



저작자표시 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.
- 이차적 저작물을 작성할 수 있습니다.
- 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#) 

工學博士 學位論文

액화천연가스(LNG)를 연료로 하는
친환경 선박 개발에 따른 기술평가 및
경제성 분석

Technology Assessment and Economic Analysis of
Green Ships Fuelled by Liquefied Natural Gas(LNG)



2014년 2월

한국해양대학교 대학원

운항시스템공학과

최우정

본 논문을 최우정의 공학박사 학위논문으로 인준함

위원장 공학박사 김세원 (인)

위 원 공학박사 김순갑 (인)

위 원 공학박사 정창현 (인)

위 원 공학박사 조익순 (인)

위 원 공학박사 공길영 (인)

2014年 1月

韓國海洋大學校 大學院

목 차

List of Tables	iv
List of Figures	vi
Abstract	ix
제 1 장 서론	1
1.1 연구의 목적	1
1.2 선행 연구의 고찰	2
1.3 LNG연료 시스템의 국내외 개발 현황	5
제 2 장 LNG 관련 동향 및 배경	7
2.1 환경규제	7
2.1.1 질소산화물(NOx), 황산화물(SOx) 규제	7
2.1.2 탄소배출량 규제	9
2.1.3 가스연료 추진선박 기준	9
2.2 천연가스(Natural Gas)의 특징	10
2.3 액화천연가스(LNG) 운반선	12
2.3.1 액화천연가스(LNG) 운반선 개념	12
2.3.2 LNG선의 건조 현황	15
2.3.3 LNG선 시스템	17
2.3.4 LNG선의 주요 설비	18
제 3 장 친환경 선박 개발관련 기술현황	23
3.1 고효율 선박설계 기술	23
3.1.1 최적 선형 개발	23

3.1.2 연료절감 기술	23
3.1.3 친환경 연료사용	25
3.2 환경보전 기술	26
3.2.1 배기가스 조절 기술	26
3.2.2 선박 평형수 처리장치	27
3.3 고효율 운항기술 개발	27
제 4 장 천연가스를 연료로 사용하는 추진기관	29
4.1 추진기관의 종류	29
4.1.1 스팀터빈 기관	29
4.1.2 DFDE 기관	31
4.1.3 Two-Stroke Gas Injection기관	36
4.2 추진기관별 경제성 평가	39
4.2.1 추진기관별 건조비용 비교	39
4.2.2 추진기관별 추진효율 비교	40
4.2.3 추진기관별 연간 연료비 비교	41
4.2.4 추진기관별 배출가스량 비교	42
4.2.5 추진기관별 경제성 종합 평가	43
4.3 천연가스 메탄가(Methane Number)	44
4.3.1 메탄가의 정의	44
4.3.2 메탄가와 의 상관관계	45
4.4 메탄가 변동에 따른 이중연료 엔진의 실선 시운전 평가	46
4.4.1 실선 시운전 절차	46
4.4.2 실선 시운전 결과	48
4.4.3 실선 시운전 평가	51

제 5 장 LNG를 연료로 사용하는 선박 개발	86
5.1 선박 설계	68
5.1.1 LNG 연료탱크 종류	68
5.1.2 LNG 연료탱크 결정	70
5.1.3 LNG 연료탱크 배치	73
5.1.4 LNG 연료탱크 배치에 관한 IGF Code	74
5.1.5 LNG 연료탱크의 배치 제안	77
5.1.6 추진기의 결정	79
5.1.7 연료공급 장치의 결정	80
5.2 LNG 병커링(Bunkering) 방안	82
5.2.1 탱크로리에서 선박으로 LNG를 충전하는 방식	84
5.2.2 육상 LNG 탱크 또는 LNG Terminal에서 선박으로 충전하는 방식	86
5.2.3 Ship to Ship으로 LNG를 충전하는 방식	87
5.2.4 LNG 충전방식별 기술평가	87
5.3 LNG를 연료로 사용하는 선박의 경제성 평가	88
5.3.1 건조비용 평가	90
5.3.2 운항 연료비 평가	91
5.3.3 항로별 운항 연료비 변동에 따른 경제성 분석 평가	96
5.3.4 운항 속도 변동에 따른 경제성 분석 평가	104
5.4 향후 추진과제	106
제 6 장 결 론	108
참고 문헌	110

List of Tables

Table 2.1 LNG와 LPG 비교	11
Table 2.2 World Energy Outlook 2009	13
Table 2.3 LNG선 선복량 예측	14
Table 2.4 LNG선 수주량	15
Table 2.5 LNG선 Fleet 현황 (2011년 기준)	15
Table 4.1 LNG선 size별 권장하는 Gas Injection엔진 조합	38
Table 4.2 추진기관별 건조비용	40
Table 4.3 추진기관별 추진효율	41
Table 4.4 추진기관별 연간 연료비	42
Table 4.5 추진기관별 배출가스량	43
Table 4.6 샘플 채취 결과	47
Table 4.7 채취된 샘플 분석 결과	48
Table 4.8 실선 시운전 결과 메탄가	49
Table 5.1 추진기별 특징, 장/단점	80
Table 5.2 충전방식별 특징	88
Table 5.3 건조비용 평가(US\$)	90
Table 5.4 연간 연료 사용량	91
Table 5.5 연간 연료 절감액	92
Table 5.6 LNG Price: 640 US\$/ton의 경우 효과비용	93
Table 5.7 LNG Price: 580 US\$/ton 의 경우 효과비용	93
Table 5.8 광양항-Port Hedland 철광석 운송의 효과비용(단위: US\$)	97
Table 5.9 광양항에서 브라질 Ponta De Maderia항 철광석 운송(희망봉 남단 통과)의 효과비용(단위: US\$)	100

Table 5.10 광양항-브라질 Ponta De Maderia항 철광석 운송(파나마운하 통과)
 의 효과비용(단위: US\$) 103

Table 5.11 속도별 연간 연료절감액 105

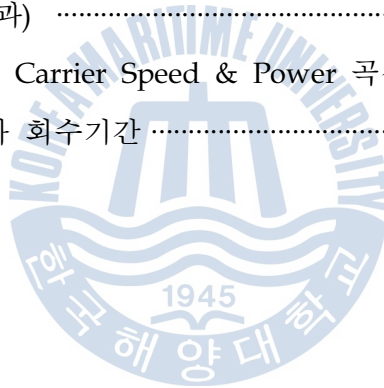


List of Figures

Fig. 1.1 에코누리(ECONURI)호의 모습	4
Fig. 2.1 질소산화물(NOx) 배출규제 PLAN	8
Fig. 2.2 황산화물(SOx) 배출규제 PLAN	8
Fig. 2.3 “LNG Edo”호의 밸러스트 에러로 인한 사고	21
Fig. 2.4 IAS와 연결된 설비	22
Fig. 3.1 Contra Rotating Propeller(CRP)	24
Fig. 3.2 MEWIS Duct	24
Fig. 3.3 Air Lubrication Technology (ALT)	25
Fig. 3.4 Solar & Wind Power	26
Fig. 3.5 Exhaust Gas Re-circulation System	27
Fig. 3.6 Optimum Trim Condition	28
Fig. 4.1 스팀터빈 기관의 스팀흐름도	30
Fig. 4.2 DFDE 기관 연결도	31
Fig. 4.3 DFDE 기관의 전력 손실도	32
Fig. 4.4 Electric Propulsion System Diagram	33
Fig. 4.5 이중연료 발전기 엔진의 요소 별 주요기술	34
Fig. 4.6 Fuel-Sharing Window	35
Fig. 4.7 Two-Stroke Gas Injection 기관	36
Fig. 4.8 Two-Stroke Gas Injection 기관 System Diagram	37
Fig. 4.9 Two-Stroke Gas Injection 기관의 Fuel Mode Type	38
Fig. 4.10 옥탄가와 수소/탄소 비율간 그래프	44
Fig. 4.11 옥탄가와 메탄가의 관계 그래프	45
Fig. 4.12 메탄가와 발전기 부하 관계 그래프	46
Fig. 4.13 실선 메탄가 결과(점선)와 Guideline(실선) 비교	51

Fig. 4.14 알제리 산 천연가스 성분	52
Fig. 4.15 인도네시아(바다) 산 천연가스 성분	53
Fig. 4.16 인도네시아(아룬) 산 천연가스 성분	54
Fig. 4.17 나이지리아(보니) 산 천연가스 성분	55
Fig. 4.18 부루나이 산 천연가스 성분	56
Fig. 4.19 이집트 산 천연가스 성분	57
Fig. 4.20 적도기니 산 천연가스 성분	58
Fig. 4.21 말레이시아 산 천연가스 성분	59
Fig. 4.22 나이지리아(NLNG) 산 천연가스 성분	60
Fig. 4.23 호주(NWS) 산 천연가스 성분	61
Fig. 4.24 오만 산 천연가스 성분	62
Fig. 4.25 카타르 산 천연가스 성분	63
Fig. 4.26 러시아(Sakhalin) 산 천연가스 성분	64
Fig. 4.27 트리나드토바고 산 천연가스 성분	65
Fig. 4.28 산지별 메탄가	66
Fig. 4.29 온도와 메탄가의 관계	67
Fig. 5.1 IGC Code에 의한 LNG 탱크 구분	69
Fig. 5.2 IHI Type-B 탱크 디자인	70
Fig. 5.3 Type-C 탱크 디자인(좌측 Bilobe, 우측 Single Type)	70
Fig. 5.4 Target Route	71
Fig. 5.5 IMO Type-C 연료탱크 형상	72
Fig. 5.6 일반 화물선(Bulk Carrier)의 LNG 연료탱크 배치	78
Fig. 5.7 유조선의 LNG 연료탱크 배치	78
Fig. 5.8 컨테이너선의 LNG 연료탱크 배치	79
Fig. 5.9 고압 펌프장치를 이용한 연료공급 장치	81
Fig. 5.10 IMO Type-C 연료탱크용 연료공급 장치	81

Fig. 5.11 탱크로리에 의한 LNG 병커링(1)	85
Fig. 5.12 탱크로리에 의한 LNG 병커링(2)	85
Fig. 5.13 LNG Terminal에서 선박으로 LNG충전	86
Fig. 5.14 Ship to Ship 으로 LNG충전	87
Fig. 5.15 83K DWT Bulk Carrier	89
Fig. 5.16 LNG 가격별 투자 회수기간	94
Fig. 5.17 포항항에서 호주 Port Hedland항 왕복운항 항로	97
Fig. 5.18 광양항에서 브라질 Ponta De Maderia항 왕복운항 항로 (희망봉 남단 통과)	100
Fig. 5.19 광양항에서 브라질 Ponta De Maderia항 왕복운항 항로 (파나마 운하통과)	102
Fig. 5.20 83K DWT Bulk Carrier Speed & Power 곡선	105
Fig. 5.21 운항속도별 투자 회수기간	106



Technology Assessment and Economic Analysis of Green Ships Fuelled by Liquefied Natural Gas(LNG)

Choi, Woo Jeong

*Department of Ship Operation System Engineering
The Graduate School of Korea Maritime and Ocean University*

Abstract

In the global trading market, the portion of shipping far exceeds that of any other trading methods. Despite the fact that shipping accounts for 80% of the world's freight, it only consumes 2% of the world's energy and has a carbon emission rate of only 3.3%. Thus, shipping is not only very efficient but also eco-friendly.

