

LNG시장과 LNG Offshore Terminal 개발동향

김재신(현대중공업 부장)

1. 서론

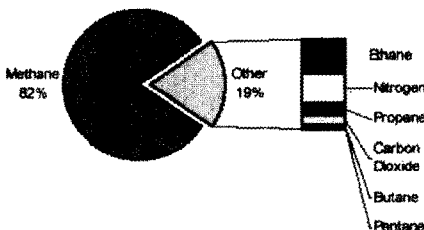
전세계적으로 천연가스의 수요가 급격하게 증가함에 따라 천연가스의 생산 및 공급이 활발하게 이루어지고 있고, 향후 10년간 천연가스의 사용량이 현재의 2배 이상이 될 것이라는 추측도 나오고 있다. 이에 따라 천연가스 생산지에서는 천연가스 액화 플랜트(Liquefaction Plant)와 저장 탱크(LNG Storage Tank), 수입하는 곳에서는 재기화 플랜트(Regasification Plant)와 저장 탱크, 그리고 LNG를 운송할 LNG 운반선의 신조프로젝트가 활발하게 진행되고 있다. 미국의 경우 911테러와 NIMBY 사과의 확대에 인하여 LNG 수입기지의 육상건설을 주민들의 반대하자 해상에 건조하려는 경향을 보이고 있으며, 이에 따라 여러 가지 형태의 LNG Offshore 터미널이 설계되고 있다. 향후 LNG의 급격한 수입이 예상되는 나라로는 미국, 중국, 인도 등이 있으며 수출국으로는 카타르가 급격하게 부상하고 있다.

킨 것으로 압축율은 1/600이며 무게는 물의 약 45% 정도이다. 무색, 무취하며 독성이 없어 청정연료로 사용되며, 천연가스를 액화하는 과정에서 Water, Carbon Dioxide, Sulfur, 그리고 Butane, Pentane 등 무거운 Hydrocarbon은 제거되어 LNG는 95%의 Methane(CH₄)으로 구성되어 있다.

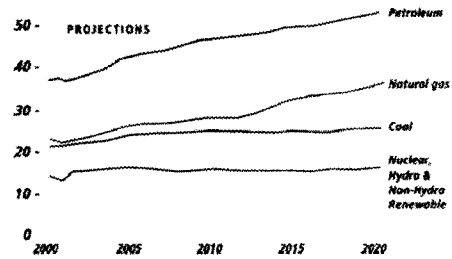
2. LNG Market 및 LNG 운반선의 전망

LNG란 천연가스를 -161°C 로 냉각하여 액화 시

Typical Natural Gas Composition



Energy consumption by fuel, 1999-2020 (quadrillion Btu)



위의 표와 같이 보통의 천연가스는 약 82% 정도의 메탄과 나머지의 부탄, 프로판, Carbon Dioxide 등으로 구성되어 있으나, Gas Treatment 및 액화 프로세스에 의하여 이것들이 제거된다.

위의 표에 의하면 2020년까지의 천연가스 사용량이 다른 화석연료에 비하여 급격하게 증가하는 것을 알 수 있다. 전세계 에너지 소비에서 천연가스가 차지하는 부분은 1980년대에는 약 18% 이었으나 2003년에는 약 24%로 증가하였다. 이 증가의 가장 큰 이유는 석유와 석탄에 비교하여 천연가스가 친 환경적이고, 가격 경쟁력이 있기 때문이다.

