 에너지 방출 모드에서 LNG 질량 당 출력 전력, $E_{out,rls}$ 는 하기 수학적 4로 정의된다.

[0146] [수학적 4]

$$E_{out,rls} = \frac{(\sum_{i=6}^9 W_{Tur,i} - \sum_{i=4}^5 W_{Pump,i} - W_{Pump7}) \times t_{str}/t_{rls}}{m_{LNG}}$$

[0147]

[0148] 특정 최대 출력 전력, $E_{out,rls}$ 는 정상 모드 및 에너지 방출 모드에서 출력 전력의 합이며 하기 수학적 5로 정의된다.

[0149] [수학적 5]

$$E_{out,ovl} = E_{out,con} + E_{out,rls}$$

[0150]

[0151] 3) 엑서지(Exergy) 분석

[0152] 엑서지 분석에서는 두 가지 측면에서 손실된 엑서지를 결정하였다. 첫째는 시스템 내의 비가역성으로 인한 엑서지 손실이고, 둘째는 주변으로 미사용 엑서지가 방출됨에 따른 엑서지 파괴이다. 시스템의 전체 엑서지는 화학 및 물리적 엑서지 비율의 조합이다. 그러나 화학적 엑서지는 공정에서 화학 반응이 없으므로 엑서지 분석에 포함되지 않았다. 물리적 엑서지는 수학적 6에 의해 계산된다.

[0153] [수학식 6]

[0154]
$$Ex = \dot{m} \times \{(H_i - H_0) - T_0 \times (S_i - S_0)\}$$

[0155] Ex, H, T 및 S는 스트림의 엑서지 비율, 엔탈피, 온도 및 엔트로피이다. 아래첨자 i 및 0은 장비의 열역학적 조건과 대기 조건(25℃, 1atm)을 나타낸다. 시스템의 엑서지 밸런스는 수학식 7 내지 9와 같다.

[0156] [수학식 7]

[0157]
$$Ex_{net,in} = \sum Ex_{in} + \sum W_{in}$$

[0158] [수학식 8]

[0159]
$$Ex_{net,out} = \sum Ex_{out} + \sum W_{out}$$

[0160] [수학식 9]

[0161]
$$Ex_{net,in} - Ex_{net,out} = \sum L$$

[0162] L은 엑서지 손실 비율 또는 파괴 비율이며, 아래첨자 net는 순 비율을 나타낸다. 순 엑서지는 총 엑서지와 일에 의해 얻어지지만, 엑서지 손실 또는 파괴 비율은 엑서지 밸런스로부터 결정된다.

[0163] 각 구성 장치의 엑서지 손실 또는 파괴 계산과 관련하여 세부적인 식은 표 4에 나타내었다.

[0164] [표 4]

장치	엑서지 소비 또는 파괴
펌프	$Ex_{pump} = \dot{m}_{pump} \times (Ex_{in} - Ex_{out}) - W_{pump}$
압축기	$Ex_{comp} = \dot{m}_{comp} \times (Ex_{in} - Ex_{out}) - W_{comp}$
터빈	$Ex_{tur} = \dot{m}_{tur} \times (Ex_{in} - Ex_{out}) - W_{tur}$
열교환기/가열기	$Ex_{heat} = \dot{m}_{heat} \times (\sum Ex_{in} - \sum Ex_{out})$

[0165]

[0166] 각 장치별 계산된 엑서지 파괴 또는 손실은 하기 표 5에 나타내었다.