For better environment and sustainability, today's trend of increasing restriction of carbon emission and demanding more eco-friendly approach have become inevitable in the shipping industry. For example, nitrogen oxide and sulfur dioxide emission rates have already been reduced 5 to 20% of current rate since the introduction of MAPOL's regulation. In 2011, IMO has decided to implement EEDI(Energy Efficiency Design Index) which requires reduction of greenhouse gas emission to 30% of current rate to all newly built ships over the course of 12 years, starting from 2013. Since most current ships rely on bunker fuel which releases a lot of greenhouse gas, they require either nitrogen oxide reduction catalyst, desulfurization equipment, or high-priced low sulfuric fuel in order to meet the new MAPOL's regulation. However, because these methods increase the cost of building and operation, utilization of LNG(Liquefied Natural Gas) as a fuel

source has gained attention as an emerging solution recently.

LNG as fuel is not a new invention though; today LNG is used as main propulsion fuel for some Norwegian ferries and offshore vessels. The bunkering is done by truck or directly from a shore based terminal, a proven technology that works well in Norway. This is not an alternative for larger ships though, where the LNG volumes are too large and the supply from a tanker truck would be too time-consuming.

A build-up of an LNG supply chain based on ship to ship bunkering instead is therefore of significant importance for LNG to become a real alternative to Heavy Fuel oil and other bunker fuels. Nevertheless, there are no existing international guidelines for the procedure of ship to ship bunkering of LNG have not been established up to date.

This paper aims at establishing a Green Ship design for the LNG fuelled vessels and encompassing the entire bunkering operation.

KEY WORDS: LNG Fuelled vessel, Green Ship, LNG Bunkering, Greenhouse Gas, Technology Assessment

제 1 장 서 론

1.1 연구의 목적

글로벌 화물운송 시장에서 선박이 차지하는 비율은 그 어떤 수송수단보다 절대적이라고 할 수 있다. 하지만 각종 선박들이 세계 화물의 약 80%를 수송하면서도 사용하는 에너지는 전 세계 에너지 소비량의 약 2%에 불과하며, 이에 따른 탄소 배출량도 3.3% 수준으로 선박은 효율적이며, 친환경적인 수송수단이라고 할 수 있다.

그러나, 보다 더 나은 지구환경을 위한 탄소배출 규제와 친환경 요구는 오늘날 피할 수 없는 산업적 요구가 되고 있다. 이미 질소산화물(NOx), 황산화물(SOx) 등의 배출가스는 MAPOL규정이 발효되어 현재 배출량의 5~20% 수준으로 줄여야 하는 상황이다. 또한 탄소배출과 관련하여 2011년 IMO(국제해사기구) 회의에서 향후 건조되는 신조선에 대해 에너지효율설계지수(EEDI, Energy Efficiency Design Index)를 도입하기로 최종 결정함에 따라 2013년부터 2025년까지 12년간 10%씩 3차례에 걸쳐 기준 대비 30%의 온실가스를 감축해야 한다. 하지만 선박에 사용되는 연료는 석유제품 중에서도 온실가스 배출량이 많은 중유계열의 벙커유가 사용되고 있어 현재 발효된 MAPOL규정을 만족하기 위해서는 질소산화물 환원 촉매장치나, 탈황장비 또는 고가의 저 유황유 등을 사용해야 한다. 그러나 이러한 방법으로는 선박의 건조비용 및 운항비용의 증가를 피할 수가 없다. 이러한 문제에 대한 해결방안으로 최근 대두되는 해법이 바로 일반선박의 추진기 연료로 사용하는 벙커유(Bunker fuel oil) 대신에 액화천연가스(LNG)를 연료로 사용하는 선박의 개발이다.

따라서 본 연구에서는 현재에 일반선박의 추진기 연료로 주로 사용하고 있는 벙커유 대신에 LNG를 연료로 사용하는 선박개발과 관련하여 대두되고 있는 각 분야별 기술개발에 있어서 지금까지 진행된 기술개발 분야에 대한 효과와 자연 환경에 대한 영향 등을 종합적으로 예측 평가하고자 한다. 또한 LNG를 연료로 사용하는 선박운항에 따른 경제성에 대하여 주요 항목별 분석을 통해 상용화의 가능성에 대하여 연구하고자 한다. 특별히 LNG연료 추진선박은 친환경적임은 물론 연료의 효율성과 경제성을 획기적으로 개선할 수 있을 것으로 판단되며, 이

러한 선박설계에 있어서 LNG연료 추진선박의 연료 추진기 개발 및 그에 따른 전반적인 기술개발 현황에 대해서도 평가 분석하고자 한다. 이를 위한 본 논문의 주요 내용은 다음과 같이 구성하도록 한다.

제 1장은 서론으로 LNG연료 추진선박 개발의 필요성과 선행연구에 대하여 기술하고, 제 2장에서는 LNG를 연료로 사용하는 선박개발에 따른 국제적인 규제와 동향 및 천연가스의 특징을 살펴보도록 한다. 제 3장에서는 친환경적인 선박 개발관련 기술현황을 알아보고, 제 4장에서는 천연가스를 연료로 사용하는 추진기와 메탄가에 대한 개념 및 실선 시운전 결과에 대하여 평가하도록 한다. 그리고 제 5장에서는 천연가스를 연료로 사용하는 선박의 설계 및 병커링 방안에 대하여 기술평가를 하도록 하고, 기존의 병커유 연료 추진기에서 LNG연료 추진기로 변경했을 경우의 경제성 분석 평가를 83K DWT Bulk Carrier를 모델로 실제적으로 철광석 운송에 투입하고 있는 항로에 적용하여 연료비 절감을 통한 추가 고정비 회수에 대하여 비교 분석하도록 한다. 그리고 끝으로 제 6장에서 LNG연료 추진 선박 개발현황을 종합하여 결론을 지으면서 본 연구를 마무리하도록 한다.

1.2 선행 연구의 고찰

LNG연료 추진 동력원은 저탄소 녹색성장의 글로벌 트렌드와 경제성이라는 두 측면을 모두 만족시키는 차세대 선박 연료라는 점에서 선박운송 분야에서 주목받고 있는 항목이기도 하다. 이러한 친환경 LNG연료 추진선박은 아직 일반 상선으로서의 실용화 단계까지는 발전하지 못한 것으로 판단된다. LNG연료 공급을 위한 인프라 구축 및 취급시 안전성 등에 어려움이 많은 것이 사실이고, 병커유를 사용할 때 보다 LNG연료 탱크 용적도 4배 이상 커져야 한다. 하지만, LNG는 화석연료 중 유일한 친환경 연료의 대안으로 각광받고 있는 것이 사실이다.

이러한 LNG연료 추진선박 개발과 관련하여 최근에 우리나라에서 연구 발표된 선행 연구로는 LNG의 운전자 훈련시스템 개발(2011년, 신재웅외 2명, 한국지능시스템학회), LNG 공급시스템에 대한 연구(2012년, 이재익, 대한기계학회 춘추학술대회), LNG 국내도입을 위한 기반구축 연구(2011년, 구자윤외 1명, 한국항해항만학회), 선박의 탱크로서 탱크 컨테이너의 적용성 연구 및 구조설계(2012년, 김태우외 5명, 대한조선학회 논문집), LNG를 연료로 하는 가스추진선박의 기술동

향 및 분석(2012년, 김형수의 2명, 한국마린엔지니어링학회) 등이 있다.

현재까지 LNG연료 추진선박 개발 현황은 전적으로 LNG만을 사용하는 LNG 전소식 선박과, LNG와 디젤유를 혼용 사용하는 이중연료식(Dual Fuel) 선박으로 나눌 수 있다. 우리나라는 2012년 11월에 현대중공업에서 덴마크 MDT사와 공동으로 이중연료 대형엔진(35,600마력)을 개발 완료한 바 있다. LNG연료 전소선박은 연료탱크의 규격을 상당히 키워야 하기 때문에 화물적재 공간이 줄어들게 되어 원거리를 항해하는 화물선에는 한계가 있다. 따라서 LNG연료 전소선박은 항행거리가 비교적 짧은 근거리 항해용으로 사용되고, 이중연료 추진선박은 원거리 항해용으로 이용될 수 있다. 이러한 LNG연료 선박시장은 최근 들어서 기존 유럽 시장에서 북미와 일본, 중국, 싱가포르 등 아시아 지역으로도 확대되고 있으며, 선박용 충전설비 및 충전선박 등 LNG연료 추진선박 관련 인프라 사업의 확대도 전망되고 있다.

한편, LNG연료 추진선박은 기존의 디젤유 사용 선박과 비교하여 이산화탄소(CO₂) 23%, 질소산화물(NOx) 85%, 황산화물(SOx) 99% 배출량을 감소시킬 수 있을 것으로 전문가들은 내다보고 있다. 전문가에 따르면 현재 진행되고 있는 각종 환경규제를 감안할 때, 향후 15~20년 내에 선박 추진 에너지원의 약 25%가 기존 디젤유에서 LNG로 대체될 것으로 예상되고 있다.

유럽에서는 2013년 중 세계 최대의 LNG연료 추진 대형 여객선(57,000톤급)이 스웨덴-핀란드 항로에 취항할 예정이며, 미국의 한 해운사는 2012년 12월에 LNG 추진 3,100 TEU급 컨테이너선 5척에 대한 건조 계약을 체결해 2015년부터 첫 선박을 취항시킬 예정이다.