전세계의 LNG시장에서 아시아가 차지하는 부분이 가장 크다. 2003년 아시아는 전세계 LNG의 71%

를 소비하고 있으며, 이중의 70%는 일본이 차지한다. 즉 일본은 세계LNG 소비량의 50%를 차지하고 있으며, 이를 1990년과 비교하면 약 55%가 증가한 것이다. 한국은 2003년 23bcm으로 세계2위이고 3위는 타이완이다. 미국은 천연가스 세계 최대의 소비국이자 생산국이다. 미국은 대부분의 천연가스를 캐나다에서 파이프라인을 통하여 수입하고 있기 때문에 현재까지는 LNG로 수입하는 것은 소량이다. 그러나 미국 자체의 생산량이 급격하게 줄어들고 있기 때문에 앞으로는 수입량이 급격하게 증가할 전망이다. 특히 미국은 2000년에 들어오면서 이상 기후의 확산, 온실효과를 방지하기 위한 Clean Energy에 대한 수요의 증가로 인하여 10년 전에 비하여 천연가스의 소비량이 2배로 증가하게 되었다. 즉 2002년의 480만 톤의 LNG 수입이 2003년에는 1,100만 톤으로 증가하였고, 미국 에너지 정보국(EIA)에서는 2010년까지 4,680만 톤으로 현재보다 4배 이상 증가할 것으로 전망하고 있다. 미국이외에 앞으로 중국과 인도가 주요 LNG 수입국으로 등장할 것이 예상된다.

전통적으로 LNG Trading은 Long-term계약이 대부분을 차지하였지만, 최근 Short-term계약과 Spot Market이 증가하기 시작하였다. 이것은 해운시장에 상당한 영향을 주었고, LNG공급 계약의 다양성을 가져왔으며, 새로운 LNG계약의 Negotiation에 아주

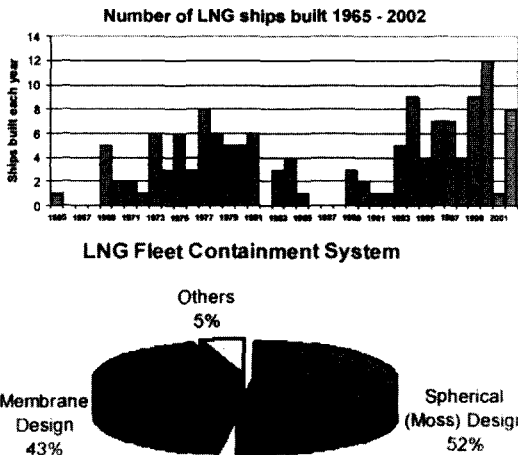
중요한 인자가 되고있다.

2003년 말 운항중인 LNG선은 총 154척, 운반용량은 17.94 mil. m³이고 발주 중인 LNG선은 약 56척 (Option제외)으로 총용량 7.86 mil. m³로서, 운항중인 LNG선 총 용량 대비 약 43.8%이다. 발주 중인 LNG선의 용량이 과거 30년간 건조하여 운항중인 총 운송용량의 40%가 넘는다는 것은 LNG선의 발주가 큰 폭으로 증가하고 있는 것이라고 볼 수 있다.

화물창의 Type으로 보면 1980, 1990년대 초에는 주로 구형 탱크인 Moss형을 많이 건조하였고, 최근에는 Membrane형이 급격하게 증가하고 있다. 즉 현재까지 운항중인 LNG선은 Moss형이 52%, Membrane형이 43%, 기타 5% 이나, 1999-2003년에 인도된 LNG선은 Moss가 40%, Membrane이 60%로 역전되었고, 현재 발주중인 LNG선에서는 Moss형이 30%, Membrane형이 70%로 격차가 더욱 벌어졌다. 최근 Membrane형이 갑자기 증가한 이유로는 과거에는 화물창의 안정성, Sloshing문제 등으로 구형인 Moss형을 선호하였으나, 최근 각종 공법과 해석방법의 발전으로 Membrane형도 큰 문제가 없다는 것이 밝혀지고, Moss형과 비교하여 상대적으로 저렴한 선가, 상 갑판상의 Space사용 용이, 탱크의 크기 변경이 쉽고, 좋은 Visibility, Suez 운하 통과 비용 저렴 등이 주된 이유라고 할 수 있다.

현재 운항중인 최고령의 LNG선은 1965년 프랑스에서 건조된 Cinderella호로서, 25,500m³용량의 소형선이다. 크기별로 LNG선을 살펴보면 1975년 전까지 건조된 22척의 LNG선은 용량이 100,000m³이하이고, 그 이후에 건조된 LNG선은 거의 다 100,000m³이상으로서, 주용량이 100K에서125K, 135K를 거쳐 현재는 150K까지 건조되고 있으며, 조만간 200K급의 LNG선의 발주가 예상된다.