[0167] [표 5]

장치	엑서지 파괴(Kw)	장치	엑서지 파괴(Kw)	장치	엑서지 파괴(Kw)
제1펌프	8.79	압축기	3.52	제1가열기	39.75
제2펌프	0.59	압축기(2단)	4.18	제2가열기	45.49
제3펌프	0.16	압축기(3단)	4.22	제2가열기(2단)	6.62
제6펌프	0.71	Net	11.92	제3가열기	18.96
제7펌프	5.89	제1열교환기	97.09	제3가열기(2단)	3.03
Net	16.14	제2열교환기	43.15	제5가열기	56.75
제1터빈	2.92	제3열교환기	24.33	제5가열기(2단)	10.31
제1터빈(2단)	7.38	제4열교환기	0.57	제5가열기(3단)	8.68
제2터빈	2.48	제5열교환기	0.7	제5가열기(4단)	7.99
제2터빈(2단)	3.46	제6열교환기	3.46	Net	198.36
제3터빈	4.09	제7열교환기	2.96		
제3터빈(2단)	4.27	제8열교환기	22.46		
제3터빈(3단)	4.39	제8열교환기(2단)	14.92		
제3터빈(4단)	4.35	제8열교환기(3단)	16.96		
제4터빈	0.59	Net	226.6		
Net	33.93				

[0168]

[0169] 3. 본 발명의 기술적 성능

[0170] (1) 본 발명의 성능

[0171] 본 발명에 따른 시뮬레이션 결과는 하기 표 6에 나타내었다.

[0172] [표 6]

구분	결과
제1열교환기에서 열교환 후 LNG의 배출 온도	-91.0°C
제2열교환기에서 열교환 후 천연가스(기화한 LNG)의 배출 온도	-45.0°C
다단 압축기 통과 후 공기의 배출 압력	3.5MPa
액체 공기 수율	90.60%
액체 공기 공급(charging) 유량	1,450kg/h
제4터빈에서 액체 공기 온도	-180°C
액체 공기 저장 압력	0.15MPa
액체 공기 증기 압력	21MPa
제4펌프 및 제5펌프 압력	0.15MPa

[0173]

[0174] 또한, 정상 모드에서 열흐름을 나타낸 도표를 도 6(a) 및 에너지 저장 모드에서 열흐름을 나타낸 도표를 도 6(b)에 나타내었다.

[0175] 시뮬레이션 결과, 특정 일일 순 출력 전력은 정상 모드 및 에너지 저장 모드에서 각각 122.0kJ/kg-LNG와 67.5kJ/kg-LNG였다. 에너지 저장 모드에서는 공기 압축에 전력을 소모하기 때문에 정상 모드에 비하여 특정 일일 순 출력 전력이 낮게 나타났다.

[0176] 또한, 엑서지 분석에서는 열교환기와 해수 가열기가 각각 46.6% 및 40.6%로 엑서지를 소산시키는 점유율이 높았다.

[0177] 그러나 해수 가열기에서의 엑서지는 저-등급(low-grade)의 엑서지로서 순 출력 전력을 향상시키기보다는 운영 유연성 및 공정의 경제성에 영향을 미친다.

[0178] On-피크 시간에서 에너지 저장 모드를 하루에 16시간으로하고 에너지 방출 모드를 하루에 8시간으로 한 경우 정상 모드와 에너지 방출 모드에서 생산된 전력의 최대값은 356.3KW에 달했다.

[0179] LNG를 분리하여 일부 LNG는 공기를 냉각하고, 나머지 LNG는 전기를 생산하는 LNG-CES 시스템을 비교예 1로하고, 비교예 1에 추가적으로 하나의 랭킨 사이클을 사용한 LNG-ORC(Organic Rankine Cycle)-LAES 시스템을 비교예 2로 하여, 본 발명의 시스템(실시예)과 비교한 내용을 표 7에 나타내었다.

[0180] [표 7]

특정 일일 순 출력 전력 (kJ/kg-LNG)	비교예 1	비교예 2	실시예
On-peak 시간 8h	67.44	84.34	85.67
On-peak 시간 9h	67.44	84.34	87.94
On-peak 시간 10h	67.44	84.34	90.21
On-peak 시간 11h	67.44	84.34	92.48
On-peak 시간 12h	67.44	84.34	94.75

[0181]

[0182] 상기 표 7에서 피크 시간 8 내지 12에서 특정 일일 순 전력 출력 범위는 85.67 내지 94.775kJ/kg-LNG였다. 피크 시간이 증가 할 수록 특정 일일 순 전력 출력은 증가할 수 있다.