한편 우리나라에서는 인천항만공사(IPA)에서 2013년 7월에 아시아 최초의 친환경 LNG연료 추진선박인 에코누리(인천항만 홍보선)호를 취항시켰다. 이 LNG연료 추진선박은 동북아 시대의 중심항인 인천항을 홍보하기 위하여 인천항만공사가 삼성중공업에 의뢰하여 건조한 선박이다. 삼성중공업과 IPA에 따르면, 아시아 최초의 LNG연료 추진선박인 에코누리호는 인천항만공사가 2011년 5월 발주해 삼성중공업과 동성조선이 건조한 200톤(57인승)급 선박으로 LNG 10톤 주입 시 약 895km 운항이 가능한 친환경 선박이다. 선박 수명을 30년으로 환산할 경우 약 9천 톤의 이산화탄소 저감 효과와 연료비 약 90억 원을 절약할 수 있다. 특히 선

박용 디젤연료 대비 질소산화물(NOx)과 황산화물(SOx) 배출은 약 95% 이상, 분진 배출은 100%, 이산화탄소(CO₂)는 약 23% 저감되는 친환경 동력원을 갖춘 것으로 알려져 있다. 또한 이 LNG연료 추진선박은 국제 선박환경규제인 CO₂ 배출규제(EEDI)는 물론 NOx, SOx 배출규제(ECA 배출규제지역) 기준도 모두 충족하는 것으로 알려져 있다.



Fig. 1.1 에코누리(ECONURI)호의 모습 (LOA: 39m, 수선간장: 35.5m, 폭: 8m, 만재흘수 2.2m, 총톤수 : 260톤, 정원57명, LNG탱크 20m³, 속도 15노트)

1.3 LNG연료 시스템의 국내외 개발 현황

현재 LNG연료 추진선박의 기술개발은 전통적 조선강국인 북유럽에서 시작하여 전 세계적으로 적용 및 보급이 빠르게 진행되고 있는 상황이다. 유럽에서는 가스연료 추진선박 개발이 진행되어 실제 선박에 적용된 사례가 있으며, LNG연료 추진선박의 시장을 선도하기 위해 다분야에 걸쳐서 투자 중인 것으로 알려져 있다. 특히, LNG연료 추진선박은 제작 가격이 높아도 운영비 절감으로 4~6년이면 투자비용의 회수가 가능해 전체적으로 선주가 이익을 높일 수 있을 것으로 평가되고 있기 때문이다.

노르웨이선급(DNV)에서는 2015년경에 발주되는 신조선부터는 대부분 LNG연료를 쓰게 될 것이라고 예상하고 있으며, 노후선이 퇴출하고 신조선이 대체 투입되는 과정을 거치면서 2050년까지는 전 세계 선대의 대부분이 선박연료로 LNG를 사용하게 될 것이라고 전망했다.

한편, 국내 대형 조선소에서는 LNG연료 추진선박의 시장 선도를 위하여 선박용 LNG연료 추진시스템 개발을 진행하고 있다. LNG연료 추진시스템에 대하여 현재 납품실적은 없으나, LNG운반선 납품실적을 바탕으로 납품기회를 부여받을 수 있을 것으로 판단되고, 이를 위하여 LNG연료 추진시스템 산업기반의 구축과 관련 기자재의 국산화가 요구되고 있는 실정이다. 현재 LNG연료 시스템과 관련된 거의 대다수의 장비들이 개발되지 않은 상황이며, 2015년부터는 신조선의 대다수가 LNG연료를 사용할 것으로 예측됨에 따라 조속한 시일 내에 국산화가 이뤄져야 할 것이다. LNG연료 추진선박은 병커유를 사용하는 기존 선박에 대비하여 각종 환경규제에 가장 만족하는 대응책으로 떠오르고 있다. 또한 LNG연비는 석유계 연료의 연비에 대등한 것으로 분석되고 있어서, 초기 건조가격은 기존 선박에 비해 높아도 운영비 절감 등의 효과에 따라 빠르면 4~6년 안에 회수가 가능할 것으로 예측되고 있다.

유럽의 각국 정부는 우리나라의 대형 조선사들을 견제하고 자국 조선산업 및 기자재 산업 육성을 위해 기존 선박산업을 LNG연료 추진선박산업으로 빠르게 전환하고 있다. 중국에서도 차이나가스 및 조선사 공동으로 LNG연료 추진 예인선 등을 개발해 운영 중인 것으로 알려지고 있다. 중국은 양쯔강을 따라 대규모 선박용 고정식 충전소를 설치할 것이라고 밝혀 국내 조선사들이 향후 친환경 선

박 수주 부문에서 중국에 뒤쳐질 수도 있다는 우려의 목소리도 높다.

우리나라의 조선소들도 주력 선종 및 미래 선종에 LNG연료 추진시스템을 장착하기 위한 개발을 진행하고 있다. 대우조선해양의 종합 엔지니어링 자회사 디섹(DSEC)은 지난 2012년 12월 6일 미국 나스코 조선소(NASSCO, National Steel and Shipbuilding Company)와 3,100TEU급 컨테이너선 5척(옵션 3척 포함)에 대한 설계 및 자재 패키지 공급 계약을 체결했다고 발표했다. 선주는 미국의 해운 선사인 TOTE(Totem Ocean Trailer Express)사로 해당 선박은 미국선급협회(ABS)에 입급될 예정이다. 디섹은 2013년 1월부터 설계 및 자재공급에 착수한다는 계획이며, 나스코 조선소 측은 2015년 4분기까지 1호선 인도를 예정하고 있다. 해당 컨테이너선은 디섹이 개발한 선형을 적용해 길이 233.0m 폭 32.2m에 MDT사에서 개발한 가스분사 주기관(Two-Stroke Gas Injection)과 국내에서 개발된 이중연료추진(DFDE) 발전기가 장착된다.

현재 진행되고 있는 선박기술의 발전 추세를 감안하면 2050년경 거의 대다수의 선박들은 LNG를 연료로 사용할 것으로 전망되며, 국내 조선산업의 발전에 크게 기여할 것으로 판단된다. LNG연료 추진선박과 관련된 관련 부품 및 병커링 시스템, 소재산업 등 국내의 기자재 산업과 가스 관련 산업들이 국내의 경제발전에 크게 이바지할 수 있을 것으로 기대된다고 하겠다.

제 2 장 LNG 관련 동향 및 배경

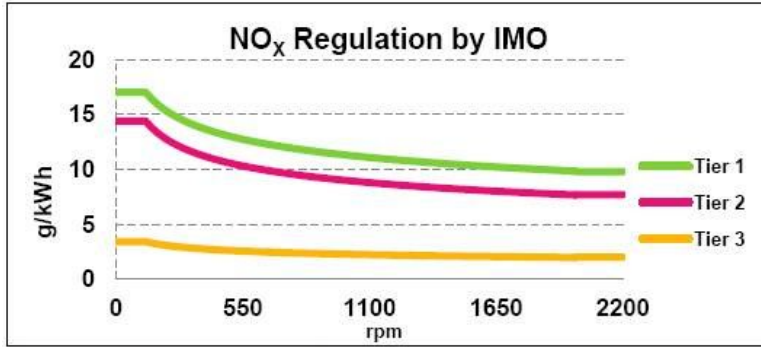
2.1 환경규제

2.1.1 질소산화물(NOx), 황산화물(SOx) 규제

해상안전과 해양환경에 관한 UN 산하 전문기구인 국제해사기구(IMO)에서 해양오염방지협약 부속서 6장(MARPOL ANNEX VI)으로 1997년에 채택한 「선박에 의한 대기오염방지 규칙」에 따르면,

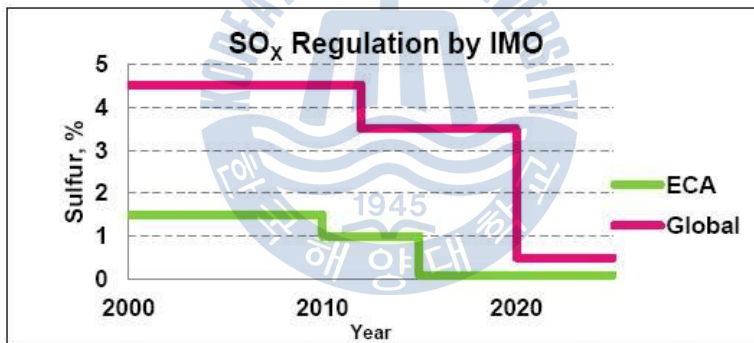
1) 질소산화물(NOx)의 배출을 억제하기 위하여 2006년 6월 29일 이후 신조 선박에 설치하는 130kW(176PS) 이상의 디젤기관은 질소산화물 배출기준에 적합하여야 하며, 294kW(400PS) 미만 디젤기관은 2009년 6월 29일 이후 신조되는 선박부터 적용해야 하고(Fig. 2.1 참조),

2) 황산화물(SOx)의 배출량을 줄이기 위하여 선박 소유자는 황산화물 배출규제 해역(북해, 발틱해)에서 선박용 연료유의 황 함유량이 1.5% m/m(percentage per mass) 이하인 연료유를 사용해야 하며, 선박에 연료유를 공급하는 자는 황 성분이 기재된 연료유 공급서의 사본과 연료유 견본을 선박의 소유자에게 제공해야 하고, 선박 소유자는 공급서의 경우 3년간, 견본은 1년간 본선에 보관하여야 한다 (단, 배출규제 해역이외의 선박용 연료유 황 함유량 : 4.5% m/m이하) (Fig. 2.2 참조).



Item	Year	NOx
Global	Prior to 1 Jan. 2011	Tier I
	After 1 Jan. 2011	Tier II
Emission Control Area	After 1 Jan. 2016	Tier III

Fig. 2.1 질소산화물(NOx) 배출규제 PLAN



Item	Year	SOx
Global	Prior to 1 Jan. 2012	4.5% m/m
	After 1 Jan. 2012	3.5% m/m
	After 1 Jan. 2020	0.5% m/m
Emission Control Area	Prior to 1 July 2010	1.5% m/m
	After 1 July 2010	1.0% m/m
	After 1 July 2015	0.1% m/m

Fig. 2.2 황산화물(SOx) 배출규제 PLAN

2.1.2 탄소배출량 규제

국제해사기구(IMO)는 2011년 7월 11일부터 5일간 영국 본부에서 개최한 '제62차 해양환경보호위원회(MEPC 62)회의'에서 선박 온실가스(GHG, Green House Gases) 배출 감축안을 채택했다. 이에 따르면 2013년부터 새로 건조되는 400 GT 이상의 선박에 대해 에너지효율설계지수(EEDI)를 적용하게 된다. 에너지효율설계지수는 1톤의 화물을 1해상마일 운송 시 발생하는 이산화탄소 배출량을 말하는 것으로, 원유 및 가스선 등 에너지효율이 취약한 초대형선박에 적용함에 따라 온실가스 배출량을 줄일 수 있을 것으로 기대되고 있다.