LNG선의 선사는 과거에는 LNG를 수입하는 나라의 해운회사가 주를 이루었으나, 최근에는 LNG Chain의 상, 하류 전부분에 걸쳐서 나타나는 현상을 보이고 있다. 즉 LNG의 공급처나 소비처의 회사들이 등장하였는데, 예를 들면 공급처인 Shell 이나

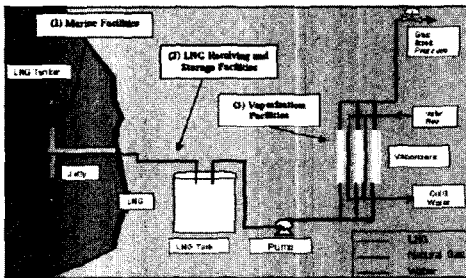


ExxonMobil, 소비처인 Tokyo Gas가 좋은 예이다.

최근 LNG선의 대량 발주로 인하여 선가가 많이 하락하였다. 1980년대에는 한 척에 2억6천만불 하던 선가가 1997년에는 2억3500만불, 2002년에는 1억5천만불로 바닥세를 이루다가 최근 강재의 인상으로 선가가 약간 인상되었으며, 향후 더 큰 인상폭이 기대된다.

3. LNG Offshore Terminal의 개발동향

Figure 7. Typical LNG Receiving Terminal/Re-gasification Facility



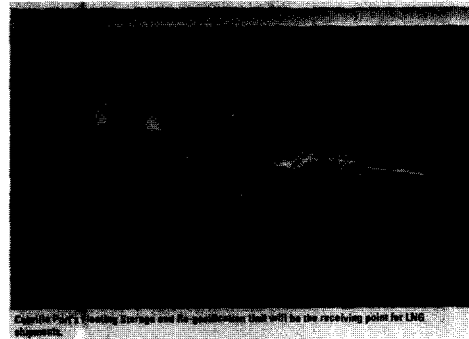
Source: BP LNG. Note that type of vaporization process and related water requirements may vary. See Appendix 2 for details.

현재 많은 양의 천연가스가 해상에서 생산되고 있지만, 상당한 양의 천연가스가 육상까지 파이프라인으로 운송하기에는 너무 멀어 경제성이 떨어지고 있다. 대략 4 Tcf의 가스가 태워지고, 약 11 Tcf의 가스가 다시 해저로 Re-injection 되고 있으며, 향후 Gas Flaring 이 금지되면 해상에서 생산되는 천연가스를 LNG 나 GTL로 변환시켜 육상으로 운송하거나 다시 해저로 주입해야 한다. 911 사태 이후 육상의 LNG 관련 설비는 데려의 표적 중 하나가 될 확률이 높아졌고, 또한 NIMBY 현상의 증가로 인하여 육상에 LNG 관련 설비를 건설하기가 힘들어지자, 그 해결책으로 LNG Offshore Terminal이 등장하게 되었는데, 그 대표적인 것이 FSRU, 콘크리트로 제작한 GBS, LNG선에 재액화 설비를 장착한 RV 등이 있다.

(1) FSRU(Floating Storage Re-Gasification Un.)

Barge형의 선박을 지어 LNG 저장 탱크와 기화

설비를 장착하여 해상에 설치하여 이곳에서 공급 받은 LNG를 기화하고 파이프 라인을 통하여 육상으로 수송하는 부유식 구조물이다. 즉 해상에서 LNG 인수기지 역할을 수행하는 것으로 GBS 콘크리트 Type의 구조물 보다는 육상에서 더 멀리 떨어진 곳에 설치할 수 있고, 비상시에는 장소를 이동할 수 있는 장점이 있으나, Turret Mooring 등 특수 계류 장비를 설치해야 하고, LNG의 Offloading 시 안정성 확보가 필요하다.