[0183] 상기 표 7에서 본 발명의 시스템이 비교예 1 및 2에 비해서 높은 특정 일일 순 전력 출력값을 나타냈었고, 특히, 피크 시간이 길수록 상당한 이점을 보여준다. 비교예 1 및 비교예 2는 다른 피크 시간에서도 동일한 특정 일일 순 전력 출력값을 보였는데, 이는 평상모드 외에는 전력을 생산하는 방법이 없기 때문이다.

[0185] (2) 공기 냉각 및 액화를 위한 냉열 에너지 이용량의 영향

[0186] 공기 냉각 및 액화를 위한 LNG 냉열 사용량은 디자인에 따라 다르게 변화할 수 있다. 공기 냉각 후 배출되는 LNG의 온도는 본 발명에서 중요한 결정 변수에 해당한다. 본 시뮬레이션에서 LNG 냉열의 사용량은 237.6kJ/kg-LNG이고 이에 상응하는 공기 냉각 후 LNG의 배출 온도는 -91℃이다. LNG 냉열 에너지의 사용량의 영향을 알아보기 위하여 공기 액화 저장조(630)에 저장되는 액체 공기의 양을 냉열 에너지 사용량에 상응하도록 조절하였다. 또한, 열교환기에서 LNG와 공기의 온도 차이는 MTD 3℃를 만족하도록 조절하였다. 3℃ 단위로 공기 냉각 후 LNG 배출 온도의 변화와 저장조의 공기 충전량을 도 7(a)에 나타내었다.

[0187] 도 7(b)에는 각 모드별 전력 생산을 나타내었다. 평상 모드에서 전력 생산은 -91℃에서 최대값을 나타내었다. 평상 모드에서는 -91℃ 전후로 전력 생산이 감소하였다. 에너지 저장 모드 및 에너지 방출 모드에서는 LNG 배출 온도가 낮아짐에 따라 전력 소비는 물론 공기에 의한 전력 생산도 감소하였다. 이는 고-등급의 LNG 냉열 에너지의 사용 및 두 번째 랭킨 사이클로부터 공기 압축기로 공급되는 전력에 의한 것이다.

[0188] 도 7(c)는 특정 일일 순 전력 출력 및 최대 전력 출력의 관계를 나타낸다. 특정 일일 순 전력 출력은 8시간의 피크 시간인 경우, 최소 77.3에서 최대 88.4의 값을 가진다 또한, 피크 시간이 증가함에 따라 일일 순 전력 출력은 증가하지만, 최대 전력 출력은 감소한다. 일일 순 출력 전력 및 최대 출력 전력의 최대값은 각각 95.5kJ/kg-LNG 및 387.3KW이다.

[0190] (3) 공기 충전 및 저장 압력의 영향

[0191] 에너지 저장 모드에서 공기 충전 압력 및 에너지 저장 압력은 에너지 소비와 공기의 재사용량의 엄청난 영향을 미친다. 따라서 공정 성능을 향상시키기 위해서 공기 충전 압력은 3.5Mpa로 한다. 이는 제3열교환기에서 공기와 LNG의 온도 차이가 MTD 3℃를 만족하기 위함이다. 도 8(a)에 따르면, 압력이 4.1MPa까지 증가하면, 액화 공기 수율은 0.17%만 증가하지만, 에너지 저장 모드의 에너지 소비는 큰 폭으로 증가한다. 따라서 3.5MPa에서 최적의 디자인이 가능하다.

[0192] 공기 저장 압력의 영향은 도 8(b) 및 (c)에 나타내었다. 총 공기 충전량은 초기 충전된 공기 및 재사용 공기의 합이다. 공기 저장 압력이 증가하면, 액체 공기의 수율이 증가하고, 재사용 공기의 양이 줄어든다. 따라서, 에너지 저장 모드의 에너지 소비는 감소하고, 에너지 방출 모드의 전력 생산은 증가한다.

