

# 부유식 천연액화가스(LNG) 터미널의 설계 기술 개발

한 용섭, 이 정한, 김 용수 / 대우조선해양주식회사 선박해양기술연구소

## Abstract

With the expansion of natural gas demands in many countries, the necessity of LNG receiving terminals has been increased.

The offshore LNG Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) attracts attentions not only for a land based LNG receiving terminal alternative, but also for a feasible and economic solution. Nowadays, as the reliability of offshore oil and gas floating facilities and LNG carriers gains with proven worldwide operations, the FSRU can achieve a safety level that can be comparable to an onshore terminal. The design development related with safety features of the FSRU has been extensively carried out by oil and gas companies, shipyards, engineering companies, and equipment vendors, and has been successful so far in many fields. The construction of the FSRU can be achieved by integrating various technologies and experiences from many disciplines and many participating companies and vendors. In this paper, reviews on some of the important design features and design improvements on FSRU together with the practical construction aspects in cargo

containment, vaporization system, ESD system, and operation modes, have been covered in comparison with actual LNG carrier, onshore receiving terminal, and FPSO systems. In order to materialize an FSRU project, the technical and economic justification has to be preceded. It is believed that once the safety and technical soundness is convinced, the FSRU can bring a higher project feasibility by reducing the overall construction time and cost. Through this study, an FSRU design readily applicable to an actual project has been developed by incorporating experiences gained from many marine and offshore projects. The wide use of proven standard technologies adopted in the series construction of LNG carriers and offshore FPSOs will bring the project efficiency and reliability.

## 1. 개요

천연가스는 가장 중요한 청정에너지로 세계적으로 사용량이 매년 늘어나고 있다. 이에 따라 각 국에서는 LNG를 생산지로부터 도입하여, 자국 내에 배급하는 종합 육상 저장기지의 수요가 증가하고 있다. 국내에서도 평택 기지를 선두로 하

여, 인천, 통영 등 저장기지를 만들고 있으며, 수요의 증가에 따라 지속적인 확장 계획을 가지고 있다.

그러나 육상 저장기지를 세우기 위해서는 많은 토지가 필요하게 되어 이를 확보하는데 문제를 가질 수 있다.

최근에 나타나는 문제로서는 적정 위치 선정의 어려움, 토지 가격의 상승, 안전 문제를 고려한 주민들의 반대 등을 들 수 있다. 이러한 육상기지의 대안으로 세계적으로 최근에 개발되고 있는 것이 부유식 저장 기지 이다.

부유식 저장기지의 개념은 해안 근처에 부유식 Barge에 LNG 탱크를 만들고, 저장 탱크 위에 가스화 설비를 갖춘 저장기지를 만들어 내륙에는 단순히 파이프 라인으로만 연결하여 가스를 공급하는 것을 말한다.

본 논문에서는 최근 개발되고 있는 부유식 LNG 저장 기지에 대한 설계 기술 개발 내용을 일반 육상용 기지와 비교하여 간략히 언급하고자 한다.

## 2. 부유식 저장기지 형식

최근까지 개발된 부유식 저장 기지는 2가지 형식이 있다.

### 2.1 LNG 운송 및 저장 탱크

#### (LNG Regasification Vessel)

본 개념은 국내 대우조선해양(주)에서 세계 최초로 개발하여 건조중인 것이다. 이는 기존의 LNG 운반선에 가스화 설비를 장착한 것으로 생산기지 에서 LNG를 실고 와서 직접 배에 장착된 가스화 설비를 통하여 실제 소비자가 있는 장소에 이미 설치된 가스 공급망을 통해 하역시키는 방법이다.

### 2.2 LNG 부유식 저장기지

#### (LNG Floating Storage and Regasification Unit)

본 개념은 일반 육상에 설치된 저장 기지를 부유 식으로 만들어 해안가에 설치하는 개념이다. 앞에서 언급한 LNG-RV와는 달리 운송의 개념이며, 강재 Hull 형태와 콘크리트 Base 의 Hull 형태가 있다.