위의 첫번째 그림은 BHP에서 미국 California Ventura County의 Cabrillo Port에서 22마일 떨어진 해상에 설치하려고 계획중인 FSRU로서, Moss 형의 구형 탱크를 3개 설치하고 1.5bct 용량의 재기화 설비를 설치한 조감도이다. FSRU의 경우 Partial Loading에 의한 Sloshing의 문제로 Membrane형 탱크보다는 Moss 나 IHI의 SPB Type의 탱크가 더 적합하다. 이 FSRU는 2008년 설치를 목표로 주정부 및 관련 단체에 설치 허가를 신청중에 있으며 올해 안에 건조할 조선소를 결정할 예정이다. 이것이 완성되면 미국 캘리포니아 가스 필요량의 15% 정도를 공급할 예정이다.

(2) GBS(Gravity Based Structure)

콘크리트 GBS는 해상에 콘크리트로 구조물을 만들어서 해저면에 가라 앉혀 고정시키고 내부에는 LNG탱크를, 상감판에는 재기화 설비와 LNG 하역 설비를 설치한다. 장점으로는 부력을 받지 않으므



Figure 3-4: One of Aker Kværner designs uses two GBS units positioned end to end to create a breakwater sufficient in length for conventional LNG carriers. Both GBS contain LNG storage. Courtesy of Aker Kværner.

로 Mooring 장비 없이 안벽 같이 사용 할 수 있으며 LNG 저장 용량에 따라 1-3개의 유닛으로 제작하여 설치할 수 있다.

ChevronTexaco에서는 미국 걸프만의 Port Pelican에서 약 36마일 떨어진 곳에 이 콘크리트 GBS터미널을 지을 계획을 가지고 있다. 이 GBS는 LNG Storage Tank, 재기화 설비를 갖추고 있으며, 육상까지 파이프 라인으로 연결할 예정이고, 용량은 약 165,000 m³이며, 향후 2배로 증가시킬 계획이다. ChevronTexaco에서는 이미 DOT에서 Deepwater Port License를 받았고, 2006년 Operation을 목표로 하고 있다.

ExxonMobil에서도 이탈리아의 아드리아해에 이 콘크리트 GBS를 설치를 검토하고 있으며, IHI에서는 자사의 SPB 탱크를 이 GBS에 사용하도록 노력 중에 있다. 이 콘크리트 GBS는 현지에서 제작하는 것이 유리하고, 선박이나 해양 구조물의 건조보다는 건설에 가까운 편이라, 국내 조선소들은 관심이 없는 실정이다.

(3) Offshore Platform Conversion

새로운 FSRU나 GBS를 제작하여 설치하는 것은 초기 투자자가 많이 들어, 기존의 Offshore Platform을 개조하여 LNG Offshore Terminal로 사용하려는 시도가 여러 곳에서 나타나고 있는데, 특이한 것은 70년대에 석유나 가스 생산에 사용하다가 자원이 고갈되어 사용하지 않는 시설을 개조하거나, 해저

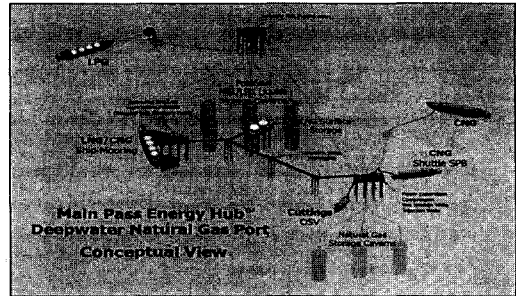


Figure 2-5: With access to numerous salt caverns, MPEH™ could store CNG, natural gas, NGL/LPG and LNG (surface tanks). Courtesy Freeport McMoRan Energy LLC.

Sulfur Mine을 생산하던 곳, 혹은 Salt Cavern에 기화된 천연가스를 압축하여 저장하려는 시도이다. 미국의 멕시코 만 연안에는 이러한 Salt Cavern이 많으므로 이를 이용하면 LNG탱크를 만드는 비용을 줄일 수 있다고 주장하고 있지만 아직 실적은 없고 1-2 곳에서 설치 허가 신청중이다. 기존의 Offshore Platform을 개조하는 경우에는 기 설치된 육상까지의 파이프 라인을 그대로 사용하므로 환경, 안전에 대한 주 정부의 승인이 신규설치 보다는 용이하다.