건조계약 단계의 선박, 건조단계에 있는 선박 중에서 2013년 7월 1일 이후 용골 거치가 이뤄지는 선박, 그리고 2015년 7월 이후 인도되는 선박에 적용된다. 벌크선, 가스선, 탱커, 컨테이너선, 일반화물운반선, 냉장화물운반선 등 총 7개 선종에 대해 EEDI가 적용되며, 2013년 이후 12년 동안 10%씩 3번 감축해 기준대비 30%의 온실가스 감축 효과가 기대되고 있다.

국제해사기구는 또한 모든 운항선박에 대해서도 에너지 효율을 증대시키는 에너지효율관리계획(SEEMP, Ship Energy Efficiency Management Plan) 절차를 제공할 것을 요구하고 있다. 그러나 400 GT 이상 선박 적용시기에서 최대 4년 동안의 유예기간을 주는 단계적인 이행방안이 채택됐다.

2.1.3 가스연료 추진선박 기준

해양수산부는 유류가격의 급등과 지구 온난화 방지를 위한 친환경 에너지 사용 추세에 따라 선박의 연료사용이 벙커유에서 친환경 연료인 LNG로 점진적으로 바뀌어 가고 있음에 대비하여 가스연료 추진선박 기준을 마련하였다. 이와 같은 LNG연료 추진선박 건조 추세에 맞추어, 선박운항 안전 확보를 위한 '가스연료 추진선박 기준'(고시 제 2013-54호)의 제정 고시를 추진하였다.

이 기준은 국제해사기구에서 정한 '가스추진선박 지침'을 준용하여 제정된 것으로서 선체배치 및 시스템, 화재안전, 전기설비, 제어·감시 장치, 압축기 및 가스기관, 제조 및 시험 등 총 36개 조항으로 구성되어 있다.

주요 내용으로는 가스탱크, 가스배관, 가스처리 압력용기 등의 재료는 한국산업

규격 또는 이와 동등한 기준에 적합해야 하며, 녹는점이 섭씨 925도 미만인 재료는 가스탱크의 외부 관(管)장치에 사용해서는 안된다고 규정하고 있다. 가스연료의 저장, 공급 및 사용을 위한 구역은 위험구역의 수와 범위를 최소화 하도록 배치해야 하며, 출입구를 포함한 탱크실의 경계면은 가스밀(密) 구조이어야 하며, 가스연료기관이 설치된 기관구역에 인접하여 설치해서는 안된다. 가스관장치는 섭씨 45도의 과열상태에서 압력을 충분히 견딜 수 있어야 하고 액화가스 저장탱크는 독립형이어야 하며, 배관 이음부는 가스 저장탱크에서 가장 높은 액면보다 상부에 부착돼야 하며, 기준온도에서 98% 보다 초과 적재되어서는 안된다. 또 갑판상의 가스연료의 저장은 압축이나 액화 형태의 가스로 배출된 가스가 축적되지 않도록 자연통풍이 충분히 되는 곳에 위치해야 한다. 가스탱크는 넘침에 대한 감시와 보호장치가 되어 있어야 하며 각 탱크는 적어도 1개 이상의 원격 압력 지시 장치로 감시되어야 하는 등의 내용이다.

2.2 천연가스(Natural Gas)의 특징

천연가스의 일반적인 성질은 공기보다 가볍고, 액화시 체적이 감소하고, 무색무취이나 누설시 알 수 있게 부취제가 첨가되며, 냉열 이용이 가능하고, 천연고무에 대한 용해성이 없다. 용도로는 연료(도시가스, 발전용 연료, 공업용 연료), 냉열이용(제조 냉동창고, 냉동식품, 저온분쇄, 해수 담수화 냉각), 화학공업 원료(메탄올, 암모니아의 냉각) 등으로 쓰인다.

액화천연가스(Liquid Natural Gas)는 -163°C 에서 액화된 상태로 다음과 같은 특성을 가진다.

- 1) 약 -160°C 내외의 초저온 액체이다.
 - 2) 액화에 의해 상온에서의 가스에 비해 부피는 1/600로 줄어든다.
 - 3) 비(등)점 상태에 있는 액체이다.
 - 4) 밀도는 물의 반 정도이다.
 - 5) 가연성이나 그 Vapor의 연소 범위는 좁다.
 - 6) 대기로 누설하면 급속히 증발하여 수분을 응축 하얗게 구름을 형성한다. 그리고 LNG는 또한 다음과 같은 물리, 화학적인 특징을 가지고 있다.
- 1) 무색, 무취의 액체이다.

- 2) 증발 잠열은 크다.
- 3) 휘발성이 높고, 점도는 낮다.
- 4) 유전력이 높고, 고도의 전기적 부도체이다.
- 5) 부식성, 유독성은 없고, 물에 거의 녹지 않는다.

Table 2.1 LNG와 LPG 비교

구분		종류		LNG	LPG	
		주성분		Methane	Butane	Propane
물 성	비중	물대비	0.42	0.60	0.58	
		공기대비	0.55	2.01	1.52	
	연소 범위(%)	5~15	1.5~9.0	2.0~9.5		
	발화 온도(°C)	537	287	450		
	액화 온도(°C)	-162	-0.5	-42.1		
주용도		도시가스	교통수단 연료(높은 액화온도로 인해 10~20%의 Propane 혼합사용)	가정, 취사		

2.3 액화천연가스(LNG) 운반선

2.3.1 액화천연가스(LNG) 운반선 개념

액화천연가스 운반선(Liquefied Natural Gas Carrier, 이하 LNG선)은 탄화수소의 혼합물인 천연가스를 대기압 하에서 -163°C 로 액화시켜 단열구조를 가진 화물창(Cargo Containment System)에 보관하여 운반하는 선박을 일컫는다. LNG의 해상수송은 1950년대 초부터 검토되기 시작해 1958년 미국 알라배마 조선소에서 화물선을 개조해 만든 메탄 파이오니아(Methane Pioneer)호를 건조하면서부터 시작됐다.

형식별로 LNG선의 역사를 살펴보면 독립형은 1964년 콘치형식의 Methane Princess호($27,400\text{m}^3$), 멤브레인 방식은 1969년 Polar Alaska호($71,500\text{m}^3$)가 각각 효시를 이뤘다. 그리고 1973년 모스형 LNG선이 건조되어 세계 LNG선 시장은 모스형과 멤브레인형이 주류를 이루게 됐다. 이들은 모두 유럽에서 개발되었으며 유럽조선소들은 1980년대 초반까지 LNG선 시장을 독점했다. 그러나 1981년 일본조선소가 모스형 $127,000\text{m}^3$ 급 LNG선을 건조하기 시작해 세계 최대 LNG 수입국의 위치를 활용하여 1983년부터 일본 3대 조선소가 세계 LNG선 시장을 주도하기에 이르렀다.

우리나라는 중화학공업 육성정책에 따라 1972년 현대중공업이 대형조선소를 착공하기 시작해 1973년 대우조선, 1974년 삼성중공업이 조선산업에 참여했다. 그 후 1983년 조선산업 세계 수주 점유율 두 자리 수(19.2%)를 달성했고, 1987년 우리나라에 천연가스시대가 열림과 동시에 정부의 “우리 화물은 우리 해운회사가 운송하고, 우리 배는 우리 조선소에서 건조한다”는 방침 아래 동력자원부, 상공부, 해운항만청, 한국가스공사에서 국적 LNG선 사업을 착수했다.

1991년 국내 최초의 LNG선이 현대중공업에 의해 건조를 시작해 유럽보다 30년, 일본보다 13년이 늦은 1994년 모스형 $125,000\text{m}^3$ 급 LNG선을 선보이게 된다. 그 뒤를 이어 대우조선, 삼성중공업, 한진중공업이 총 17척의 국적 LNG선을 건조하게 되면서 세계 LNG선 시장에 우리나라 LNG선 기술을 알리게 됐다. 1990년대 후반부터는 일본조선소를 제치고 LNG선 시장에서 독보적인 위치를 차지했다. LNG선의 규모는 점차 대형화되어 1970년대 중반 $125,000\text{m}^3$ 급으로, 1990년대

중반 137,000m³급으로, 그리고 2000년대 들어서는 260,000m³급까지 용량이 대형화되었다. 미국 에너지정보기관인 EIA에 따르면 2001년부터 2025년까지 세계 천연가스 소비량은 매년 평균 2.8%씩 증가할 것으로 예상된다. 세계 천연가스 소비량은 2007년 2,512 Mtoe(Million Tonnes Oil Equivalent)에서 2030년 3,561 Mtoe로 늘어날 전망이다.

Table 2.2 World Energy Outlook 2009

Item	1980	2000	2007	2015	2030	Annual Growth Rate(2007~2030)
Coal	1,792	2,292	3,184	3,828	4,887	1.9%
Oil	3,107	3,655	4,093	4,234	5,009	0.9%
Gas	1,234	2,085	2,512	2,801	3,561	1.5%
Nuclear	186	676	709	810	956	1.3%
Hydro	148	225	265	317	402	1.8%
Biomass& waste	749	1,031	1,176	1,338	1,604	1.4%
Others	12	55	74	160	370	7.3%
Total	7,228	10,018	12,013	13,488	16,790	1.5%

Source : EIA "Annual Energy Outlook 2009"[1]

이 수치는 석유의 연간 소비 증가율 0.9%를 크게 앞서는 것으로 이는 천연가스 소비량이 가장 많은 미국을 선두로 유럽과 아시아에서도 소비가 급속하게 늘어나고 있는 것을 감안한 예상치이다. 특히 미국은 소비가 기하급수적으로 늘고 있어, 천연가스 수입국으로 전략한 상태이다. 이에 따라 카타르와 오만, 호주, 나이지리아, 이집트, 이란, 사우디 등이 천연가스 개발에 박차를 가하고 있으며, 현재 생산 중인 가스전의 설비를 확장하는 한편 새로운 가스전을 찾아 나서고 있다.