## 3. LNG FSRU 시스템 특징

### 3.1 일반적 특징

일반적인 해상설비와 달리 LNG FSRU(이하 FSRU)는 LNG 소비자나 발전소, 혹은 기존의 지상 가스 파이프라인이 구축된 곳에 설치한다. 즉, FSRU는 해안가나 혹은 방파제 설비가 갖추어진 항구등에 설치되며, 설치되는 장소의 바다 상태나 혹은 바다 온도등이 설계의 기준이 된다. 따라서 일반 운송용 배와 달리 모든 해상 조건에 맞게 설계 기준을 정하는 것은 경제적인 관점에서도 바람직하지 않고, 실제 설계가 거의 가능하지 않다.

FSRU 설계에서 가장 기본은 모든 장비가 부유식 환경에 놓여 있다는 점이다. 따라서 일반 지상 식에서 검증 받은 많은 장비들이 부유식 환경이라는 점 때문에 사용할 수 없는 경우가 있다. 또한 지상식 기지에 비해 FSRU 경

우는 설비 설치가 가능한 면적이 LNG 저장 탱크 위에 한정되어 있기 때문에 지상식과는 다른 시설이나 장비, 설계 개념이 적용되어야 한다.

안전 관점에서도 FSRU는 일반 지상식에서 고려되는 안전 설계 뿐만 아니라 기본적으로 부유식이기 때문에 해상상태에 따른 계류, 충돌, 전복에 대한 안전을 고려하여야 하며, 부유 환경에서의 저온 저장설비, 혹은 고압 상태의 저온 액체를 취급하는데 따른 안전을 추가로 고려하여야 한다.

## 4. FSRU의 설계 관점

### 4.1 선체 시스템

기본 배치. 일반적으로 FSRU의 LNG가스의 저장 능력은 설치되는 재가스화 설비의 능력, LNG 생산기로부터의 이송거리, 수송 LNG선의 수 등에 따라 결정된다. 그림1은 현재까지 가장 많이 고려되고 있는 240,000 m<sup>3</sup> 용량의 FSRU 설비의 기본 배치도이다. 본선의 계류를 위해 외장형 Turret 시스템을 사용하였고, 선실은 앞쪽에 설치하였으며, 가스연소장치는 전체 배의 뒤쪽에 배치하였다. 하역시스템은 LNG선으로부터 서로 평행한 상태에서 하역이 가능하게 배치하였으며, 재가스화 설비 및 발전설비 모듈은 갑판 중간부 및 앞 부분에 각각 설치하였다. 선미부에는 추진장치를 설치하였다. 표1에는 FSRU의 외형 크기를 일반 LNG 선 및 유조선, 도크의 크기와 비교하여 나타내었다.

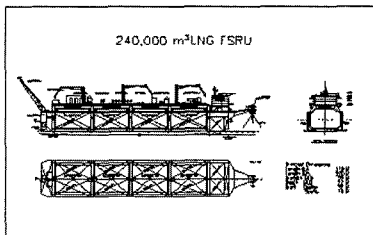
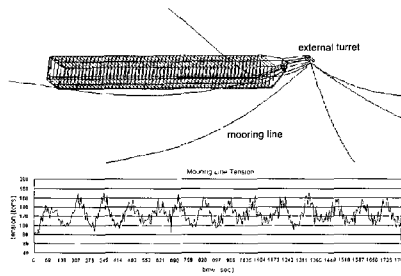


Fig. 1 - General Arrangement of LNG FSRU

### 터렛(Turret) 계류

해상 조건에 따라 선체를 안전하게 계류하는 것은 FSRU운전에서 필수적인 요소이다. 계류시스템은 설치 위치 조건에 따라 결정되며, 안전한 FSRU의 운전을 위해서는 계류시스템에 대한 집중적인 연구가 필요하다. 그림3에는 전형적인 계류시스템 해석 결과를 보여주고 있다. 본 연구에서는 계류시스템으로 경제적이고 간단한 시스템인 외부장착형 터렛을 사용하였으며, 선수부 끝단에 장착되어 있으며, 바람 방향에 따라 전체 배가 회전이 가능하게 설계되어 있다.

