



(19) 대한민국특허청(KR)
(12) 등록특허공보(B1)

(45) 공고일자 2020년08월24일
(11) 등록번호 10-2147234
(24) 등록일자 2020년08월18일

(51) 국제특허분류(Int. Cl.)
F17C 9/04 (2006.01) F17C 5/02 (2006.01)
F17C 9/00 (2006.01)
(52) CPC특허분류
F17C 9/04 (2013.01)
F17C 5/02 (2013.01)
(21) 출원번호 10-2019-0058143
(22) 출원일자 2019년05월17일
심사청구일자 2019년05월17일
(56) 선행기술조사문헌
KR1020160057108 A
논문(2018.08)
JP06123553 A
JP2015155689 A

(73) 특허권자
연세대학교 산학협력단
서울특별시 서대문구 연세로 50 (신촌동, 연세대학교)
(72) 발명자
문일
서울특별시 종로구 사직로8길 4, 102동 905호(사직동, 광화문푸른스페이스본아파트)
박진우
서울특별시 은평구 진관2로 57-7, 251동 1201호(진관동, 은평뉴타운우물골아파트)
(74) 대리인
특허법인다나

전체 청구항 수 : 총 15 항

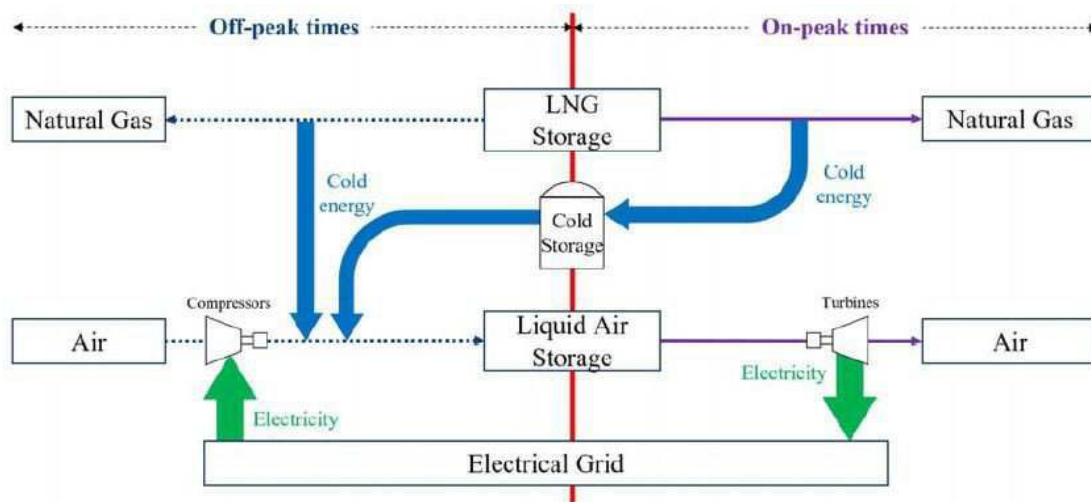
심사관 : 박종오

(54) 발명의 명칭 액화천연가스 가스화 공정을 이용한 대용량 극저온 에너지 저장 시스템

(57) 요약

본 발명은 액화천연가스의 가스화 공정을 이용한 대용량 극저온 에너지 저장 시스템에 관한 것으로, 액화천연가스 공급원과 연결되는 제1분리기; 제1분리기로부터 각각 분리되어 연결되는 제1라인 및 제2라인; 제1라인에 설치되는 제1열교환기; 제1열교환기와 연결되고, 액화천연가스와 열교환되는 작동유체가 순환하는 순환라인; 제2라인에 설치되는 제3열교환기; 저장가스 공급원과 연결되는 제2분리기로부터 각각 분리되어 연결되는 제3라인; 제3라인에 설치되는 액화된 저장가스 저장탱크; 제2분리기로부터 각각 분리되어 연결되는 제3-1라인 및 제3-2라인; 제3-1라인에 설치되는 제2열교환기; 제3-2라인에 설치되는 제3열교환기; 저장탱크와 연결되는 제4라인; 및 제4라인에 설치되어 저장가스에 의해 전기를 생산하는 터빈을 포함하는 발전 및 에너지 저장 시스템을 제공한다.

대표도 - 도1



(52) CPC특허분류

F17C 9/00 (2013.01)

F05B 2260/42 (2013.01)

F17C 2221/031 (2013.01)

F17C 2221/033 (2013.01)

공지예외적용 : 있음

명세서

청구범위

청구항 1

액화천연가스 공급원과 연결되는 제1분리기;

제1분리기로부터 각각 분리되어 연결되는 제1라인 및 제2라인;

제1라인에 설치되는 제1열교환기;

제1열교환기와 연결되고, 액화천연가스와 열 교환되는 작동유체가 순환하는 순환라인;

제2라인에 설치되는 제3열교환기;

저장가스 공급원과 연결되는 제2분리기로부터 각각 분리되어 연결되는 제3-1라인 및 제3-2라인으로 구성되는 제3라인;

제3라인에 설치되는 액화된 저장가스 저장탱크;

제3-1라인에 설치되는 제2열교환기;

제3-2라인에 설치되는 제3열교환기;

저장탱크와 연결되는 제4라인; 및

제4라인에 설치되어 저장가스에 의해 전기를 생산하는 터빈을 포함하는 발전 및 에너지 저장 시스템.

청구항 2

제1항에 있어서,

제1라인에서 액화천연가스 공급원 및 제1분리기 사이에 설치되는 제1펌프를 추가로 포함하는 발전 및 에너지 저장 시스템.

청구항 3

제1항에 있어서,

순환라인에 설치되어 작동유체에 의해 에너지를 저장하는 냉열 저장탱크;를 추가로 포함하는 발전 및 에너지 저장 시스템.

청구항 4

제1항에 있어서,

제1라인에서 제1열교환기 이후에 설치되는 제4열교환기를 추가로 포함하는 발전 및 에너지 저장 시스템.

청구항 5

제1항에 있어서,

제1라인 및 제2라인의 각각 말단과 연결되는 혼합기를 추가로 포함하는 발전 및 에너지 저장 시스템.

청구항 6

제1항에 있어서,

제3라인에 설치되고, 저장가스 공급원과 연결되는 압축기; 및

제3라인에 설치되고, 압축기와 연결되는 제5열교환기를 추가로 포함하는 발전 및 에너지 저장 시스템.

청구항 7

제6항에 있어서,

복수의 압축기 및 복수의 제5열교환기가 교대로 직렬 설치되는 것을 특징으로 하는 발전 및 에너지 저장 시스템.

청구항 8

제1항에 있어서,

제4라인에 설치되고, 저장탱크와 연결되는 제2펌프; 및

제4라인에 설치되고, 제2펌프 및 터빈과 각각 연결되는 제6열교환기를 추가로 포함하는 발전 및 에너지 저장 시스템.

청구항 9

제8항에 있어서,

복수의 제6열교환기 및 복수의 터빈이 교대로 직렬 설치되는 것을 특징으로 하는 발전 및 에너지 저장 시스템.

청구항 10

제1항에 있어서,

저장가스는 공기, 질소 중에서 선택되는 1종 이상인 것을 특징으로 하는 발전 및 에너지 저장 시스템.

청구항 11

제1항에 있어서,

작동유체는 에탄, 에틸렌, 프로판, n-부탄, i-부탄 및 프로필렌 중에서 어느 1종 이상인 것을 특징으로 하는 발전 및 에너지 저장 시스템.

청구항 12

제6항에 있어서,

압축기의 압축비율은 1 내지 3인 것을 특징으로 하는 발전 및 에너지 저장 시스템.

청구항 13

제1항에 있어서,

터빈의 팽창비율은 0 초과 및 1 미만인 것을 특징으로 하는 발전 및 에너지 저장 시스템.

청구항 14

제1항에 따른 시스템을 이용하고,

액화천연가스의 가스화와 함께 저장가스를 액화하여 에너지를 저장하는 제1모드; 및

액화천연가스의 가스화와 함께 전기를 생산하고, 액화된 저장가스를 통해 전기를 생산하는 제2 모드; 중에서 선택되는 하나 이상의 모드를 작동 가능한 발전 및 에너지 저장 방법.

청구항 15

제14항에 있어서,

오프-피크 시간대에서 제1모드로 작동하고,

온-피크 시간대에서 제2모드로 작동하는 발전 및 에너지 저장 방법.