세계 천연가스 수송은 2009년말 기준으로, 파이프라인을 통한 수송량은 633.8 BCM(Billion Cubic Meter)으로, 선박을 이용한 242.8 BCM의 2.6배에 이른다. 즉, LNG선으로 운반한 천연가스 규모는 육상 파이프라인을 통해 운반되는 양의 1/3 수준이다. 그러나 선박을 통한 천연가스 수송량은 연간 5.6%씩 성장하고 있으며, 2020년에는 640 BCM 그리고 2030년에는 790 BCM에 이를 것이라 예상되고 있다.

여기에 2011년 3월에 발생되었던 일본 원전 사고를 계기로 일본 내 모든 원자력 발전소 증설 계획이 백지화되었다. 또한 전 세계적으로도 원자력 발전에 대한 우려가 높아짐에 따라 원자력을 대체할 에너지 자원에 대한 관심이 급증하고 있다. 이와 더불어 배럴당 100달러에 육박하는 고유가는 석유 대체 자원에 대한 시장 관심의 또 하나의 이유가 되고 있으며, 이를 통해 향후 천연가스에 대한 급격한 수요 증가를 예상할 수 있다. 이러한 추세라면 앞으로 추가 LNG선이 더욱 많이 필요하게 될 것이며 대량발주 또한 예상된다.

Table 2.3 LNG선 선복량 예측

Year	LNG TRADE				LNG SHIP DEMAND			
	Bcf/d Trade	Mt LNG Trade	Growth P.a. Prev 10yrs	M3 LNG Trade	Productivity Tons/dwt	Demand M dwt	No. of ships	New ships p.a.
1990	6.6	50.6	6.3%	112.4	13.3	3.8	44	
2000	12.7	97.3	6.5%	216.3	13.9	7.0	81	4
2010	27.3	209.3	7.7%	465.0	8.0	26.1	302	22
2020	50.0	383.3	6.1%	851.7	9.0	42.6	493	19
2030	66.0	505.9	2.8%	1,124.2	9.0	56.2	651	16

Source : "BP statistical review of world energy"[2] and Clarkson "Shipping Intelligence Weekly"[3]

2.3.2 LNG선의 건조 현황

지난 2002년부터 세계 금융 위기가 발생되기 전까지 LNG에 대한 수요는 급격하게 증가하여 LNG선에 대한 전례 없는 수주 행진이 진행되었다. 2002년부터 2007년 11월까지 세계 각 조선소에 건조되어 인도된 LNG선은 총 118척에 달했다. 이러한 세계 LNG선 시장 호황으로 우리나라의 수주량도 2005년 33척에서 2006년 27척으로 세계 시장에서 85.4%의 점유율을 보였으며, 2007년에는 34척을 수주하였다.

Table 2.4 LNG선 수주량

구분	2005년			2006년			2007년 9월		
	천GT	척 수	점유비 (%)	천GT	척 수	점유비 (%)	천GT	척 수	점유비 (%)
한국	3,470	33	79.6	3,616	27	85.4	1,751	14	94.7
일본	706	7	16.2	611	5	14.4	53	1	2.9
중국	95	1	0.0	0	0	0.0	45	5	2.4
EU	91	1	0.0	4	1	0.1	0	0	0
전세계	4,361	42	100	4,234	34	100	1,849	20	100

세계 금융 위기로 인해 잠시 주춤하였던 LNG선 발주량은 글로벌 경제 회복 및 유가 상승과 더불어 되살아나기 시작하였다. 2011년 5월 기준으로 인도된 LNG선은 363척 51.0 MCM(Million Cubic Meter)에 달하며, 현재 건조 중인 선박과 발주 예정 선박을 합하면 400척 이상으로 운항선박이 늘어날 전망이다(Table 2.5참조).

Table 2.5 LNG선 Fleet 현황 (2011년 기준)

LNG Carrier Fleet, 천m ³	Year End				01-May-11	
	2007	2008	2009	2010	척수	천m ³
40-60,000 CBM	253	163	163	122	3	122
60-100,000 CBM	1,307	1,383	1,383	1,295	17	1,295
>100,000 CBM	30,006	38,918	45,716	50,130	326	50,278
TOTAL FLEET	31,818	40,661	47,469	51,774	363	51,932
TOTAL M. DWT	17.7	22.4	26.1	28.3	363	28.3

현재의 상황과 향후 천연가스 수요를 바탕으로 판단해 볼 때, 국제금융위기와 같은 글로벌 침체가 발생하지 않는다는 전제 하에 지난 2000년대 중반의 LNG선 대량 발주 상황이 다시 한 번 재현될 가능성이 높다. LNG선 선복량은 상승기조가 지속되어 향후 2020년에는 84 MCM, 2030년에는 106 MCM에 육박할 것으로 예상되고 있다.

이러한 우리나라 LNG선 시장의 양적인 성장에 대비하여 해결해야 할 주요 과제로는,

첫째, LNG선의 Cargo system 등 관련 핵심 기자재의 국산화이고,

둘째, LNG선 대형화 추세에 대응한 LNG선 시운전을 위한 접안 시설 보완 및 터미널 증설이고,

셋째, 중국의 추격이다.

이 중에서 중국의 추격은 세계 LNG선 조선시장을 양분하고 있는 한국과 일본을 위협하고 있다. 특히, 2002년에는 후동 중화조선소가 중국에서는 처음으로 LNG선을 수주, LNG선 시장에 첫발을 내디뎠으며, 2008년 4월 3일에 건조를 완료하였다. 1991년 한국조선소로는 처음으로 현대중공업이 LNG선을 수주한 것과 비교하면 11년의 격차가 난다. 전문가들은 중국이 세계 LNG선 시장에 본격적으로 진출하면 LNG선 가격이 1억 달러 아래로 추락할 가능성이 높은 것으로 예상하고 있다. 그러나 기술혁신을 통해 중국의 추격을 상당기간 늦출 수 있다. 국내 조선산업이 세계 1위를 달리는 비결은 불가능을 가능하게 한 추진력과 끊임없는 기술혁신 덕분이었다. 고부가가치 선종을 중심으로 그리고 핵심 설비 등에 대한 기술의 고도화를 추진해 나간다면, 우리의 경쟁력을 계속 유지할 수 있을 것이다.

2.3.3 LNG선 시스템

-163℃의 LNG를 단열창 내에 보관하여 운반하더라도 완전 단열이 되지 않기 때문에 외부에서 유입되는 열에너지와 선박의 움직임으로 인한 운동에너지 등으로 인하여 계속해서 자연증발가스(Natural Boil-off Gas, 이하 NBOG)가 발생한다. 이렇게 증발하는 가스의 주성분은 인화성이 매우 강한 메탄(Methane, CH₄)으로 선박 추진을 위한 연료로 사용하고 있다. 이러한 특성으로 인해 수많은 설비들과 기술이 요구되는데, LNG선의 특징과 주요 설비들에 대해 살펴보도록 한다.

LNG선의 특징을 보면 다음과 같다.

- 1) 극저온의 LNG를 담고 있는 화물창 내면이 저온 취성이 강한 Invar(니켈 36%합금강), Stainless steel 혹은 알루미늄 합금으로 되어 있다(Invar: NO96, Stainless steel: Mark III, 알루미늄 합금: MOSS Type).
- 2) 외부로부터 화물창으로의 열 침입을 막기 위하여 특수목재의 합판에 Perlite (800℃ 이상 가열 시 투명하게 되는 화산암을 0.01~0.1mm의 Ball형식으로 만든 것) 또는 Fiber Glass를 채워서 만든 것(NO96)과 Poly Urethane Form 판넬과 Triplex(Aluminum Foil 양측에 유리섬유를 부착한 것)를 이용하는 것(Mark III) 등으로 단열시켜 준다.
- 3) 화물창 내에서 자연적으로 발생하는 NBOG를 선박 추진 연료로 사용하기 위한 시스템 및 설비가 갖추어져야 한다. 이러한 시스템을 증발 가스 처리 시스템(Boil-off Gas Management System, 이하 GMS)이라 하고, 설비로는 가스 압축기(Gas Compressor)가 준비되어야 하며, 선박추진 방식에 따라 Boiler, Dual Fuel Diesel Engine, Gas Turbine 등의 장치가 있으며, 최근에는 증발 가스를 다시 액화시키는 재액화 설비(Re-liquefaction Plant)를 갖추기도 한다.
- 4) 인화성이 강한 LNG를 적재하기 때문에 Type 2G로 분류되어 고도의 예방조치를 필요로 하며, 이를 위하여 고기능의 자동화 시스템을 이용하여 선박을 안전하게 감시하고 통제할 필요가 있다.
- 5) 선박의 수명을 35년에서 40년 정도로 길게 유지한다.

2.3.4 LNG선의 주요 설비

LNG선의 주요 설비들은 다음과 같다.

1) 화물 관련 설비

(1) Cargo Pump

액상의 화물을 운송하기 위한 설비이다. LNG선에 사용되는 Cargo Pump는 주로 Submerged Pump로 이는 전동모터와 펌프가 결합된 형태로서 화물창 내에 설치되어 있으며, 펌프는 화물 배출용 배관에 결합되어 있다. 전원은 구리나 스테인리스강으로 피복된 보호 파이프를 통하여 화물창 내부의 화물속으로 공급된다. 이러한 펌프는 저액면 상태에서 기체상태로 노출되어 고속 회전함으로써 심각한 소손을 유발할 수 있다. 즉, 펌프는 액화천연가스에 의해 각부 윤활을 하고 있으므로 저액면 상태에서는 베어링 등 구동부의 Dry Running이 발생할 수 있어 이에 대한 보호대책이 필요하다. 또한 펌프 기동 시 출구 측 밸브의 개도를 적절히 조절하여 급격한 압력상승이나 모터의 과전류 발생을 방지하여야 한다.