터렛시스템은 지상 파이프라인 망과 연결된 수중 파이프라인이 연결되어 있다. 그림2는 외장형 터렛시스템을 사용하였을 때 계류시스템의 계류라인 인장력을 시뮬레이션한 결과를 보여주고 있다. 계류시스템 이외에도 터렛과 연관된 시스템들, 특히 회전이음쇠, 기계적 및 각종 계류의 설계도 매우 중요한 터렛 설계의 요소가 된다. 그



림3에는 터렛 계류시스템과 연관된 전형적인 안전관련 인터페이스 구성도를 보여주고 있다.

**내항 성능 및 추진장치**

내항 성능 해석도 FSRU 운영에 필수적인 것이며, 이의 능력이 곧 FSRU 설비의 효율성에 영향을 준다. FSRU의 특성상 한기의 FSRU가 다른 FSRU와 연결되어 있거나, 혹은 지상의 LNG 완충 설비가 없는한 가스화 운전은 항상 가능하여야 한다. 따라서 가스화 운전은 기상상태의 악화로 LNG의 하역이 불가능한 일정한 기간에도 가능하여야 하며, 또한 운전요원들의 안락함과 작업성을 위하여 FSRU의 운동을 최소화하여야 한다. 이를 위해서는 피치, 롤 혹은 피치와 롤의 복합 상황에서의 내항 성능 해석이 FSRU 설계에 필수적이다. 그림4에는 피치 및 롤에 따른 FSRU 특성을 보여주고 있다. 이러한 내항 특성에 따라 가스화 운전이나 하역운전의 가능성을 계산할 수 있다.

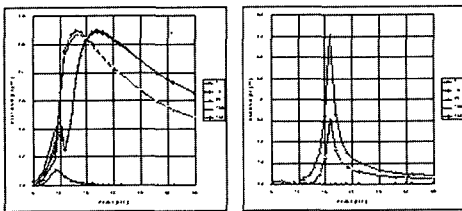


Fig. 4 - LNG FSRU Sea-keeping Characteristics

선미의 Thruster 시스템은 LNG 운반선을 FSRU에 정박시키기 위해 필요하며, 또한 바람에 따라 FSRU의 선수 부분을 일정한 위치안에 유지할 수 있게 한다. 그림5는 FSRU의 동적 내항성을 평가하기 위한 모사 시험 결과를 보여주고 있다. 이 결과는 추후 실제 모형 시험을 통하여 검증한다.

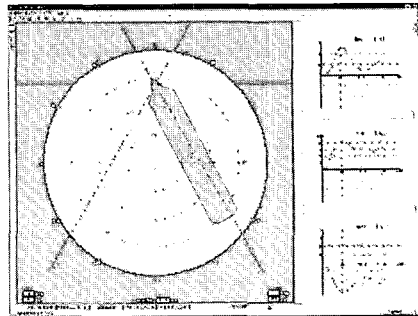


Fig. 5 - LNG FSRU Station-keeping Simulation Results

**LNG 하역**

LNG 운반선으로부터 FSRU에 LNG를 하역하는 것은 본 시스템에서 가장 어려운 작업중에 하나이다. 특히 날씨가 나쁠때는 평행하역이 가능하지 않으나, 일반적인 해상 상태에서는 평행하역을 할 수 있어야 한다. 그것은 평행하역이 가능하면 기존 LNG 운반선의 하역시스템의 개조 없이도 운영이 가능하기 때문이다. 일반적으로 해상 상태가 나쁘면 하역이 불가능하기 때문에 LNG 운반선은 날씨가 좋아질 때까지 2-3일은 기다려야만 하며, 따라서 FSRU의 저장 용량은 이러한 해상 상태를 고려하여 결정된다.