발명의 설명

기술 분야

[0001] 본 발명은 액화천연가스 가스화 공정을 이용한 대용량 극저온 에너지 저장 시스템에 관한 것이다.

배경 기술

[0002] 천연가스는 가장 청정한 에너지원 중 하나이고, 상대적으로 적은 이산화탄소 방출로 인해 다른 화석연료에 대한 대안으로 고려되고 있다. 비점이 약-160℃인 천연가스는 일반적으로 장거리 수송을 위해 액체 상태로 전달되는데, 그 이유는 600배 이상의 엄청난 부피 감소 때문이다. 장거리 극저온 해상 운송의 어려움에도 불구하고, 액화천연가스(LNG: Liquefied Natural Gas)의 거래는 다음 30년 동안 300% 증가할 것으로 예상된다. 따라서, 에너지 농축 공정으로 알려진 천연가스 액화 공정에 많은 연구가 집중되었다.

[0003] 또한, 수송된 LNG는 사용되거나 육지의 파이프라인을 통해 전달되도록 천연가스로 전환되어야 한다. 따라서, LNG 인수 터미널에서 재가스화 공정은 전력으로서 LNG 냉열 에너지를 이용하기 위해 연구되었다. Dispenza 등 및 Rocca는 전기를 생산하기 위해 LNG의 극저온 엑서지(exergy)를 연구하였지만, 주로 냉열 전달에 중점을 두었다. Szargut 등은 작동유체로서 에탄을 이용한 캐스케이드(cascade) LNG 냉열 발전 사이클을 연구하였다. Choi 등은 작동유체로서 메탄, 에탄 및 프로판을 이용하여 LNG로부터 전기를 생산하였다. Garcia 등도 캐스케이드 LNG 냉열 발전소를 연구하였다. 이들은 산업적 전기 수요를 위해 천연가스의 직접 팽창을 고려하였다. Garcia 등은 LNG 냉열 발전소에 잔열의 적용을 연구하였다. 상술한 연구들은 주로 LNG의 냉열 에너지를 이용한 발전에 중점을 두었다.

[0004] 다른 한편, 에너지 저장 기술이 경쟁적으로 연구되었다. 에너지 저장은 현재 에너지 구조에서 중요한 역할을 하고 에너지 생산 증가를 대체할 것이다. 극저온 에너지 저장(CES: Cryogenic Energy Storage) 시스템은 최근에 가장 주목되는 에너지 저장 기술 중 하나이다. CES 시스템은 공기 또는 질소를 이용한 Smith에 의해 처음 도입되었다. Yang 등은 LNG 극저온 저장 탱크의 벽 온도를 연구하였고, Preston 등은 극저온 저장 탱크의 단열을 연구하였다. Kishimoto 등은 1998년에 파일럿 플랜트를 이용하여 CES 시스템의 실현가능성을 시험하였다. Li 등은 열역학 및 경제학 분석을 통해 CES 시스템을 연구하였다. Abdo 등은 다양한 CES 시스템의 성능을 평가하였다. Zhang 등에 따르면, CES 시스템은 상대적으로 높은 에너지 밀도(100 내지 200 Wh/kg), 단위 에너지 당 적은 자본 비용을 가질 수 있으며, 환경에 우호적이고 상대적으로 긴 저장 기간을 갖는다.

선행기술문헌

특허문헌

[0005] (특허문헌 0001) 대한민국 등록특허 제10-1864935호

발명의 내용

해결하려는 과제

[0006] 본 발명의 목적은 액화천연가스의 냉열을 사용함으로써 액화천연가스의 냉열을 이용한 발전 및 대용량 에너지 저장 시스템 그리고 이를 이용한 발전 및 에너지 저장 방법을 제공하는 것이다.

과제의 해결 수단

[0007] 본 발명은, 액화천연가스 공급원과 연결되는 제1분리기; 제1분리기로부터 각각 분리되어 연결되는 제1라인 및 제2라인; 제1라인에 설치되는 제1열교환기; 제1열교환기와 연결되고, 액화천연가스와 열 교환되는 작동유체가 순환하는 제1순환라인; 제2라인에 설치되는 제3열교환기; 저장가스 공급원과 연결되는 제2분리기로부터 각각 분리되어 연결되는 제3라인; 제3라인에 설치되는 액화된 저장가스 저장탱크; 제2분리기로부터 각각 분리되어 연결되는 제3-1라인 및 제3-2라인; 제3-1라인에 설치되는 제2열교환기; 제3-2라인에 설치되는 제3열교환기; 저장탱크와 연결되는 제4라인; 및 제4라인에 설치되어 저장가스에 의해 전기를 생산하는 터빈을 포함하는 발전 및 에너지 저장 시스템을 제공한다.

[0008] 본 발명에 따른 시스템은 제1라인에서 액화천연가스 공급원 및 제1분리기 사이에 설치되는 제1펌프를 추가로 포함할 수 있다.

[0009] 본 발명에 따른 시스템은 제1순환라인에 설치되어 작동유체에 의해 에너지를 저장하는 냉열 저장탱크;를 추가로

포함할 수 있다.

- [0010] 본 발명에 따른 시스템은 제1라인에서 제1열교환기 이후에 설치되는 제4열교환기를 추가로 포함할 수 있다.
- [0011] 본 발명에 따른 시스템은 제1라인 및 제2라인의 각각 말단과 연결되는 혼합기를 추가로 포함할 수 있다.
- [0012] 본 발명에 따른 시스템은 제3라인에 설치되고, 저장가스 공급원과 연결되는 압축기; 및 제3라인에 설치되고, 압축기와 연결되는 제5열교환기를 추가로 포함할 수 있다.
- [0013] 본 발명에서 복수의 압축기 및 복수의 제5열교환기가 교대로 직렬 설치될 수 있다
- [0014] 본 발명에 따른 시스템은 제4라인에 설치되고, 저장탱크와 연결되는 제2펌프; 및 제4라인에 설치되고, 제2펌프 및 터빈과 각각 연결되는 제6열교환기를 추가로 포함할 수 있다
- [0015] 본 발명에서 복수의 제6열교환기 및 복수의 터빈이 교대로 교대로 직렬 설치될 수 있다.
- [0016] 본 발명에서 저장가스는 공기, 질소 중에서 선택되는 1종 이상일 수 있다.
- [0017] 본 발명에서 작동유체는 에탄, 에틸렌, 프로판, n-부탄, i-부탄 및 프로필렌 중에서 어느 1종 이상일 수 있다.
- [0018] 본 발명에서 압축기의 압축비율은 1 내지 3일 수 있다.
- [0019] 본 발명에서 터빈의 팽창비율은 0 초과 및 1 미만일 수 있다.
- [0020] 또한, 본 발명은, 상술한 시스템을 이용하고, 액화천연가스의 가스화와 함께 저장가스를 액화하여 에너지를 저장하는 제1모드; 및 액화천연가스의 가스화와 함께 전기를 생산하고, 액화된 저장가스를 통해 전기를 생산하는 제2 모드; 중에서 선택되는 하나 이상의 모드를 작동 가능한 발전 및 에너지 저장 방법을 제공한다.
- [0021] 본 발명에 따른 방법에 있어서, 오프-피크 시간대에서 제1모드로 작동하고, 온-피크 시간대에서 제2모드로 작동할 수 있다.

발명의 효과

- [0022] 본 발명에서는 액화천연가스 가스화 공정에서 발생하는 냉열을 저장가스 액화에만 사용하여 공정이 단순하고, 기존의 극저온 에너지 저장 시스템보다 51% 이상 향상된 저장효율을 얻을 수 있다.

도면의 간단한 설명

- [0023] 도 1은 본 발명에 따른 액화천연가스 가스화 공정을 이용한 극저온 에너지 저장 시스템의 개략도이다.
- 도 2는 본 발명에 따른 액화천연가스 가스화 공정을 이용한 극저온 에너지 저장 시스템의 제1모드의 상세도이다.
- 도 3은 본 발명에 따른 액화천연가스 가스화 공정을 이용한 극저온 에너지 저장 시스템의 제2모드의 상세도이다.
- 도 4는 본 발명에 따른 액화천연가스 가스화 공정을 이용한 극저온 에너지 저장 시스템에서 작동유체로 사용가능한 물질의 특성을 나타낸 그래프이다.
- 도 5는 본 발명에 따른 액화천연가스 가스화 공정을 이용한 극저온 에너지 저장 시스템의 제1모드(a) 및 제2모드(b)의 온도-엔트로피(T-S) 선도이다.
- 도 6은 본 발명에 따른 액화천연가스 가스화 공정을 이용한 극저온 에너지 저장 시스템의 제1모드 및 제2모드의 에너지 스트림을 나타낸 상세도이다.
- 도 7은 본 발명에 따른 액화천연가스 가스화 공정을 이용한 극저온 에너지 저장 시스템의 에너지 방출/저장 비율 그래프이다.
- 도 8는 계절에 따른 대한민국의 일일 전기 공급량을 나타낸 그래프이다.
- 도 9는 에너지 소비가 높은 기간 동안 본 발명에 따른 대용량 극저온 저장 시스템을 적용한 전기 그래프이다.