[0193] 다만, 공기 저장 압력이 증가하면, 액체 공기 저장 온도 및 배출 온도 또한 증가하여 에너지 배출 모드에서 냉열 에너지를 회복하기에는 불충분하다. 높은 저장 압력에서 공기와 프로판의 온도차이(제6열교환기 및 제7열교환기)는 MTD를 만족하지 않는다. 따라서 액체 공기를 목적하는 온도로 낮추기 위해서는 부가적인 냉각을 위한 에너지가 필요하다. 따라서, 본 발명에서는 저장 압력을 150kPa인 것이 바람직하고, 이때 MTD는 6℃이다.

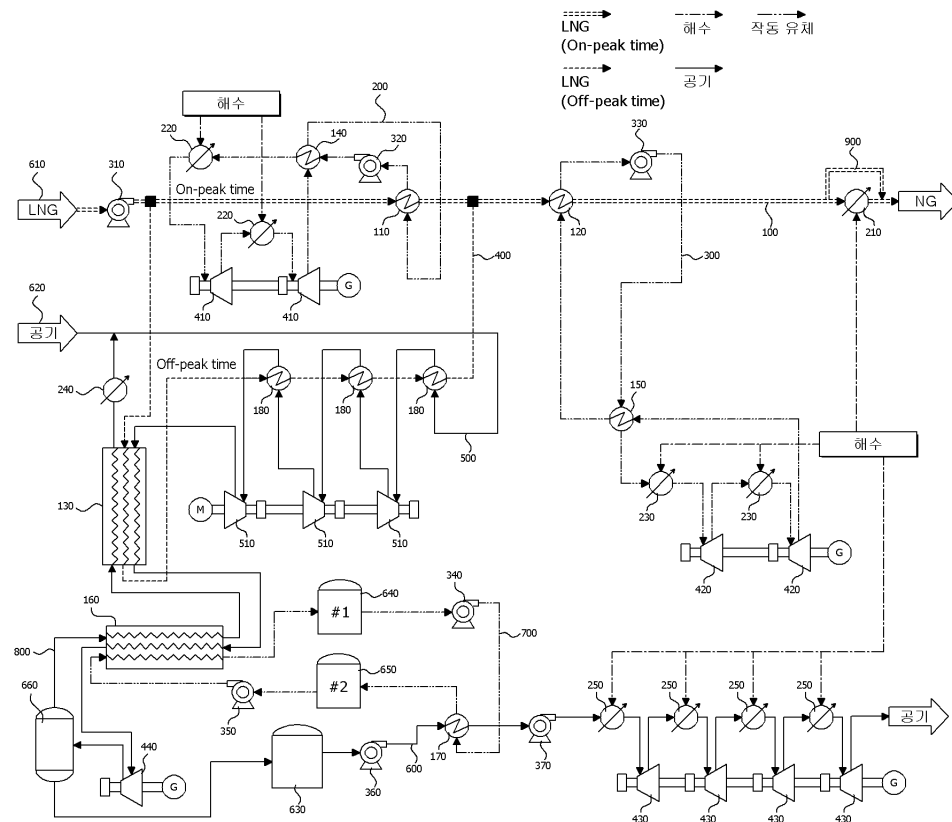
부호의 설명

[0195]