평행하역 시에는 FSRU와 LNG선의 복합 운동 해석이 필요하다. 현재 상용으로 사용되는 S/W로는 이러한 상대적 운동을 해석하기가 어렵기 때문에, 상대 운동을 정확하게 해석할 수 있는 S/W를 개발이 필요하다. 그림 6과 7은 두 부유체의 상대 운동을 모형시험 수행하는 모양과 그 결과를 보여주고 있다. LNG 하역시에 나타나는 FSRU의 운동 특성은 해석 뿐만 아니라, 실제 상세 설계과정에서는 더욱 자세한 모형 시험이 필요하다.

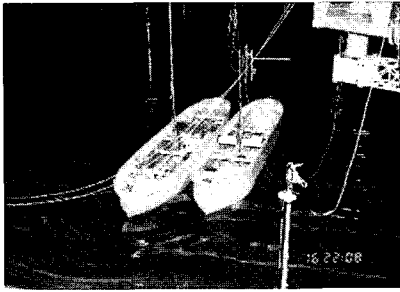


Fig. 6 - Model Test of Side-by-side Mooring

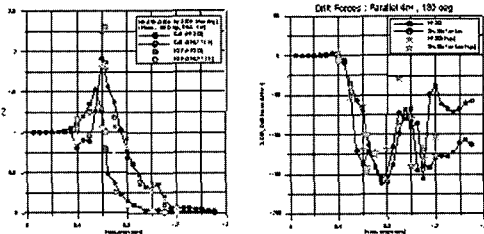


Fig. 7 - Heave Response and Drift Force of Side-by-side Mooring

**구조 및 하물창시스템**

FSRU의 경우 LNG 저장 탱크는 일반 LNG운반선과 유사하게 철구조물로 만들어진다. 이는 철구조물 형식이 LNG 운반선을 통해 충분히 검증 받은 구조물이기 때문이며, 오랫동안 검증된 기술을 사용할 수 있는 장점이 있다. 그림8에는 저장 탱크의 온도 분포와 피로강도를 해석한 결과를 보여주고 있다. 이 결과는 LNG 운반선에 적용한 결과를 직접 사용한 것이나, FSRU 경우는 LNG를 저장 및 공급을 하는 역할을 하기 때문에 완전 적재와 부분 적재 두가지 경우를 동시에 고려하여 설계 해석이 추가되어야한다. 특히 FSRU 경우에는 부유 환경에 따른 슬로싱 하중에 견딜 수 있게 저장 화물창이 충분한 강도를 가져야 한다. LNG 운반선의 경우에는 운항 해석이 매우 다르기 때문에 실 운항 해석의 고려한 해석이 힘드나, FSRU 경우는 설치 장소가 결정되어 있기 때문에 슬로싱 해석에는 실제 설치 해상의 상태를 고려한 슬로싱

해석이 필요하다. 그림9는 저장 탱크내에서의 슬로싱 해석 결과를 보여주고 있다. 이러한 해석 결과에 따라 저장탱크의 내부 화물창의 강화 방법이 결정된다.

그림10과 11에는 멤브레인 형식의 저장방벽의 전형적인 구조를 보여주고 있다.

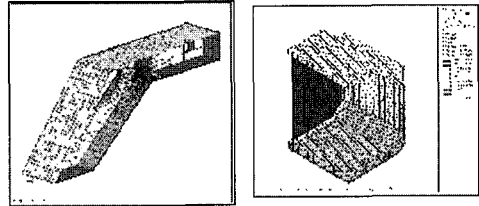


Fig. 8 - Fatigue Analysis and Temperature Distribution of Cargo Tank (LNGC Case)