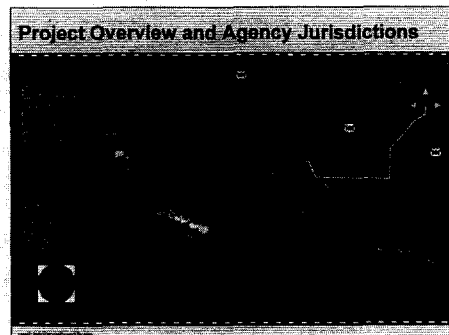


Figure 2-6: Crystal Energy proposes to convert Platform Grace, which had been used for hydrocarbon production offshore California, to an offshore receiving and regasification terminal. Courtesy of Crystal Energy.

위의 그림은 Freeport -McMoRan Sulphur LLC라는 회사가 멕시코만의 해상으로 37마일 떨어진 기존의 Sulfur Mining Facility를 개조하여 LNG 수입기지를 지으려고 하는 개념도이다. 이 회사는 미국의 McMoRan Exploration Company의 자회사로 Offshore Platform에 재기화 시설을 설치하고 해저의 Sulfur Mining에 압축된 천연가스를 저장하였다가 육상으로 운송 하려고 계획하고 있다. 이 광산

은 McMoRan에서 운영하다가 2000년에 경제성이 없어서 운영이 중단된 곳이다.

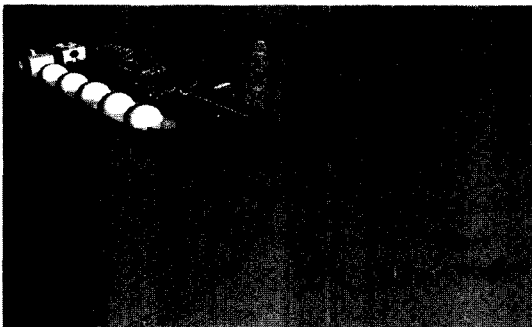
위의 두번째 그림은 미국 Crystal Energy에서 캘리포니아 연안에 1970년대에 천연가스 생산에 사용하던 Offshore Grace Platform을 개조하여 LNG 수입기지로서 사용하려는 것이다. 천연가스를 생산하던 곳이기 때문에 육상까지의 천연가스 운송은 기존의 파이프라인을 그대로 사용하며, Platform 위에 재기화 설비와 그 부대장치를 설치할 예정이다. 이 시설이 완성되면 연간 약 200bcf의 천연가스를 공급할 수 있을 것으로 추정된다.

상기 Offshore Platform 이외에도 진행중인 프로젝트에는 Conversion Gas Import에서 수행중인 Vermilion 179 Project, Bluewater Offshore에서 설계한 Offshore Terminal 등이 있으며, 가장 큰 기술적인 문제는 Mooring 과 Cargo Offloading이다.

(4) LNG - FPSO

위의 시설들은 전부 LNG 수입국에 설치될 시설들이지만 LNG-FPSO는 천연가스 생산지에 설치될 구조물이다. 호주 북부 Timor Sea의 Great Sunrise Field에 투입할 예정으로 Shell에서 개발한 것으로 길이 450m, 폭 70m로 갑판에 액화 플랜트를 설치하고 일산 1Bcf의 천연가스를 액화 시킬 수 있는 용량을 가지고 있으며 연간 500만 톤의 LNG를 미국으로 수출 할 계획이며 2009년 경 설치할 예정이다.

천연가스의 생산지나 소비지에 건설되는 해상터미널을 경제적인 면에서 비교하면 FSRU가 콘크리



트 GBS 보다는 경쟁력이 있으나, 육상터미널보다는 건설비용이 많이 드는 편이다. 그러나 LNG-FPSO는 LNG 수출기지 건설보다는 비용이 적게 들어 앞으로의 수요가 증가할 것으로 기대된다.