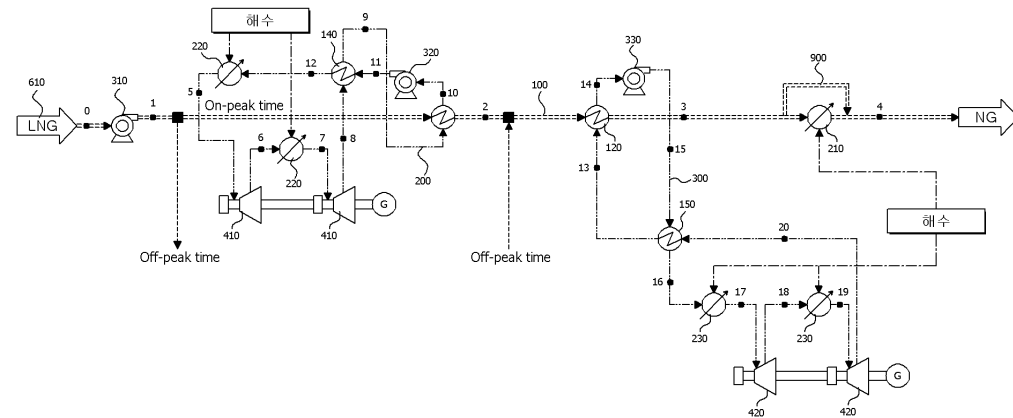
제1기화 라인(100)	제1순환 라인(200)
제2순환 라인(300)	제2기화 라인(400)
공기액화 라인(500)	공기발전 라인(600)
제3순환 라인(700)	기화공기 라인(800)
바이패스 라인(900)	제1열교환기(110)
제2열교환기(120)	제3열교환기(130)
제4열교환기(140)	제5열교환기(150)
제6열교환기(160)	제7열교환기(170)
제8열교환기(180)	제1가열기(210)
제2가열기(220)	제3가열기(230)
제4가열기(240)	제5가열기(250)
제1펌프(310)	제2펌프(320)
제3펌프(330)	제4펌프(340)
제5펌프(350)	제6펌프(360)
제7펌프(370)	제1터빈(410)
제2터빈(420)	제3터빈(430)
제4터빈(440)	압축기(510)
액화가스 공급부(610)	공기 공급부(620)
액체공기 저장부(630)	제1저장조(640)
제2저장조(650)	기액분리기(660)