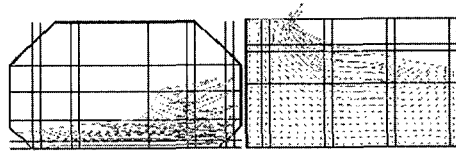


Fig. 9 - Sloshing Analyses for Cargo Tank

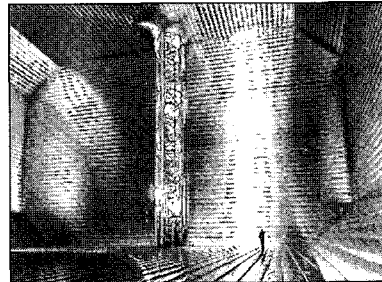


Fig. 10 - Overview of Cargo Tank Internal

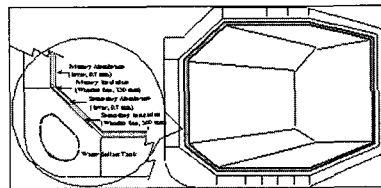


Fig. 11 - Membrane Type Cargo Containment System

## 4.2 의장시스템

### 의장 시스템 모듈

의장 시스템 모듈은 일반적으로 주 구조물과 별개로 제작되며, FSRU 선상 약 2.5m 위에 설치한다. 이러한 설치 간격은 의장 모듈 아래에 인화성 가스를 자유롭게 환기시키기 위함이다. 의장 모듈은 기화기, 송급 장치, 측정 장치, 하역 장치, 터렛, 해수유입 장치, 각종 배관 및 전선 설비로 이루어진다. 각 모듈은 FSRU의 운동에 따른 영향을 최소화하기 위해 고정식과 이동식으로 구성된 기초위에 설치한다. 또한 이들 모듈은 전체 구조가 부유체이기 때문에 해상 상태에 따른 전체 구조물의 변형 및 하역에 따른 변형에 견딜 수 있게 설계되어야 한다.

그림12는 FSRU의 전형적인 상부 배치를 보여주고 있다. 특히 대용량의 FSRU는 일반 배와 달리 배 폭이 큰 반면에 중간 격벽이 없기 때문에 FSRU의 갑판은 의장 모듈의 무게를 지탱할 수 있게 충분한 강도를 가져야한다.

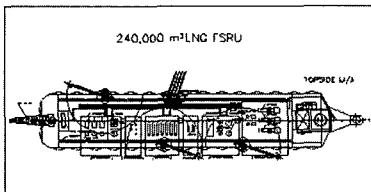


Fig. 12 - LNG FSRU Topside Layout

### 재기화 시스템 (Regasification System)기화기

기화기의 용량이 전체 FSRU의 운용을 결정한다. LNG 기화는 해수 열을 이용한다. 그림13는 FSRU의 간략한 공정 설계도를 보여준다. 기화기는 기화기 용량, 부식, 기계적 강도, 열부하, 수리, 설치, 구조물의 운동, 안전 등 모든 설계 관점을

충분히 고려하여야 한다. 특히 육상기지에 사용하는 기화기는 장비의 크기 및 FSRU의 운동 때문에 사용할 수 없다. 예를 들어 일반적으로 육상에서 사용하고 있는 ORV(open rack vaporizer)를 대신하여 STV(shell and tube type vaporizer)를 사용하여야 부유 환경에 견딜 수 있다. 이런 형태이어야 선체 운동에 관계 없이 기화 상태에서 일정한 흐름을 얻을 수 있다. 또한 기화기는 많은 양의 해수를 사용하기 때문에 안정한 기화기 운동을 위해서는 충분한 해수 처리 장치와 배관 설치가 필요하다.

한편 기화기는 매우 높은 압력(일반적으로 100bar)하에서 운전되기 때문에 설계시 높은 압력의 액체와 기체를 취급하기 위한 안전 설계를 무엇보다도 고려하여야한다. 일반적으로 설치 공정 중에는 충분한 운영 시험이 불가능하기 때문에 설계 시에 이를 검증할 수 있어야 한다.