발명을 실시하기 위한 구체적인 내용

- [0024] 이하, 본 발명을 상세하게 설명한다.
- [0025] 도 1은 본 발명에 따른 액화천연가스 가스화 공정을 이용한 대용량 극저온 에너지 저장 시스템의 개략도이다. 가스화 공정은 장거리 수송 시 극저온 상태인 액화천연가스(LNG)를 산업적으로 사용 가능한 가스 상태로 기화시키는 것이 목적이며, 이 과정에서 액화천연가스의 냉열을 이용하여 전기를 생산한다. 대용량 극저온 에너지 저장 시스템은 액체 공기나 액화 질소를 에너지 저장 매체로 이용하는 대용량 에너지 저장 시스템이다. 액화천연가스 가스화 공정과 극저온 에너지 저장 시스템은 모두 극저온 특성을 갖는 공정이기 때문에 두 공정을 통합하게 되면 에너지 저장 효율을 높일 수 있다.
- [0026] 본 발명에서는 액화천연가스의 냉열을 저장가스 압축 및 액화시켜 에너지를 저장하는데 이용하여 에너지 저장 및 전기를 생산하는 효율을 향상시키는 시스템을 개발하였다. 시스템의 운영은 에너지 저장 및 전기 생산의 2가지 모드로 작동될 수 있다.
- [0027] 1. 에너지 저장 모드(도 1의 왼쪽 점선 및 파란선, 제1모드에 해당)에서는 액화천연가스를 가스화 하면서 발생하는 냉열 및/또는 기존에 저장된 냉열을 이용하여 저장가스를 액화시켜 에너지를 저장한다. 구체적으로 액화천연가스의 냉열을 이용하여 에너지를 극저온 상태로 저장한다. 이때, 액화천연가스는 저장가스(예를 들어, 공기)를 액화시키는 데에 쓰이며, 액화천연가스의 가스화 공정 본연의 목적인 천연가스도 생산한다.
- [0028] 2. 전기 생산 모드(도 1의 오른쪽 실선 및 파란선, 제2모드에 해당)에서는 액화천연가스를 가스화 하면서 발생하는 냉열을 냉열 저장탱크에 저장함과 동시에 천연가스를 생산한다. 또한, 제1 모드에서 냉열 저장탱크에 저장된 액체가스의 에너지를 방출함으로써 전기를 생산한다. 먼저, 저장되어 있는 고압의 액체가스를 펌프를 이용하여 압력을 더 높여준다. 다음으로 이를 기화시켜 기체상태로 만든 후 터빈을 사용하여 전력을 생산하게 된다. 터빈에 의하여 대기압으로 팽창된 가스(공기)는 다시 대기중으로 방출된다.
- [0029] 도 2는 본 발명에 따른 액화천연가스의 가스화 공정을 이용한 극저온 에너지 저장 시스템의 제1모드의 상세도이고, 도 3은 제2모드의 상세도로서, 본 발명의 발전 및 에너지 저장 시스템은 액화천연가스 공급원(10), 액화천연가스 공급라인(20), 제1펌프(30), 제1분리기(40), 제1라인(50), 제1열교환기(60), 제1냉열저장탱크(70), 제2냉열저장탱크(80), 제2열교환기(90) 순환라인(100), 제4열교환기(110), 제1혼합기(120), 제2라인(130), 저장가스 공급원(140), 제3라인(150), 압축기(160), 제5열교환기(170), 제2분리기(180), 제3-1라인(190), 제3열교환기(200), 제3-2라인(210), 제2혼합기(220), 저장탱크(230), 제4라인(240), 제2펌프(250), 제6열교환기(260), 터빈(270) 등을 포함할 수 있다.
- [0030] 액화천연가스 공급원(10)은 액화천연가스(LNG)를 공급하는 곳이다.
- [0031] 액화천연가스 공급라인(20)은 액화천연가스 공급원(10), 제1펌프(30), 제1분리기(40)와 각각 연결되어 액화천연가스 공급원(10)으로부터 제1펌프(30)를 거쳐 제1분리기(40)로 액화천연가스를 공급한다.
- [0032] 제1펌프(30)는 액화천연가스 공급라인(20)에서 액화천연가스 공급원과 제1분리기(40) 사이에 설치되고 액화천연가스를 고압으로 압축한다.
- [0033] 제1분리기(40)는 일측으로 액화천연가스 공급라인(20)을 통해 액화천연가스 공급원(10)과 연결되고, 다른 일측으로는 제1라인(50) 및 제2라인(140)과 각각 연결된다. 제1분리기(40)는 밸브나 스위치 등을 구비하여 액화천연가스를 제1라인(50) 및 제2라인(140) 중 어느 한쪽으로 보낼 수 있다.
- [0034] 제1라인(50)은 제1분리기(40)로부터 분리되어 제1혼합기(130)까지 길게 이어지는 라인으로서, 제1라인(50)에서 액화천연가스 및 가스화된 천연가스 스트림이 이송된다.
- [0035] 제1열교환기(60)는 제1분리기(40) 이후에 제1라인(50)에 설치되고 이곳에서 액화천연가스와 작동유체의 열교환이 이루어진다. 액화천연가스는 작동유체와의 열교환을 통해 적어도 부분적으로 가스화될 수 있고, 작동유체는 액화천연가스의 냉열 에너지에 의해 응축될 수 있다. 작동유체로는 에탄, 에틸렌, 프로판, n-부탄, i-부탄 및 프로필렌 중에서 어느 1종 이상을 이용할 수 있고, 구체적으로는 프로판 또는 i-부탄을 이용할 수 있다.
- [0036] 순환라인(100)은 제1열교환기(60), 제1냉열저장탱크(70), 제2열교환기(90) 및 제2냉열저장탱크(80)가 순차적으로 연결되는 라인으로서 이 라인에서는 액화천연가스와 열교환되는 작동유체가 냉열 에너지를 제1냉열저장탱크(70)와 제2냉열저장탱크(80)에 저장한다. 순환라인(100)에서 작동유체가 제2냉열저장탱크(80)로부터 제1냉열저장탱크(70)로 이동하는 사이에 제1열교환기(60)가 위치하고, 제1냉열저장탱크(70)로부터 제2냉열저장탱크(80)로 이동하는 사이에 제2열교환기(90)가 위치한다. 구체적으로, 제1열교환기(60)에서는 제1라인(50)으로부터 공급되는 액화천연가스와 작동유체가 열교환하여 제1냉열저장탱크(70)에 냉열 에너지(cold energy)를 저장하고, 제2열교

환기(90)에서는 제3-1라인(190)으로부터 공급되는 저장가스와 작동유체가 열교환하여 제2냉열저장탱크(80)에 온 열에너지(hot energy)를 저장한다.