(2) Cargo Compressor

적하 시 액화가스에서 발생하는 가스의 양은 급격히 증가하게 되며, 이를 해소하지 않을 경우 화물창 내부의 압력이 증가하고 선박은 위험상황에 처하게 된다. 따라서 선박에서는 이 가스를 다시 육상 탱크로 전송하기 위한 압축기가 설치된다. 반대로 양하 시 본선 화물창의 액위가 떨어지면서 화물창 내의 압력이 떨어지게 된다. 이 경우는 육상 측 압축기를 통하여 본선으로 가스를 이송함으로써 화물창이 부압에 의해 손상되는 것을 방지하게 한다.

(3) Spray/Strip Pump

Spray Pump는 화물창의 온도를 낮추기 위한 설비로써, 펌프로 이송된 액화가스는 각 화물창 상부에 설치된 노즐을 통해 분사되며, 이 때 분사된 액은 기화되면서 화물창의 온도를 낮추어 극저온의 액화가스를 저장하는데 무리가 없게 준비한다. 또한 Strip Pump는 화물창을 비우기 위한 목적으로 Cargo Pump가 처리할 수 없을 정도의 저액면에서 작동하여 액을 하나의 화물창에 모으기 위한 이송 역할도 수행한다.

(4) 화물 자동 적/양하 제어 시스템

액화 천연가스의 위험성을 회피하면서, 선박이 목적하는 화물의 적/양하를 달

성하기 위해서는 많은 작업이 이루어져야 한다. 여기에는 복잡한 배관의 준비와 하역 펌프의 기동 및 정지 그리고 수급할 액화천연가스의 양을 최적화하기 위한 조작 등이 포함된다. 만약 이러한 작업을 단순히 운전자의 숙련에 의존한다면 혹시 있을 수 있는 실수에 의해 중대 사고의 발생 가능성뿐 아니라 생산 또는 수급 기지에 물리적 손상을 주어 장기적이고 막대한 손실을 유발할 것이다. 이는 연간 단위의 물량을 계획하여 생산 또는 이송하는 액화 천연가스 이송산업에 중대한 영향을 미칠 수 있는 것이다. 이를 위해 화물 자동 적/양하 시스템은 각 작업단 계별 점검사항을 확인하며, 주요 사항이 발생하거나 또는 발생 이전에 경고를 운전자에게 전달함으로써 이러한 사고를 방지한다. 그리고 동시에 많은 작업을 수행하는 단계에서 인간의 인지와 반응에 의존하는 것이 아니라, 이미 계획되어 있는 작업순서에 따라 자동적으로 제어시스템의 조작이 가능하게 하여 안전하면서도 신속한 작업을 수행할 수 있도록 구성되어 있다. 제어시스템에 의한 자동제어 시 공정상의 이상유무 뿐 아니라 제어시스템 자체에 대한 이상유무를 감시하는 안전장치를 구성하는 것이 중요하다. 이는 시스템이 잘못된 정보를 참조하여 제어할 경우 대형사고를 발생시킬 수 있으며, 이를 최대한 회피하기 위한 안전 조치이다.

2) 연료 가스 공급/발생 설비

(1) Low Duty Cargo Compressor

화물창에서 발생하는 NBOG 또는 연료로 사용하기 위해 강제 기화된 가스를 보일러로 이송하는 장치이다. 이를 통해 화물창 내의 압력을 일정하게 유지할 수 있다.

(2) Forcing Vaporizer

LNG선의 경우 외부 열 침입 및 선체운동에 의한 NBOG는 전체 화물량의 약 0.15%/day이다. 이는 보통 현재 건조되고 있는 선박을 기준으로 선박 추진력을 얻는 연료의 약 35~45% 정도에 해당하며, 그 이상의 추진력을 얻고자 할 경우 화물의 일부를 강제 기화시켜 발생시킨다. 그러나 시장의 연료유 가격과 LNG의 가격을 비교, 이러한 강제 기화가 시장성이 있는가를 판단하여야 하며, 시장의 가격 변동에 따른 전체 선박의 연료공급에 대한 기준을 설정하여야 한다.

(3) Gas Heater

압축기에서 보내진 가스를 연료로써 사용할 수 있는 온도로 가열하여 엔진에 공급하는 장치이다. 저온의 액을 증기를 이용하여 가열하므로 증기공급 계통에 이상발생시 응축된 증기가 결빙되어 손상을 발생시키는 것을 방지하기 위한 안전 장치가 필요하다.

(4) 가스 관련 제어 시스템

NBOG는 화물창 내에서 계속 발생한다. 하지만 그 발생량은 선박의 여러 조건에 따라 수시로 변화하며, 크게는 1년 단위의 계절별 대기온도 조건과 짧게는 주/야간의 대기온도 및 해수온도에 의해 영향을 받는다. 특히 액화천연가스 생산기지에서 화물을 선적할 경우 화물창 내의 온도가 많이 올라간 상태이므로 NBOG의 발생이 가장 많은 시기이다. 이렇게 발생한 가스는 대기에 방출되거나 어느 정도 화물창 내에 압축을 시키며 엔진에 공급하게 된다. 하지만 선박의 화물창 설계조건을 초과할 경우 이를 대기에 방출하거나 강제로 보일러에서 연소시키기 위한 제어장치가 필요하다.

3) 밸러스트 관련 설비

화물관련 시스템과 함께 선박의 구조적 안전성과 복원력에 관련된 시스템이다. 따라서 선박은 항상 화물의 적/양하 시 동시에 밸러스트(평형수, Ballast) 작업을 병행하여야 한다. 밸러스트 제어를 실패할 경우 화물의 적/양하 시간이 길어질 수 있으며, 선박의 입출항 시 제약조건을 만족시키지 못하고 운항 자체가 불가능해 질 수도 있다. 이러한 밸러스트 작업의 난이도는 크게 높지 않으나 장시간에 걸쳐 시스템을 감시하며, 미세조정을 하여야 함으로써 운전자의 피로도를 높이고 나아가 동시 작업 중인 화물의 적/양하에도 영향을 미칠 수 있다. 따라서 화물 자동 적/양하 시스템은 운전자의 조작을 최소화하면서 신뢰성을 갖고 작업을 진행할 수 있도록 구성하여야 한다.



Fig. 2.3 “LNG Edo”호의 밸러스트 에러로 인한 사고

4) 선박안전 제어시스템

선박안전 제어시스템(Emergency Shutdown System)은 LNG선의 특성을 고려하여, 저온의 화물이 누설할 수 있는 상황, 화재 발생에 따른 폭발가능성, 부압에 의한 탱크의 파손을 회피하기 위해 선박의 하부시스템을 긴급 차단함을 목적으로 한다. 다른 안전 시스템과 같이 신뢰성과 선박의 유용성을 극대화하기 위한 설계가 고려되어야 하며, 각 안전상태가 서로 상충되지 않도록 운전 시나리오의 세밀한 검증이 이루어져야 한다. 이와 관련된 하부 시스템으로는 화물창 감시 시스템, 가스 압축기, 가스 가열기, 하역펌프 원격밸브제어 시스템 그리고 엔진 등이 있다.

5) 중앙감시 제어시스템

LNG선에는 상기와 같은 설비들의 특성들을 고려한 첨단화된 중앙감시 제어시스템이 장착되어 있다. 이 중앙감시 제어시스템을 주로 IAS(Integrated Automation System)라 하는데, 화물을 안전하게 수송하고 NBOG를 원활히 처리하기 위한 설비들을 감시하고 효율적으로 운전하는 역할을 하고 있다.

다음 Fig. 2.4는 IAS와 연결된 설비들을 나타내고 있다.

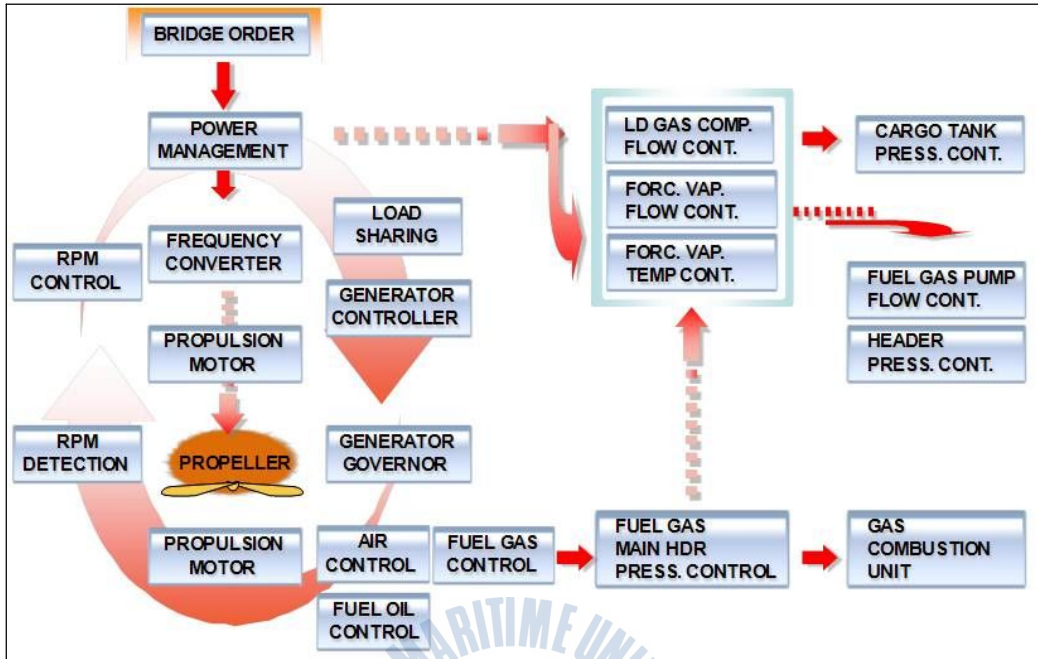


Fig. 2.4 IAS와 연결된 설비

그림과 같이 LNG선에 사용되고 있는 IAS에는 많은 설비들이 연결되어 있으며, IAS에서 원격적으로 상태 감시 및 자동제어가 되고 있다. 그러므로 이들에 대한 유기적 관계를 함께 이해하고 있어야 안전하고 원활한 운전을 할 수 있다.

또한, IAS는 운전의 안전성을 확보하기 위하여 이중(Redundancy) 및 분산 형의 구성을 가지고 있다. 즉, 운전시스템이 이중화되어 있으며, 제어기가 분산구조를 가지며, 운전시스템과 연결된 네트워크 구성도 2개의 독립된 전송선로를 가지고 있다.