기화기에 사용하는 해수는 겨울철에는 온도가 너무 낮기 때문에 이를 가열시킬 수 있는 가열기가 부가적으로 설치되어야 한다. 본 설계 시에는 열효율 및 설치비를 고려하여 연소형 가열기를 설치하였다. 그림 14에는 해수 가열 시스템의 공정을 보여주고 있다. 그림15에는 LNG 운반선에 설치된 기화기를 보여주고 있다.

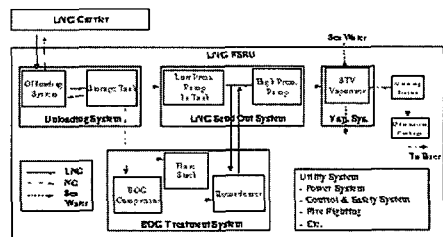


Fig. 13 - Simplified Topside Process Diagram

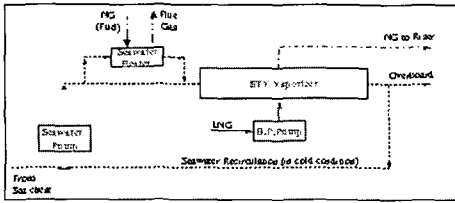


Fig. 14 - Seawater Heating System Diagram

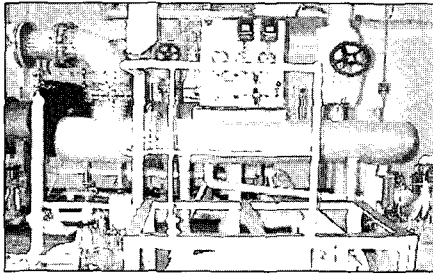


Fig. 15 - LNG Vaporizer Installed in LNGC

**HP(High Pressure) 와 LP(Low Pressure) 펌프**

HP와 LP 펌프의 역할은 일반 육상 기지와 비슷하기 때문에 이들 장비의 신뢰성은 문제가 되지 않는다. 그림16에는 FSRU 용 HP 펌프와 STV 형식의 기화기의 설치 모형을 보여주고 있다.

HP 펌프는 최대한 운영 유연성과 안정성을 가질수 있게 설계되어야 하며, 운영 로직은 기화기와 동시에 고려하여 결정된다. 이를 위해서는 정적인 Process 의 모사 검증 뿐만 아니라 HP 펌프와 기화기의 복합 운영 방법에 대한 동적인 모사 운전을 통한 Process 및 제어시스템의 검증이 필수적이다. 그림 17에는 동적 모사 검증을 위한

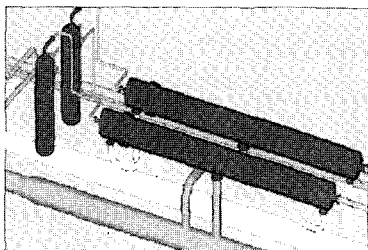


Fig. 16 - Installation Model for HP pump and STV type Vaporizer

공정 설계도를 보여주며, 그림 18는 3개의 기화기 중 1개가 고장났을 때 운영 상황에 대한 모사 시험 결과를 보여주고 있다.

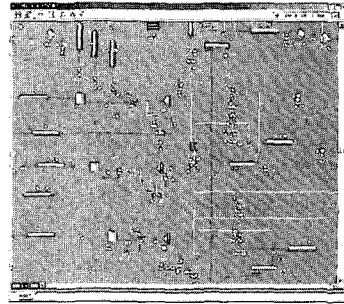


Fig. 17 - Regasification System Dynamic Model

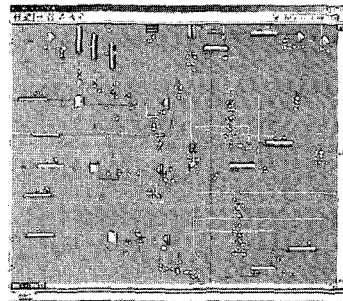


Fig. 18 - Dynamic Simulation ( No. 1 Vaporizer Trip Case)