- [0037] 제4열교환기는 순환라인 이후에 설치되고, 이곳에서 해수 등의 유체와 열교환이 이루어질 수 있다.
- [0038] 제1혼합기(120)는 제1라인(50) 및 제2라인(130)의 각 말단과 연결되고, 이후 각 라인으로부터 이송된 천연가스는 액화천연가스 공급라인(20)을 통해 공급될 수 있다.
- [0039] 제2라인(130)은 제1분리기(40)로부터 분리되어 제1혼합기(120)까지 길게 이어지는 라인으로서, 제2라인(120)에서 액화천연가스 및 가스화된 천연가스 스트림이 이송된다.
- [0040] 제3열교환기(200)는 제1분리기(400) 이후에 제2라인(130)에 설치되고, 이곳에서 액화천연가스와 저장가스의 열교환이 이루어진다. 액화천연가스는 저장가스와의 열교환을 통해 완전히 가스화될 수 있고, 저장가스는 액화천연가스의 냉열 에너지에 의해 액화될 수 있다. 저장가스로는 공기 및 질소 중에서 선택되는 1종 이상을 이용할 수 있고, 바람직하게는 공기를 이용할 수 있다.
- [0041] 저장가스 공급원(140)은 공기 등의 저장용 가스를 공급하는 곳이다.
- [0042] 제3라인(150)은 저장가스 공급원(140), 제2열교환기(90) 및 제3열교환기(200)와 각각 연결되고, 저장가스 공급원(140)로부터 저장탱크(230)까지 이어지는 라인으로, 이 라인을 통해 기체 저장가스 및 액화 저장가스가 이송된다.
- [0043] 압축기(160)는 제3라인(150)에 설치되고, 저장가스 공급원(140)과 연결되며, 기체 상태의 저장가스를 고압으로 압축한다. 압축기(160)의 압축비율은 1 내지 3일 수 있다.
- [0044] 제5열교환기(170)는 제3라인(150)에 설치되고, 압축기(160)와 연결되며, 이곳에서 압축기(160)를 통해 압축된 저장가스를 해수 등과의 열교환을 통해 냉각시킨다.
- [0045] 도면에 예시된 바와 같이, 복수의 압축기(160) 및 복수의 제5열교환기(170)가 교대로 직렬 설치될 수 있으며, 각각의 설치 개수는 특별히 제한되지 않고, 예를 들어 2 내지 10개일 수 있다.
- [0046] 제3-1라인(190)은 제2분리기(180)로부터 분리되어 제2열교환기(90)를 거쳐 제2혼합기(220)까지 이어지는 라인으로서, 제3-1라인(190)은 기체 저장가스 및 제2열교환기에서 작동유체와의 열교환을 통해 액화된 저장가스 스트림이 이송된다.
- [0047] 제3-2라인(210)은 제2분리기(180)로부터 분리되어 제3열교환기(200)를 거쳐 제2혼합기(220)까지 이어지는 라인으로서, 제3-2라인(210)은 기체 저장가스 및 제3열교환기에서 액화천연가스와의 열교환을 통해 액화된 저장가스 스트림이 이송된다.
- [0048] 제2혼합기(220)는 제3-1라인(190) 및 제3-2라인(210)의 각 말단과 연결되고, 이후 각 라인으로부터 이송된 액화된 저장가스는 제3라인(150)을 통해 공급될 수 있고, 액화된 저장가스는 저장탱크(230)에 저장한다.
- [0049] 저장탱크(230)는 제2혼합기와 연결되고, 제2열교환기(90) 및 제3열교환기(200)에서 열교환을 통해 액화된 저장가스를 저장한다.
- [0050] 제4라인(240)은 저장탱크(230)로부터 대기 방출 전까지 이어지는 라인으로, 이 라인을 통해 액화 저장가스 및 기체 저장가스가 이송된다.
- [0051] 제2펌프(250)은 제4라인(240)에 설치되고, 저장탱크(230)와 연결되며, 액체 상태의 저장가스를 고압으로 압축한다.
- [0052] 제6열교환기(260)는 제4라인(240)에 설치되고, 제2펌프(250) 및 터빈(270)과 각각 연결되며, 이곳에서는 액체 상태의 저장가스를 해수 등과의 열교환을 통해 증발시킨다.
- [0053] 터빈(270)은 제4라인(240)에 설치되고, 제6열교환기(260)와 연결되어 제6열교환기(260)로부터 증발된 저장가스에 의해 전기를 생산할 수 있다. 터빈(270)은 전기 생산을 위해 발전기(미도시)와 연결될 수 있다. 저장가스는 터빈(270)을 통해 순차적으로 대기압까지 팽창된 후 대기 중으로 방출될 수 있다. 터빈(270)의 팽창비율은 0 초과 및 1 미만일 수 있다.
- [0054] 도면에 예시된 바와 같이 복수의 제6열교환기(260) 및 복수의 터빈(270)이 교대로 직렬 설치될 수 있으며, 각각의 설치 개수는 특별히 제한되지 않고, 예를 들어 2 내지 10개일 수 있다.

- [0055] 본 발명에 따른 발전 및 에너지 저장 시스템의 라운드 트립(round trip) 효율은 80% 이상, 90% 이상 또는 95% 이상일 수 있다.
- [0056] 또한, 본 발명은 상술한 시스템을 이용하고, 액화천연가스의 가스화와 함께 저장가스를 액화하여 에너지를 저장하는 제1모드; 및 액화천연가스의 가스화와 함께 전기를 생산하고, 액화된 저장가스를 통해 전기를 생산하는 제2 모드; 중에서 선택되는 하나 이상의 모드를 작동 가능한 발전 및 에너지 저장 방법을 제공한다.
- [0057] 본 발명에 따른 방법에 있어서, 오프-피크 시간대(off-peak time)에서 제1모드로 작동하고, 온-피크 시간대(on-peak time)에서 제2모드로 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.
- [0058] [실시예]
- [0059] HCES 시스템 설계
- [0060] 극저온 에너지 저장(CES) 시스템은 액화천연가스의 재가스화 발전소에 접목할 때 극저온 특성으로 인해 이점을 갖는다. 본 발명에서는 재가스화 발전 유닛 및 극저온 에너지 저장 유닛으로 구성되는 대용량 극저온 에너지 저장(HCES) 시스템이 설계되고 수학적으로 최적화되었다. 산업 및 가정에 걸친 천연가스 수요를 충족하기 위해, 액화천연가스 재가스화 발전소는 액화천연가스 가스화 발전소는 연속적으로 운전된다. 그러나, 오프-피크 시간대에 전기를 생산할 경우, 온-피크 시간대보다 상대적으로 낮은 수요 및 낮은 가격 때문에 효율적이지 못하다. 기존의 극저온 에너지 저장 시스템의 경우, 에너지 저장 및/또는 공급(전력 생산)이 시간에 영향을 받는다는 문제점이 있다. 이에, 본 발명은 냉열 에너지를 별도의 작동유체를 통해 저장함으로써 전력 수요의 많고 적음과 상관없이 액화천연가스는 가스화되어 천연가스로 공급되고, 상대적으로 전력 수요가 적은 시간에 에너지를 저장한 후 전력 수요가 많은 시간에 저장된 에너지(예를 들어, 냉열 에너지 및 액화된 저장가스 에너지)를 방출하여 전기를 생산한다.
- [0061] 대용량 극저온 에너지 저장 시스템은 액화천연가스 가스화 발전 유닛 및 극저온 에너지 저장 유닛으로 구성된다. 도 1은 대용량 극저온 에너지 저장 시스템이 시간 변화에 따라 어떻게 다르게 작동하는지를 보여준다. 1일 중 2가지 다른 기간이 전력 수요에 따라 구분되는데, 즉 오프-피크 시간대 및 온-피크 시간대로 구분된다. 오프-피크 시간대는 사람의 비활동으로 인해 필요한 전기 수요가 낮은 시간대로서, 특히 밤이다. 반대로 전기의 높은 수요는 온-피크 시간대, 특히 오후에 예상된다. 오프-피크 시간대에서, 시스템은 에너지 저장 모드로 작동하여 재가스화 발전 유닛은 천연가스를 생산하고, 극저온 에너지 저장 유닛은 액화천연가스 냉열 에너지를 이용하거나, 액화된 작동유체로부터 냉열 에너지를 이용하여 저장가스를 액화시켜 저장한다. 온-피크 시간대에서, 시스템은 에너지 공급 모드로 운전되어 저장된 액체 저장가스를 방출한다. 이 공정 중에, 액체 공기의 냉열 에너지가 공기 터빈에 의해 전기를 생산하는데 사용된다. 또한, 재가스화 발전 유닛에서 액화천연가스를 생산하고, 액화천연가스 냉열 에너지를 이용하여 작동유체를 액화시킨다. 따라서, 본 발명에 따른 발전 및 에너지 저장 시스템에서 재가스화 발전 유닛은 천연가스 생산에 사용되고, 극저온 에너지 저장 유닛은 전기를 생산하는데 사용되는 것이 특징이다.
- [0062] 2가지 다른 시간 변화 모드, 즉 에너지 저장 모드(Energy storage mode) 및 에너지 공급 모드(Energy release mode)를 묘사하기 위해, 계산 도구 도구로서 Aspen HYSYS가 사용되었다. 액화천연가스의 질량 유량은 35 kg/s (약 1백만 톤/년)로 가정하였는데, 이는 상업적 액화천연가스 재가스화 발전소의 용량에 해당한다. 극저온 에너지 저장 유닛에서, 액체 공기는 그 비점보다 5℃ 낮게 저장되었고 냉열 에너지 손실은 무시하였다. 다른 작동 조건은 표 1에 나타나 있다. 표 1은 대용량 극저온 에너지 저장(HCES) 시스템의 작동 조건이다.