LNG선을 원격에서 상태 감시 및 제어를 하기 위하여 각종 입출력 신호를 위한 검증된 모듈들이 현장으로 분산된 구조를 가지기도 한다.

제 3 장 친환경 선박 개발관련 기술현황

3.1 고효율 선박설계 기술

3.1.1 최적 선형 개발

선박의 속도성능과 연료소모 성능을 좌우하는 마찰저항, 조파저항, 와류저항 및 공기저항은 선박의 선형 최적화에 따라 다르게 나타난다. 선형 최적화는 고효율 선박 설계의 50% 이상이 선형 개발에서 기인할 정도로 가장 기본이 되는 선박설계 기술이며, 이는 보통 생산성과 운항 경제성을 함께 고려한 최적의 선형설계를 위해 CFD(Computational Fluid Dynamics, 전산유체역학) 기술을 이용한 선형 해석과 최적화 알고리즘으로 개발되고 있다.

3.1.2 연료절감 기술

프로펠러의 효율향상은 연료절감 효과를 가져 오며, 이에 따라 프로펠러 설계 기술개발 및 프로펠러 효율향상 장치의 개발이 진행되고 있다.

그림 3.1과 같은 Contra Rotating Propeller(CRP)는 연간 12~16%의 연료절감 효과를 가져 온다는 연구결과가 있으며, 프로펠러 캐비테이션 방지에도 효과가 있는 것으로 알려져 있다. Rudder Bulb, Propeller Boss Cap Fin(PBCF), Mewis Duct 등의 보조장치도 2~5%의 연료절감을 기대할 수 있다(Fig. 3.2 참조).



Fig. 3.1 Contra Rotating Propeller(CRP)



Fig. 3.2 MEWIS Duct

선체의 저항을 줄이기 위한 “Air Lubrication Technology(ALT)도 10~20%의 연료절감을 기대할 수 있으며, “Low Frictional Coating(LFC)기술을 통한 선체 외판 도장기술도 약 4% 이상의 효율을 향상시킬 수 있다(Fig. 3.3 참조).

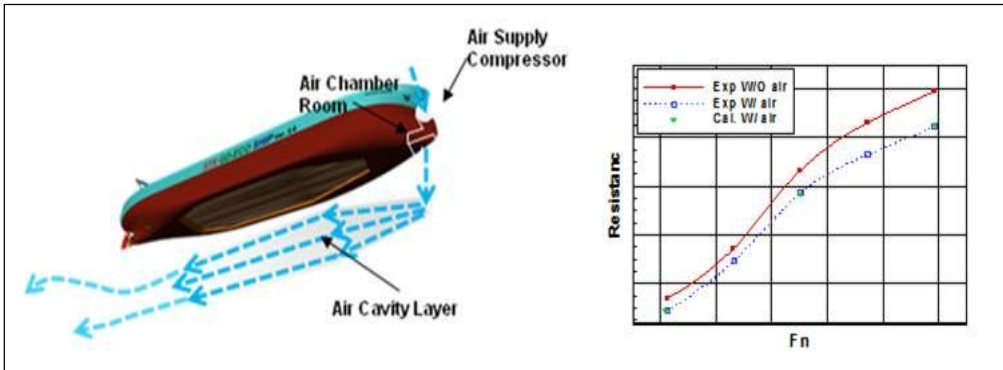


Fig. 3.3 Air Lubrication Technology (ALT)

3.1.3 친환경 연료사용

“Waste Heat Recovery System”은 선박 엔진의 폐기관 고열을 이용한 스팀발전 방식으로 전력을 생산하는 시스템으로 10% 이상의 효율 향상을 기대할 수 있다. 이를 위해 스팀 발전기를 비롯한 추가 설비가 선박건조 비용에 포함되지만 2년 내에 회수된다는 연구결과가 있다. 천연가스(LNG)를 연료로 사용하는 선박에 관한 연구도 활발히 진행 중이며, 본문 제 5장에서 기술하도록 한다. 바람과 태양광으로 전력을 생산하는 시스템의 선박 적용기술도 개발 중이며, 조만간 결과물의 적용이 기대된다(Fig. 3.4 참조).



Fig. 3.4 Solar & Wind Power

3.2 환경보전 기술

3.2.1 배기가스 조절 기술

질소산화물 저감장치나, 탈황장비 등으로 배기가스를 조절할 수 있다. 질소산화물 저감장치로는 “Exhaust Gas Re-circulation System(EGR)” (Fig. 3.5 참조)와 “Selective Catalytic Reduction(SCR)” 등이 있으며, EGR은 메인엔진 폐기가스 온도를 낮추어 질소산화물을 줄이는 장치로 약 80%의 질소산화물 감소가 기대되지만 약 3.5%의 이산화탄소량이 증가되는 단점이 있다. SCR은 질소산화물 환원 촉매장치로 요소(Urea)를 분사하여 질소산화물을 질산암모늄과 물로 분해하는 장치이며, 약 80%의 질소산화물 감소가 기대된다. 탈황장비로는 “Scrubber”가 있으며 해수를 분사하여 황산화물과 물로 분해하는 장치이다. 약 95%의 황산화물 감소가 기대된다.

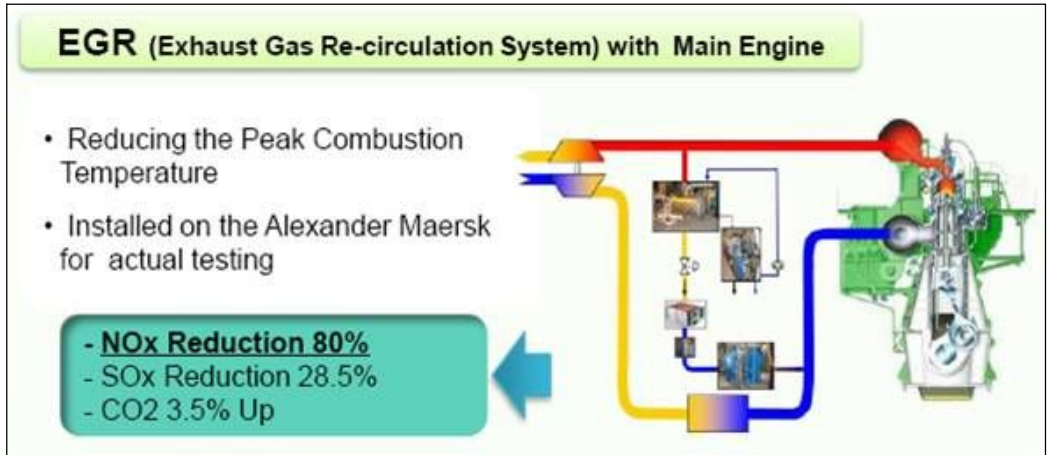


Fig. 3.5 Exhaust Gas Re-circulation System

3.2.2 선박 평형수 처리장치

선박 평형수는 선박의 평형을 유지하기 위해 밸러스트 탱크에 채워지는 해양수를 의미한다. 선박에 적재된 화물이 없을 때 선박의 밸러스트 탱크에 채워졌다가 화물 적재 시에 바다로 배출되는데 이 과정에서 다양한 해양생물, 전염병 등이 다른 나라 해양 생태계를 교란시키는 문제를 발생시키고 있다. 이에 따라 신조선은 2012년부터, 현존선은 2014년부터 2017년까지 단계적으로 선박 평형수 처리장치 설치가 의무화된다.

현재 IMO가 승인한 선박 평형수 처리설비 제조사는 20여개로서 한국의 테크로스, 파나시아(NK), 스웨덴의 알파라발, 노르웨이의 오션세이버, 미국의 하이드마린 등이 있으며, 계속적으로 승인받기 위해 각 업체에서 노력중인 과정으로 각 연료별로 전기분해 방식, 오존살균 방식, 질소주입 방식 등 차별화된 기술로 승부하고 있다.

3.3 고효율 운항기술 개발

선박운항 측면에 있어서도 트림(Trim)조정에 의하여 운항효율을 증가시킬 수 있다는 주장도 있다. 즉, 대양항해에 있어서 일반적으로 선미트림(Trim by the stern) 운항이 경제적인 것으로 알려져 있고, 실제 선미트림으로 운항하는 선박들이 대부분이다.

그러나 Fig. 3.6과 같이 컨테이너선이나 LNG선의 경우는 선수트림(Trim by the head)이, 탱커선이나 벌크선의 경우에는 선미트림이 적게는 5%, 많게는 10%까지 운항효율이 증가한다는 주장이다. 즉, 이러한 선형별 트림조건에 따라서 선체의 저항을 감소시키고, 프로펠러의 효율을 증가시켜서 더 효율적이고 경제적인 선박운항이 가능하다는 것이다.

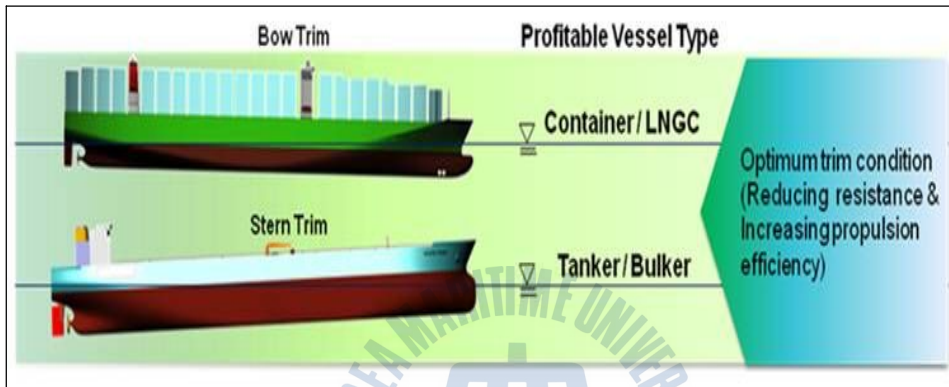


Fig. 3.6 Optimum Trim Condition

제 4 장 천연가스를 연료로 사용하는 추진기관

2006년 세계 최초의 이중연료전기추진(DFDE, Dual Fuel Diesel Generator-Electric Propulsion) LNG선이 인도되기 이전까지 대부분의 LNG선은 스팀터빈 엔진 방식을 사용하였다. 이것은 Cargo Tank에서 자연 발생하는 BOG를 버리지 않고 배를 움직이는 추진기의 에너지로 사용하는 방법으로는 스팀터빈(Steam turbine)이 이상적이기 때문이었다. 그러나 이러한 장점에도 불구하고 열효율이 낮을 수밖에 없는 외연기관의 특유의 단점이 스팀터빈의 독점적 위치를 디젤엔진이 대신하게 만들고 있다.