앞에서 열거한 LNG Offshore Terminal을 자체 설계가 가능하게 하려면, 다음 항목에 대한 엔지니어링 능력을 키워야 한다.

- * Mooring & Anchoring Arrangement
- * LNG Berthing & Unloading
- * LNG Storage - Cargo Containment System
- * LNG Re-Gasification Facility
- * Gas Metering & Pipeline Arrangement
- * Emergency Flare System
- * Power Generation
- * Fire & Leak Detection System
- * Emergency Evacuation System
- * Helicopter Facility
- * Risk Assessment & Safety Design

일반적으로 LNG Offshore Terminal을 계획할 때에는 Design, Construction, Operation, Future Usage의 4가지 단계를 기술적으로 점검해 보아야 한다. 설계적인 측면은 앞에서 기술한 엔지니어링 측면 이외에 정부 당국의 허가 및 설치할 장소의 선택이 중요하고, Construction은 Fabrication, 설치, Topside Integration, Transportation, Site Preparation 이, Operation측면은 Maintenance, Gas Send-out, 재기화, 저장, Mooring 등을 자세하게 검토해 보아야 한다. 또한 미래에 이 시설을 다른 장소에 옮겨서 재사용 할 것인지, 사용 후 폐기할 것인지도 초기에 결정 할 필요가 있을 것이다.

이에 추가하여, LNG 해상터미널을 건조할 때에 가장 중요한 요소중의 하나가 HSE(Health, Safety, and Environment) 및 Risk Assessment 분야이다. 이 분야의 중요성을 인지하고 사전에 항상 준비해야 하며, 전문가를 양성해야 할 것이다.

4. Safety & Security

LNG는 그 특성상 안정성이 항상 문제가 되고 있는데, 결론적으로 LNG는 다른 석유 부산물인 연료 보다는 안전하다는 것이다. 천연가스는 다른 연료에 비하여 발화온도가 제일 높은 편이며, 과거 40여년간 LNG를 사용해 왔으나 육상에서만 3건의 폭발사고가 있었으나, 이것은 저장탱크 보다는 파이프에서 가스가 누출하여 생긴 사건이었다. 이 사고로 인하여 각종 Rule & Regulation이 강화되었고, 아직 해상에서의 인명사고는 1건도 없다는 것이 LNG는 상대적으로 안전하다는 것을 나타내고 있다. 또한 911테러로 인하여 미국내의 천연가스 운반관련 규제가 상당히 강화되었다.

5. 결 론

전세계적으로 천연가스 사용의 급증으로 인하여 LNG의 수요가 급증하게 되었고, 이에 따라 LNG 생산기지, 수입기지, LNG운반선의 건설 및 건조도 급증할 것으로 예상된다. 2003-2007년까지 LNG와 관련하여 투자될 총액은 약 390억불로서 과거 5년간과 비교하면 2배가 넘는 금액이다. 이 중의 절반인 약 205억불은 액화시설에 그리고 110억불은 LNG운반선에, 나머지 75억불은 수입기지 건설에 사용될 예정이다. LNG선 뿐만 아니라, 앞으로는 LNG

육상 및 해상기지, 생산 설비관련 기술개발에도 상당한 노력을 기울여 LNG 강국으로서의 면모를 보여야 할 것이다. ♪

참고문헌

- * LNG: Non-Traditional Concepts for Receiving and Regasification, 2003 CWC Conference
- * LNG to 2015, Prospects for Trade & Shipping Ocean Shipping Consultants, 2003
- * 1st Annual LNG North America, March 21, 2002
- * 2nd Annual LNG North America, March 11, 2003
- * New Frontiers in LNG Shipping, GTI Conference, March 2002

김재신 | 현대중공업㈜



- 1953년 4월 생
- 1983년 MIT 조선공학 석사
- 현 재 : 현대중공업 기본설계부 부장
- 관심분야 : 천연가스, LNG 등
- 연 락 처 : 052-230-6035
- E-mail : jskim@hhi.co.kr