표 1

[0063]

액화천연가스 입구 온도	-162℃
액화천연가스 입구 압력	1.3bar
액화천연가스 질량 유량	35 kg/s
천연가스 출구 압력	70 bar
천연가스 출구 온도	-10℃
공기 압축기의 등엔트로피 효율	0.90
공기 터빈의 등엔트로피 효율	0.92
작동유체 터빈의 등엔트로피 효율	0.92
천연가스 팽창기의 등엔트로피 효율	0.90

펌프의 등엔트로피 효율	0.90
열교환기에서 최소 온도차	5℃
주위 온도	15℃

[0064] 1.1. 에너지 저장 모드(제1모드)

[0065] 오프-피크 시간대에는 에너지 수요가 상대적으로 적으므로 잉여 전기를 대용량 극저온 에너지 저장에 저장할 수 있다. 에너지 저장 모드는 도 2에 나타나 있는 바와 같다. 액화천연가스는 70bar로 가압되고 냉열 에너지는 공기 중으로 공급된다. 또한 냉열 저장탱크로부터 나온 냉열 에너지는 작동유체인 액체 프로판을 통해 공기로 전달된다. 대기압은 4개의 압축기에 의해 37bar로 압축된다. 그런 다음 압축된 공기는 2개의 냉열 에너지 공급 장치(cold storage 및 제3열교환기)에 의해 액화된다. 액화된 공기는 저장탱크(액화된 공기 저장소, liquid air storage)에 저장되므로 소비된 전기는 액체 공기의 형태로 저장된다.

[0066] 1.2. 에너지 공급 모드(제2모드)

[0067] 온-피크 시간대는 에너지 수요가 상대적으로 높아 에너지 공급 모드이다. 대용량 극저온 에너지 저장 시스템의 에너지 공급 모드(전력 생산 모드)는 도 3에 나타내었다. 액화천연가스는 70bar로 가압되고 냉열 에너지는 냉열 저장탱크(cold storage)의 작동유체(액체 프로판)로 전달된다. 저장된 냉열 에너지는 에너지 저장 모드 중에 사용된다. 프로판은 약 -42.5℃의 끓는점을 가지므로 열교환 후 남은 액화천연 가스 냉열 에너지는 해수에서 소멸되며, 저장된 액체 공기는 120bar로 가압되어 가스화된다. 그런 다음, 일련의 터빈은 대기압에서 공기를 팽창시켜 전기를 생산한다. 터빈은 60℃의 다른 열원의 잔여열을 사용하는데, 그렇지 않으면 일반적으로 낭비된다. 이 과정을 통해 액체 공기는 전기의 형태로 저장된 에너지를 생산한다. 더욱이, 이 과정은 독립적으로 운영되어 에너지 공급 시간이 유동적이므로 에너지 공급 시간 보다 액체 공기 저장량이 중요한 요소이다.

[0068] 1.3. 작동유체 종류

[0069] 액화천연가스의 냉열 에너지는 온-피크 시간 동안 냉열 저장탱크에 저장된다. 저장 용량은 저장시설 비용에 직접적으로 관련되므로 저장용량은 가장 중요한 시스템 구성 요소 중 하나이다. 따라서, 냉열 저장탱크를 위한 효율적인 작동유체 선택이 중요하다. 액화천연 가스는 -162℃에서 공급되며, 천연가스는 -10℃에서 방출된다. 이에, 액화천연가스 냉열 에너지의 사용성을 증가시키기 위해 작동유체가 넓은 온도범위를 가지는 것이 중요하다. 또한, 냉열 저장탱크의 크기를 축소시키기 위해 작동유체는 높은 등압 열 용량(isobaric heat capacity)을 갖는 것이 필요하다. 도 4는 일반적으로 냉매로 사용되는 작동유체의 등압 열 용량 및 작동 온도범위를 나타낸 그래프이다. 등온 열용량은 작동유체의 액체 상태에 대한 대기압 및 온도 범위 표준을 기반으로 한다. 도 4를 살펴보면, 에탄과 에틸렌은 작동 온도 범위가 좁기는 하나, 작동유체 중 가장 높은 등압 열 용량을 나타낸다. 또한, 프로판, n-부탄, i-부탄 및 프로필렌은 넓은 작동 온도 범위를 나타내면서 비교적 높은 등압 열 용량을 나타낸다. 반면, R12 및 R22는 넓은 작동 온도 범위를 가지나 낮은 등압 열 용량을 나타내고, R134a는 작동 온도 범위가 좁고 등압 열 용량도 낮아서 작동유체로 사용하기 어렵다. 따라서, 작동유체로 프로판, n-부탄, i-부탄 및 프로필렌이 가장 적절하고, 에탄 및 에틸렌도 작동 온도 범위가 좁아 전력 효율은 약간 감소할 수 있으나, 작동유체로 사용하기에 적합하다.

[0070] 2. 최적화 모델링

[0071] 공기 압축기에서의 전기 소모를 최소화하고 공기 터빈에서의 전기 생산을 최대화하는 것은 CES 시스템에서 더 높은 에너지 저장 효율을 얻는데 있어서 중요하다. 각 설비의 압력 변화는 전력량에 영향을 주며, 그래서 최적의 압축 비율 및 팽창 비율을 찾는 것은 하기에 설명한다.

[0072] 2.1 압축기 모델

[0073] 극저온 에너지 저장 시스템을 최적화하기 위해, 대용량 극저온 에너지 저장 시스템 에서 에너지 저장 및 전력 생산은 압축기 및 터빈을 기반으로 한다.

[0074] 각 압축기의 압축 비율은 저장 전력에 영향을 준다. 에너지 저장 모드 중에 소모된 전체 전력을 최소화하기 위해, 다음과 같이 최적화되었다.

[0075] [수학식 1]

$$\min: W_{Total}^C = \sum W_i^C$$

[0076]

$$W_{Total}^C \quad W_i^C$$

[0077] 여기서, W_{Total}^C 는 압축기에서 소모된 전체 전력이고, W_i^C 는 극저온 에너지 저장 유닛에서 i번째 압축기를 나타낸다. 각 압축기의 소모 전력은 아래와 같이 계산된다.

[0078] [수학식 2]

$$W_i^C = \dot{m} \cdot (H_{out} - H_{in})$$

[0079]

[0080] [수학식 3]

$$H_{out} = \frac{H_{out}^{isen} - H_{in}}{\eta^C} + H_{in}$$

[0081]

$$\dot{m} \quad \eta^C$$

[0082] 여기서, \dot{m} 은 질량 유속, H는 비엔탈피, η^C 은 압축기의 등엔트로피 효율이고, 아래 첨자 out은 출구스트림, 아래 첨자 in은 입구 스트림, 위 첨자 isen은 등엔트로피 조건을 나타낸다. H_{out}^{isen} 은 공기의 열역학 특성에 의해 정의되는데, 여기서

[0083] [수학식 4]

$$S_{out}^{isen} = S_{in}$$

[0084]

[0085] [수학식 5]

$$S_{out}^{isen} = f(T_{out}^{isen}, P_{out})$$

[0086]

[0087] [수학식 6]

$$H_{out}^{isen} = f(T_{out}^{isen}, P_{out})$$

[0088]

[0089] [수학식 7]

$$R_i^C = \frac{P_{out}}{P_{in}}$$

[0090]

$$R_i^C$$

[0091] 여기서 S는 비엔트로피, T는 온도, P는 압력, f는 함수이고, R_i^C 는 압축기의 팽창비율이다.

[0092] 2.2 터빈 모델

[0093] 또한, 각 터빈의 팽창 비율은 공급 전력에 영향을 주며, 따라서 압축기와 유사하게 최적화된다. 다음의 식은 전체 생산 전력을 최대화시키는데 사용된다.

[0094] [수학식 8]

$$\max: W_{Total}^T = \sum W_i^T$$

[0095]

$$W_{Total}^T$$

$$W_i^T$$

[0096] 여기서, W_{Total}^T 는 터빈에서 소모된 전체 전력이고, W_i^T 는 극저온 에너지 저장 유닛에서 i번째 터빈을 나타낸다. 각 터빈의 소모 전력은 아래와 같이 계산된다.