**기화가스(Boil off gas) 압축기, 액화장치 및 연소장치**

FSRU에서 발생하는 BOG는 BOG 압축기와 액화장치를 이용하여 재액화시키는 것이 BOG를 고압 압축기를 이용하여 기화기 배출구를 통해 방출하는 것 보다 더 경제적이다. 재액화 설비는 일반 육상기지에서도 많이 사용하고 있으며, HP 펌프의 운전시 완충 탱크의 역할도 할 수 있다. BOG 는 LNG 선으로부터 LNG를 FSRU에 하역시킬 때 가장 많이 발생한다. 이때는 자연적인 BOG 뿐만 아니라 가고펌프나, unloading arm, 파이프 및 하역시 FSRU 에서도 BOG가 발생한다

다. 그러나 하역 시 FSRU에서 발생한 BOG는 LNG 운반선으로 이송이 간단하기 때문에 BOG 압축기 설계시 고려할 필요가 없다.

가스연소장치는 비정상적인 장비의 운전이나 혹은 설계 한도를 벗어난 경우 및 갑작스러운 압력의 변화에 대처하기 위해 설치된다.

### 하물 처리 System

FSRU에는 일반 LNG 운반선과 육상 기지에 설치되는 유사한 파이프 시스템이 설치된다. 파이프 시스템으로는 일반 가스화, BOG 재액화, LNG 하역 및 각종 수선 유지 등 각종 작업이 가능하게 설계되어야 한다. 그림 19에는 전형적인 파이프 시스템을 나타내었다. 일반적으로 Unloading Arm은 LNG운반선과 FSRU간에 평행상태에서 하역이 가능하도록 회전식 연결 형태가 사용되고 있다.

특히 하역시스템은 파이프 응력, 유연성, 재료의 저온 특성, 표면 얼음 형성 및 긴급시 안전한 분리 등을 설계에서 고려해야할 뿐만 아니라, LNG 운반선과 FSRU의 상대적인 움직임도 고려하여야 한다. 특별한 경우에는 유연한 저온 LNG 호스의 직접적인 연결까지 고려하여야 한다. 일반적으로 하역시간은 하역 속도 12,000m<sup>3</sup>/hr로 12시간을 가정한다.

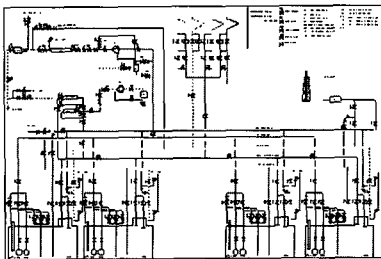


Fig. 19 - Cargo Operation Diagram  
(Simultaneous LNG Unloading and Gasification Case)

### 해수 흡입시스템

앞에서 언급한바와 같이 FSRU에는 LNG기화 운전을 위해 많은 양의 해수가 필요하다. 그러나 육상기지와는 달리 해상상태에서는 좋은 품질의 해수를 쉽게 얻을 수 있기 때문에 해수 흡입시스템은 육상기지에 비해 단순하

다. 설계 방법에 따라 해수는 엔진룸에 있는 해수 흡입구를 통해 흡입하거나, 혹은 내부 터렛시스템의 별도 해수 흡입시스템을 통해 흡입한다.

### 발전기

FSRU에서는 가스터빈을 이용하여 발전을 한다. 일반적으로 필요한 전기 용량의 약 50% 정도 용량의 발전기를 3대 설치한다. 연료를 주로 LNG 기화기 배출구에 연결된 파이프 라인을 통해 공급되기도 하지만, LNG 가스 활용이 어려울 경우에는 디젤유를 사용할 수도 있다.

정상적인 가스화 시스템의 운전에는 전력 소모가 비교적 크지 않기 때문에 별도의 폐열 회수시스템을 설치하지 않는다.