도면

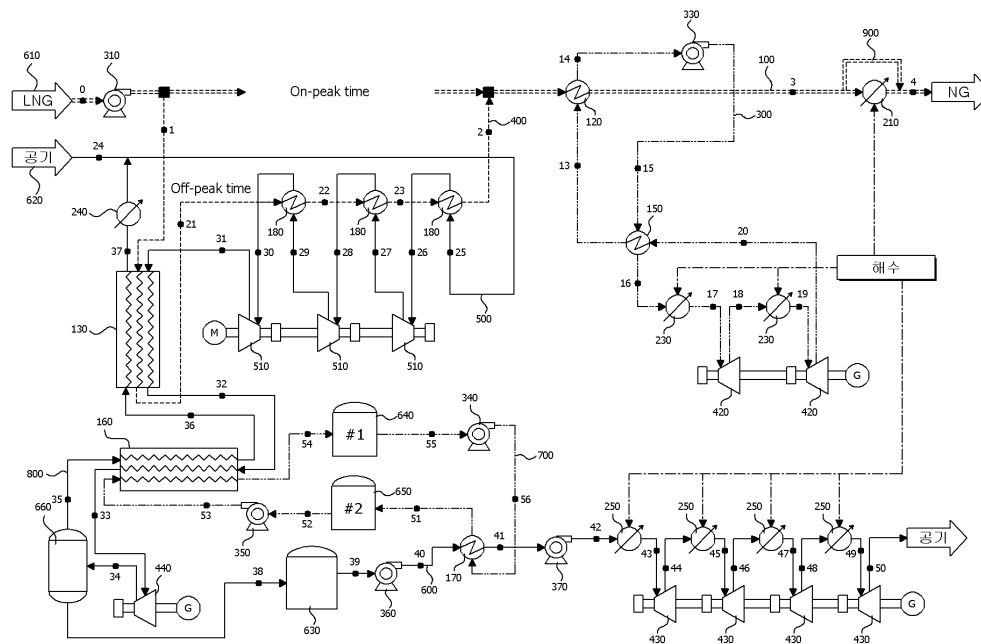
도면1



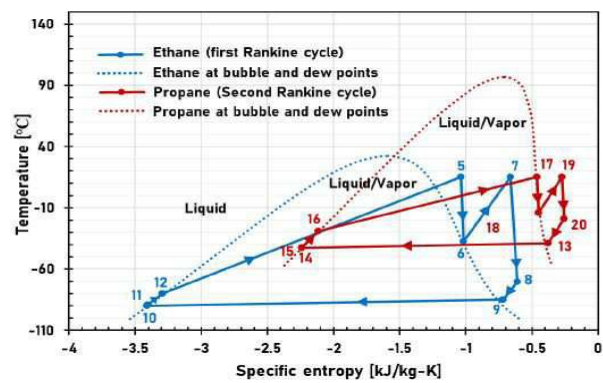
도면2



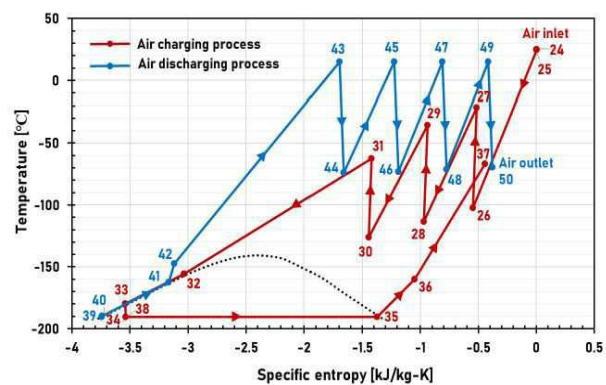
도면3



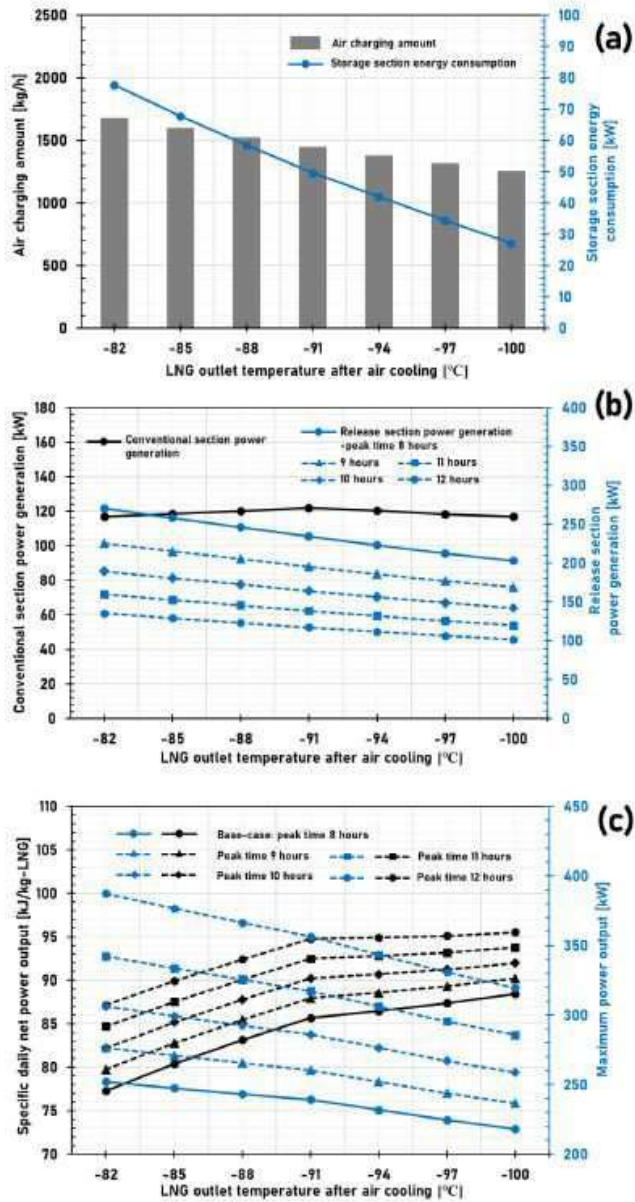
도면4



도면5



도면6



도면7