[0097] [수학식 9]

$$W_i^T = \dot{m} \cdot (H_{out} - H_{in})$$

[0098]

[0099] [수학식 10]

$$H_{out} = (H_{out}^{isen} - H_{in}) \cdot \eta^T + H_{in}$$

[0100]

$$\dot{m}$$

$$\eta^T$$

[0101] 여기서, \dot{m} 은 질량 유속, H는 비엔탈피, η^T 은 터빈의 등엔트로피 효율이고, 아래 첨자 out은 출구스트림, 아래

$$H_{out}^{isen}$$

첨자 in은 입구 스트림, 위 첨자 isen은 등엔트로피 조건을 나타낸다. H_{out}^{isen} 은 압축기 모델과 동일하게 계산되는데, 여기서

[0102] [수학식 11]

$$S_{out}^{isen} = S_{in}$$

[0103]

[0104] [수학식 12]

$$S_{out}^{isen} = f(T_{out}^{isen}, P_{out})$$

[0105]

[0106] [수학식 13]

$$H_{out}^{isen} = f(T_{out}^{isen}, P_{out})$$

[0107]

[0108] [수학식 14]

$$R_i^T = \frac{P_{out}}{P_{in}}$$

[0109]

$$R_i^T$$

[0110] 여기서 S는 비엔트로피, T는 온도, P는 압력, f는 함수이고, R_i^T 는 터빈의 팽창비율이다.

[0111] 2.3. 제약조건

[0112] 제약조건은 불가능 상태의 야기를 방지하는데 필요하다. 배출 온도의 관점에서, 압축기의 압축 비율은 3을 초과할 수 없다. 다음의 제약조건은 일반적으로 설비의 운전을 나타낸다.

[0113] [수학식 15]

[0114] $1 \leq \text{압축 비율} \leq 3$

[0115] [수학식 16]

[0116] $0 < \text{팽창 비율} < 1$

[0117] 또한, 설비의 입구 및 출구 스트림은 수학식 17 및 18에 나타난 바와 같이 액체 상태일 수 없다.

[0118] [수학식 17]

[0119] $VF_{in} = 1$

[0120] [수학식 18]

[0121] $VF_{out} = 1$

[0122] 여기서 VF는 증기 분율이다.

[0123] 3. 결과

[0124] 최적화하기 위해, gPROMS로 시뮬레이션되고, 비선형 순차 2차 프로그래밍 최적화 솔버(optimization tolerance 0.001)이 사용되었고, 최적화 결과는 하기 표 2에 나타내었다. 계산된 압축비는 거의 동일하지만 팽창비는 약 10%의 차이를 나타낸다. 최적화에 의한, 극저온 에너지 저장 유닛의 압축 비율, 팽창 비율, 저장 전력 및 공급 전력을 포함한 시뮬레이션 결과가 표 2에 나타나 있다. 표 2는 극저온 에너지 저장 유닛의 시뮬레이션 결과이다.

표 2

[0125]	에너지 저장 모드	압축 비율	저장 전력(MW)
	압축기 1	2.467	13.25
	압축기 2	2.459	13.41
	압축기 3	2.457	13.38
	압축기 4	2.451	13.31
	에너지 공급 모드	팽창 비율	공급 전력(MW)
	터빈 1	0.3245	11.32
	터빈 2	0.3041	12.14
	터빈 3	0.2942	12.58
	터빈 4	0.2909	12.74

표 3

[0126]	에너지 저장 모드	전력 소비(MW)
	압축기	53.35
	LNG 펌프	0.58
	합계	53.93
	에너지 공급 모드	전력 생성(MW)
	터빈	48.78
	LNG 펌프	-0.58
	액화 공기 펌프	-2.33
	합계	45.87

[0127] 표 3은 대용량 극저온 에너지 저장(HCES) 시스템 결과이다. 표 3을 살펴보면, 극저온 에너지 저장 유닛에서 전체 저장 전력은 53.93MW이고, 전체 공급 전력은 45.87MW이다. 이러한 결과를 통해 도 7에 나타낸 바와 같이, 본 발명의 에너지 저장 시스템은 에너지 저장 시스템으로서 85.1%의 라운드 트립 효율(에너지 공급량을 에너지 저장량으로 나눈값)을 가지는 것을 알 수 있다. 최적화된 비율에 따라 전체 시스템의 전력 용량이 계산되고, 대용량 극저온 에너지 저장 유닛의 전체 전력 소비/생성 결과를 표 3에 나타내었다.

[0128] 4. 열역학 분석

[0129] 도 5(a)는 제1모드에서 온도-엔트로피(T-S) 선도를 나타내고, 도 5(b)는 제2모드에서 온도-엔트로피(T-S) 선도를 나타낸다. 각 선도는 스트림 라인을 통과하는 공기의 거동을 설명한다. 이들 선도에서 제1모드는 스트림 9 내지 14에서, 제2모드는 스트림 2 내지 3에서 현저한 엔트로피 변화가 나타난다. 액화천연가스 냉열 에너지가 이 단계에서 공기를 액화하는데 사용되기 때문이다.

[0130] 엑서지(Exergy)는 파괴되거나 손실된 유용한 에너지 또는 작업 포텐셜의 양으로 정의된다. Kotas가 소개한 엑서지 방법을 토대로 엑서지 발런스와 엑서지 효율을 다음과 같이 표현할 수 있다:

[0131] [수학식 19]

$$Ex_{in}^{Net} = Ex_{in}^T + Q_{in} + W_{in} - Ex_{out}^T$$

[0132]

[0133] [수학식 20]

$$Ex_{out}^{Net} = Q_{out} + W_{out}$$

[0134]

[0135] [수학식 21]

$$Ex_{in}^{Net} = Ex_{in}^{Net} + I^T$$

[0136]

[0137] [수학식 22]

$$\eta^{Ex} = \frac{Ex_{out}^{Net}}{Ex_{in}^{Net}}$$

[0138]

여기서, Ex_{in}^{Net} 은 순수 유입 엑서지(net exergy input)이고, Ex_{in}^T 는 전체 유입 엑서지(total exergy input)이며, Q_{in} 는 유입 열 흐름(heat flow input)이고, W_{in} 는 유입 일량(work input)이며, Ex_{out}^{Net} (total exergy output)이고, Ex_{out}^{Net} 는 순수 방출 엑서지(net exergy output)이며, Q_{out} 는 방출 열 흐름(heat flow output)이고, W_{out} 는 방출 일량(output)이며, I^T 는 전체 엑서지 파괴 또는 감소(total exergy destruction or loss)이고, η^{Ex} 는 엑서지 효율을 의미한다.

[0140] 도 6은 대용량 극저온 에너지 저장의 엑서지 흐름도를 나타낸 것으로, 공기의 거동에 초점을 맞춘 것이다. 엑서지는 1MTPA 액화천연가스 재기화를 기반으로 계산된 것이다.

[0141] 에너지 저장 모드는, 53.35MW의 압축기 전력은 엑서지가 0.02MW인 공기로 주입된다. 4.14MW의 엑서지 파괴가 압축기에서 발생하고 6.44MW의 엑서지 손실이 냉각기에서 발생한다. 따라서 공기는 37 bar의 압력을 가지며 42.79 MW의 엑서지를 갖고 이 압축 공기는 냉열 엑서지를 얻음으로써 액화된다. 액화천연가스 및 프로판은 각각 17.78MW 및 12.37MW의 엑서지를 갖는다. 결과적으로 액체공기는 72.95MW의 엑서지를 가지면서 액체 공기 저장소에 저장된다. 에너지 저장 모드에서는 순수 유입 엑서지는 10.58MW이고, 순수 방출 엑서지는 6.44MW이므로, 대용량 극저온 에너지 저장 시스템은 에너지 저장 모드에서 60.9%의 엑서지 효율을 나타낸다.

[0142] 에너지 공급 모드는, 120 bar의 액체 공기는 히터와의 열 교환으로 19.33 MW의 엑서지를 잃는다. 액체 공기는 기상이 되고 터빈에 의해 팽창된다. 다음으로, 터빈은 5.31MW의 엑서지 파괴로 48.78MW의 전력을 생산하고, 마지막으로, 0.88MW의 엑서지를 갖는 공기는 대기압과 60 °C의 온도에서 대기로 방출된다. 에너지 공급 모드에서는 순수 유입 엑서지는 74.39MW이고, 순수 방출 엑서지는 68.11MW이므로, 대용량 극저온 에너지 저장 시스템은 에너지 공급 모드에서 91.6%의 엑서지 효율을 나타낸다.