LNG 운반선과 달리 저압(AC 440V) 장비가 많이 사용되며, 모터들도 저압의 대용량 모터들이 주로 사용된다.

### 제어 및 안전시스템

대부분 FSRU에는 분산제어시스템(Distributed Control System)을 기본으로한 제어시스템이 설치된다. 제어 및 안전시스템은 정상적 운전 상태와 연동 시스템 및 차단시스템, 연소 및 가스시스템, HVAC, 긴급차단시스템(ESD)등으로 구성되며, 그림 20에는 LNG FSRU의 제어시스템을 간략히 도식화하여 나타내었다.



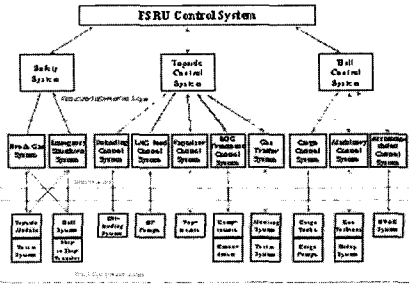


Fig. 20 - LNG FSRU Control System Diagram

## 5. 결론

본 고에서는 육상 LNG 가스 기지를 대신할 수 있는 부유식 LNG 가스기지의 설계 방법에 대해 간략히 검토하였다. 본 검토 결과 다음과 같은 결론을 얻었다.

- FSRU는 육상 LNG 가스 기지를 대신할 수 있는 충분한 가능성을 가지고 있다.
- FSRU 설계에는 아직 해결해야 할 과제 (특히, 터렛 계류시스템 및 부유 상태에서의 하역, 내항성능 등) 들이 있지만, 일반적으로 해상 상태가 좋은 곳에서 운영하기 때문에 이러한 문제점들은 충분히 극복할 수 있을 것으로 판단한다.
- FSRU의 설계시에는 기존 육상기지에 사용하던 장비 및 시설 등을 직접 사용할 수도 있으나, 이들 장비가 부유식 환경에서도 충분한 성능을 나타낼수 있는지가 검토되어야 한다.
- 국내 조선소 경우는 지금까지 많은 LNG를 설계 및 건조한 경험이 있기 때문에 그동안의 경험을 바탕으로 FSRU의 건조에 경쟁력을 가지고 있다.
- 특히 국내 조선소들은 선체와 상부설비를 분리하여 동시에 건조할 수 있기 때문에 상당히 유리한 위치에 있다.

## 후 기

본 논문은 2002년 5월 6일-9일 미국 휴스톤에서 개최한 Offshore Technology Conference 에 발표한 내용을 요약한 것임을 알립니다.

## References

1. J. B. Stone, "Offshore LNG Loading Problem Solved", GasTech 2000.
2. Sham Sunder, "LNG Receiving Terminal at Dahej, Gujarat, India", LNG 13, 2001.
3. Sadao Goto, and Masaki Tajima, "LNG Technological Progress in Japan ? Three Decades of Evaluation", LNG13, 2001.
4. Wim Hein Grasso, "FLNG-A New Dawn For LNG", LNG13, 2001.
5. Eung-Shik Inn, and Sung-Rak Choi, "Smooth Transition from Construction Phase to a Full Operation of LNG Carriers Using a Real-time Simulator", GasTech 2000.
6. Ship To Ship Transfer Guide (Liquefied Gases), 2nd Edition, International Chamber of Shipping, WITHERBY, 1995.
7. Bergesen 138,000 m3 LNG Carrier Specification (Unpublished), DSME, 2000.
8. Terra Nova FPSO Hull Construction Specification(Unpublished), DSME, 1998.
9. S.Y. Hong, J.H. Kim, and Y.R. Choi., "Experimental Study on Behavior of Tandem and Side-by-side Moored Vessels", to be presented at the 12th ISOPE Conference, 2002.
10. Recommended Practice for Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures, API RP 2SK, American Petroleum Institute, 1995.
11. Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms, API RP 2A, American Petroleum Institute, 1991.