[0143] 5. 대용량 극저온 에너지 저장 시스템의 효율

[0144] 상술한 바와 같이, 대용량 극저온 에너지 저장 시스템의 우수한 효과를 확인하기 위하여, 다른 극저온 에너지 저장 시스템과 비교하였다.

[0145] 5.1 다른 극저온 에너지 저장 시스템과의 비교

[0146] 도 7은 본 발명에 따른 에너지 시스템(대용량 극저온 에너지 저장, HCES)과 기존의 극저온 에너지 저장(CES) 시스템과 액화천연가스 재기화 과정을 결합한 시스템의 에너지 방출/저장 비율을 나타낸 그래프이다.

- [0147] 비슷한 조건에서 각각의 모델을 평가하기 위해, 1MTPA 액화천연가스 재기화를 기반으로 실험하였다. 에너지 방출/저장 비율은 생산된 전기를 소비된 전기로 나눈 값으로 공정의 효율을 나타낸다. 전력 공급 용량은 일상적인 시스템 전원 출력을 나타낸다. 전력 용량은 대량 전력 관리를 위해 설계되어 가장 중요한 요소 중 하나이다.
- [0148] 도 7을 살펴보면, LNG-CES 시스템은 에너지 방출/저장 비율이 1.70으로 가장 높으나, 전원 공급 용량이 본 발명의 HCES 시스템과 비교하여 25% 미만으로 나타났다. 반면, 본 발명의 HCES 시스템은 가장 높은 전력 공급 용량은 나타내며 에너지 방출/저장 비율이 0.85로 가장 낮은 값을 나타냈다. 이를 통해, 효율성과 용량은 트레이드 오프(trade-off) 관계임을 알 수 있다. HCES 시스템은 LPCES 보다 51%, LNG-CES 보다 307%로 더 우수한 전력 공급 용량을 가진다. 또한, 기존의 벌크 전력 관리 시스템 보다 높은 에너지 방출/저장 비율을 나타낸다. 따라서, 본 발명에 따른 에너지 저장 시스템은 기존의 시스템에서 낭비되었던(wasted) 액화천연가스 냉열 에너지를 효율적으로 사용할 수 있는 것을 알 수 있다.
- [0149] 5.2. 전력 산업에서 HCES의 효과
- [0150] 본 발명에 따른 대용량 극저온 에너지 저장(HCES) 시스템의 실제 적용 시 효과에 대해 평가하기 위해, 전력 산업 자료(data)와 액화천연가스 수요를 이용하여 평가하였다. 도 9는 대한민국의 일일 전기 공급량을 나타낸 것으로, 봄철과 가을철과 같이 에너지 소비가 적은 계절은 기저 부하용 전력(baseload power)이 전기 공급의 대부분을 차지한다. 그러나, 에너지 소비가 많은 시즌에는 비기저 부하 전력(non-baseload power) 생산이 필수적이다. 따라서, 에너지 소비가 많은 시즌에 대용량 극저온 에너지 저장 시스템을 적용하면 전체적인 비기저 부하 전력을 줄일 수 있을 것으로 보인다.
- [0151] 또한, 도 9는 에너지 소비가 높은 기간 동안 본 발명에 따른 HCES 시스템을 적용한 전기 구조를 보여준다. 2018년 대한민국에 대한 36.56MTPA의 예상 액화천연가스 수요에 따르면, HCES는 최대 가동 조건에서 1966.3MW의 전기를 저장할 수 있고, 1672.4MW의 전기를 생산할 수 있다. HCES 시스템이 오프-피크 시간 동안 에너지를 저장하고 온-피크 시간 동안 에너지를 공급한다고 가정하면, 하루에 23,596MWh의 에너지가 저장되어 20,069MWh의 에너지를 공급한다. 또한, 에너지는 액화천연가스 재기화와 관계없이 생산되고, 에너지는 액체 공기 저장소(저장탱크)에 남아있는 액체 공기의 잔류량에 영향을 받는다. 따라서, 대용량 극저온 에너지 저장(HCES) 시스템은 에너지 저장 및 공급 시간에 대해서 보다 유연해질 수 있다. 이를 통해, HCES 시스템은 도 9와 같이 온-피크 시간 동안 비기저 전력 생산의 8.7% 내지 11.7%를 보충할 수 있다.

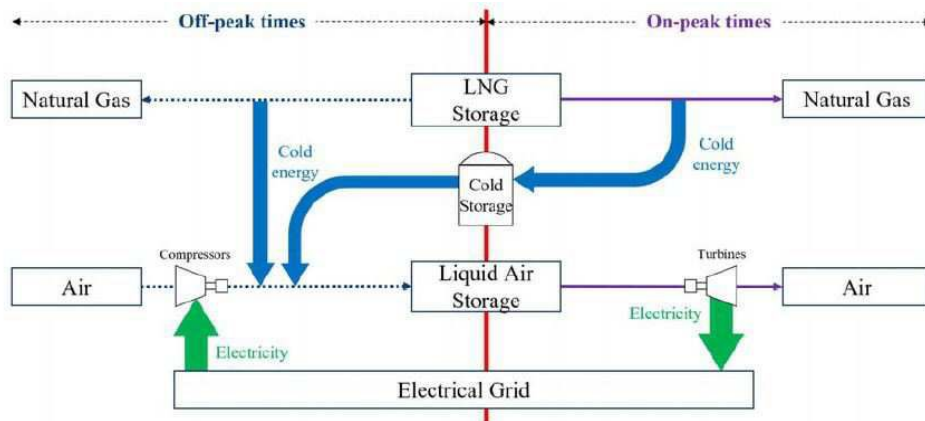
부호의 설명

- [0152] 10: 액화천연가스 공급원
20: 액화천연가스 공급라인
30: 제1펌프
40: 제1분리기
50: 제1라인
60: 제1열교환기
70: 제1냉열저장탱크
80: 제2냉열저장탱크
90: 제2열교환기
100: 순환라인
110: 제4열교환기
120: 제1혼합기
130: 제2라인
140: 저장가스 공급원
150: 제3라인

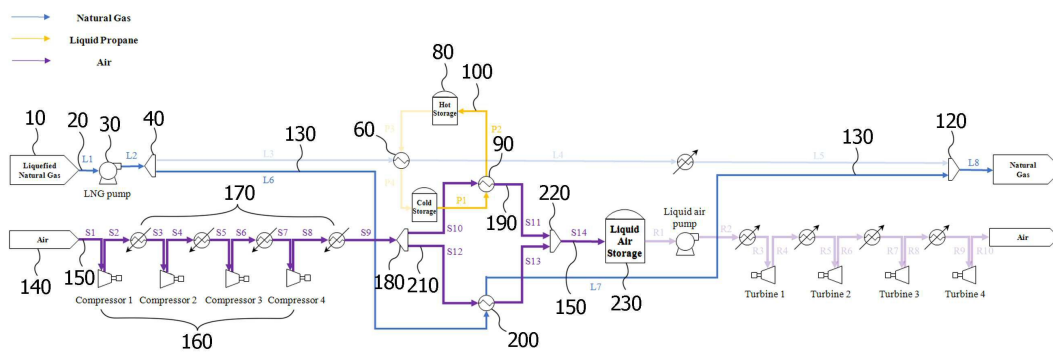
- 160: 압축기
- 170: 제5열교환기
- 180: 제2분리기
- 190: 제3-1라인
- 200: 제3열교환기
- 210: 제3-2라인
- 220: 제2혼합기
- 230: 저장탱크
- 240: 제4라인
- 250: 제2펌프
- 260: 제6열교환기
- 270: 터빈

도면

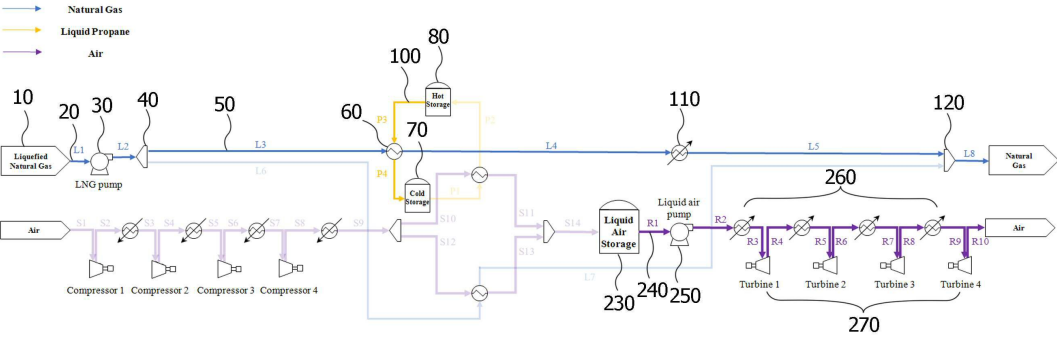
도면1



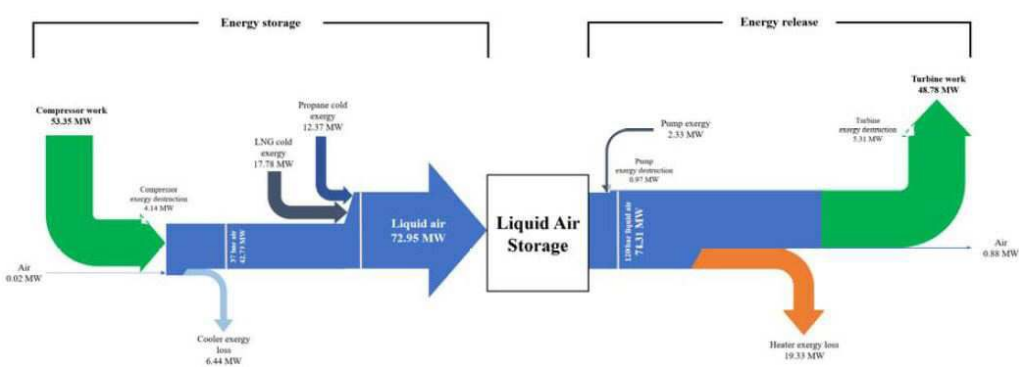
도면2



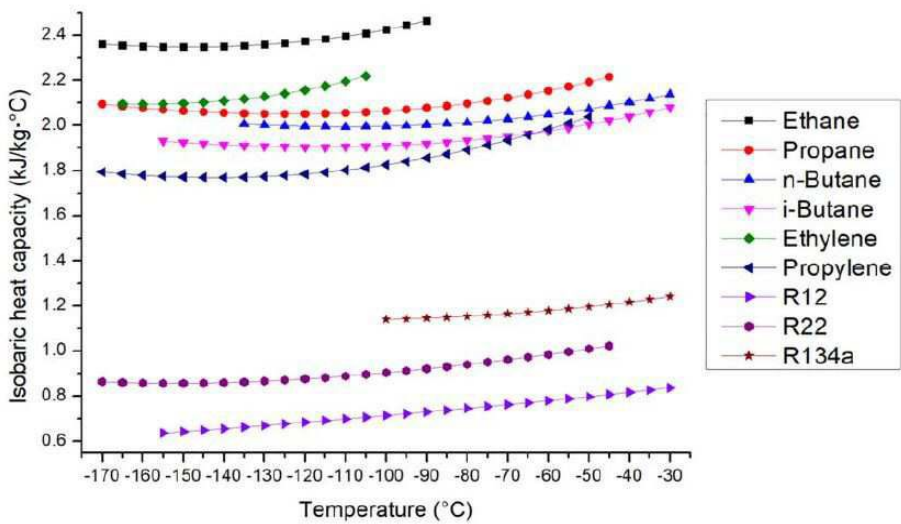
도면3



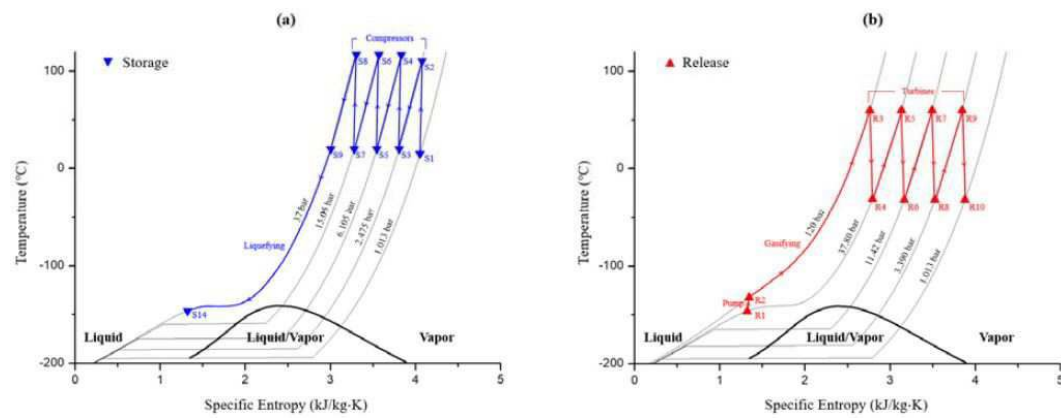
도면4



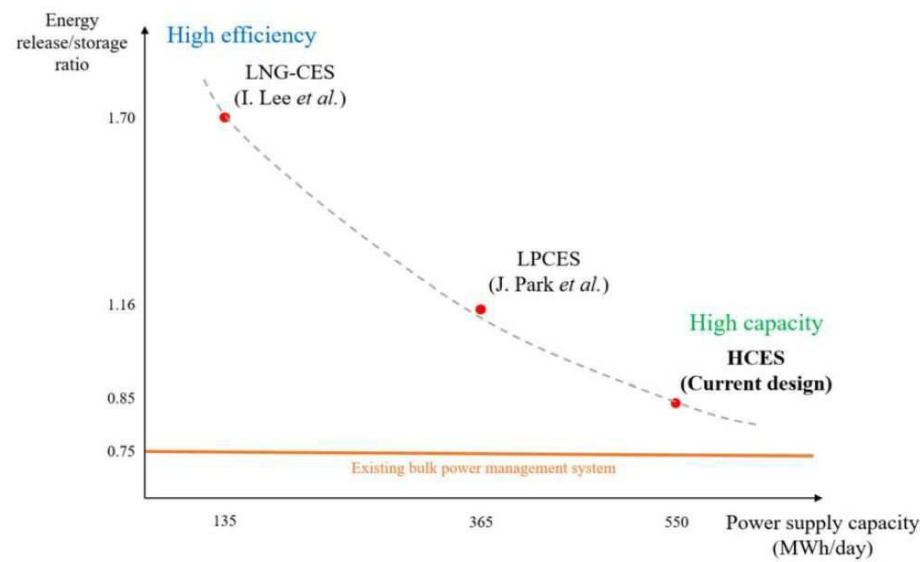
도면5



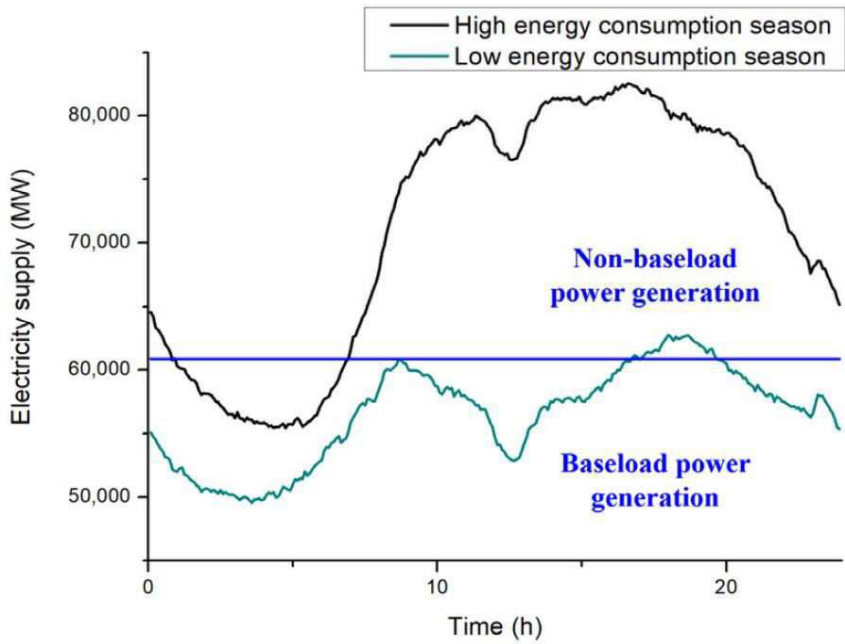
도면6



도면7



도면8



도면9