4.1 추진기관의 종류

조선기술의 발달에 힘입어 최근에는 다양한 선종들이 출현하고 있으며, 그에 따라서 다양한 추진기관들이 개발되어 장착되고 있다. LNG를 운송하는 LNG선박의 추진기관으로는 전통적으로 스팀터빈 기관이 장착되었으나, 최근에 이중연료추진(DFDE) 기관이 개발되어 사용되기 시작하였으며, 또한 Two-Stroke Gas Injection 기관도 개발되어 실용화 단계에 접어들고 있다.

4.1.1 스팀터빈 기관

스팀터빈 기관(Steam Turbine)은 증기가 가진 열에너지를 기계적 일로 변환시키는 원동기 형식이다. 보일러를 통해 고온고압의 증기를 발생시켜 이를 노즐 또는 고정된 날개로부터 분출 및 팽창시켜 나온 고속의 증기를 회전하는 터빈 날개에 부딪쳐서 그 충돌작용 또는 반동작용에 의하여 추진력을 얻는 방식이다.

일반적인 대형 선박들은 1970년대 이전까지 고마력의 출력을 얻기 위하여 스팀터빈을 사용했으나, 요즘은 10만 마력(HP) 이상의 초대형 디젤엔진이 개발되면서 디젤엔진만을 사용하게 되었다. LNG선박의 경우에도 2006년까지 거의 대부분의 LNG선은 이러한 스팀터빈 방식의 추진기관을 사용하였다. 이러한 스팀터빈 기관의 스팀흐름도(Steam flow chart)는 Fig. 4.1와 같다.

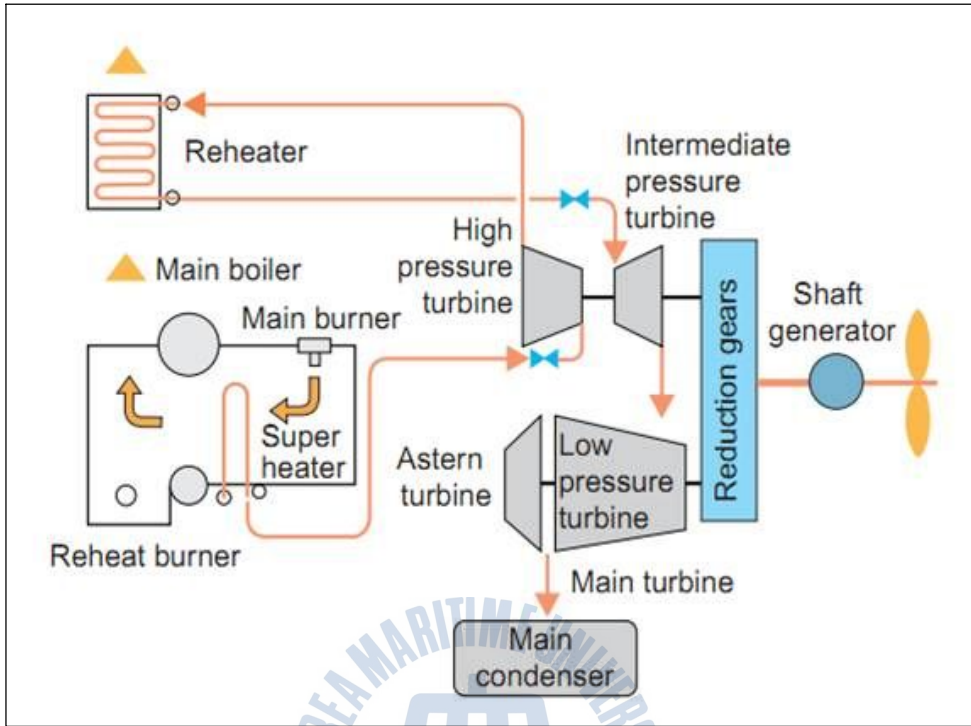


Fig. 4.1 스팀터빈 기관의 스팀흐름도

스팀터빈 기관의 장점으로서는,

- 1) 벙커유와 천연가스를 각각 따로 또는 혼합사용 가능
- 2) 낮은 관리유지비(Maintenance Cost)
- 3) 검증되고 안전한 Design 등이다.

단점으로는,

- 1) 낮은 열효율
- 2) 기관실(Engine room) 공간이 상대적으로 넓음(이에 상응하여 화물창 용적 줄어들음) 등이 있다.

4.1.2 DFDE 기관

4.1.2.1 DFDE 기관의 개요

이중연료전기추진(Dual Fuel Diesel Generator-Electric Propulsion) 기관은 기존의 스팀 추진기관보다 한 단계 진화된 전기 추진기관으로, 이중연료를 사용하는 Diesel 발전기에서 전기를 생산하고 여기서 생성된 전기를 이용하여 추진 Motor를 구동하는 방식을 채택하고 있다. 이중연료전기추진 LNG선은 필요에 따라 원유와 가스를 연료로 번갈아 사용할 수 있으며, 기존 LNG선의 추진방식인 스팀터빈과는 달리 대형 전기모터를 이용해 뛰어난 연료효율과 순발력, 부드러운 움직임의 특징을 지니고 있다(Fig. 4.2 및 4.3 참조).

이 추진 기관의 사용은 LNG운반선의 경제성과 추진성능을 획기적으로 높이는 계기가 될 것으로 평가되고 있다. 이 방식은 기존의 스팀 추진방식 LNG선보다 2~4% 정도 비싸지만 기존 스팀터빈 기관보다 효율이 30% 이상 향상되고 있다.

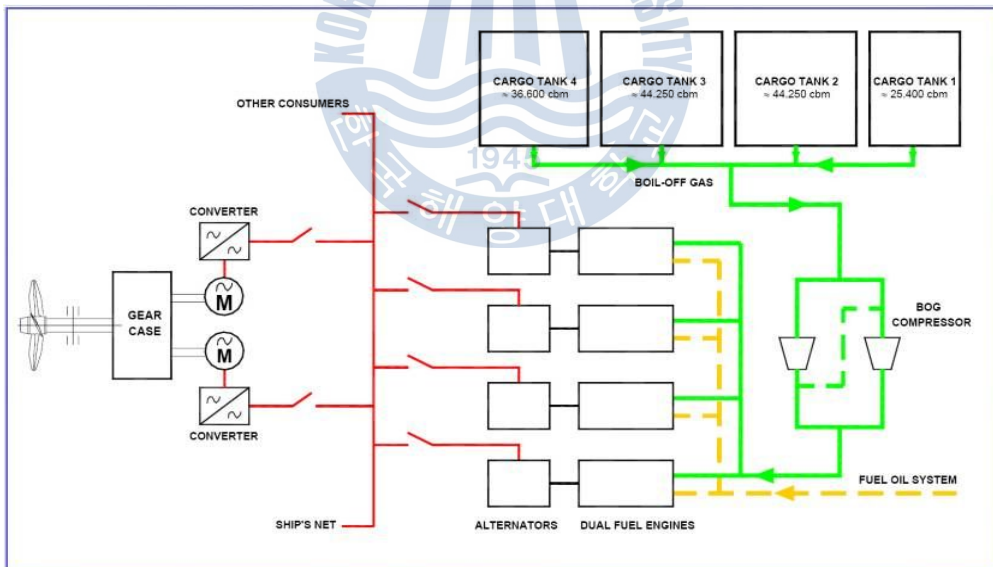


Fig. 4.2 DFDE 기관 연결도

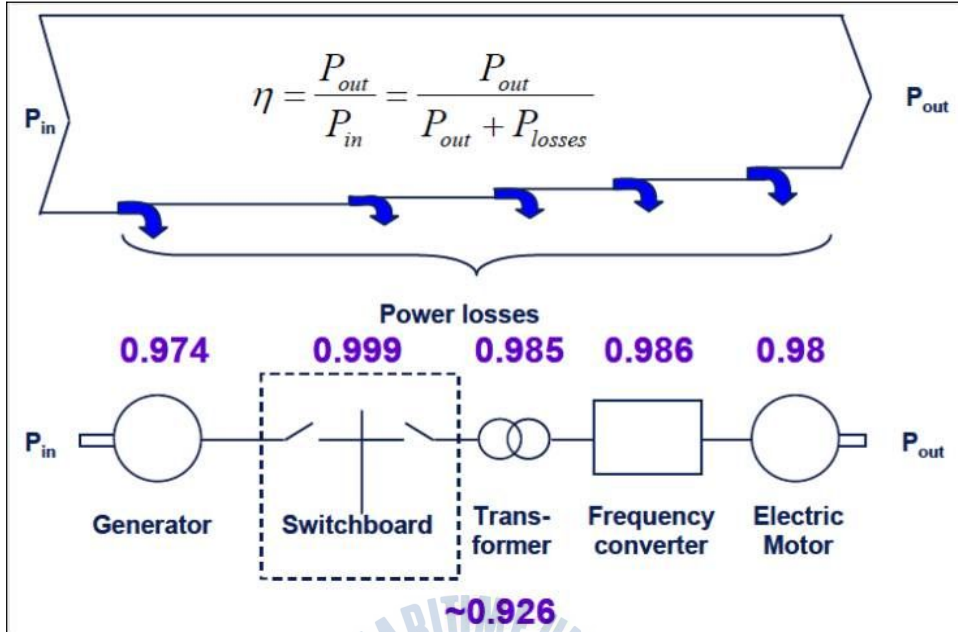


Fig. 4.3 DFDE 기관의 전력 손실도 (Image courtesy of ABB Marine)

DFDE 기관의 발전기 엔진은 4-Stroke 중속엔진이 사용되며, 이 엔진의 경우 열효율은 약 48%로 알려져 있다. 따라서 엔진출구 이후 열효율 손실을 약 8% 내외로 계산하면 DFDE 기관의 열효율은 약 43% 정도로, 스팀터빈 기관 대비 약 30%의 열효율이 기대되어, LNG선의 운항기간을 40년으로 볼 때, 척당 4,000만 달러가 절감될 수 있을 것으로 판단된다. 아울러 엔진 및 기관실 배치의 최적화를 통해 화물은 현재의 표준선형보다 약 9,000톤 더 적재 가능하다. 이는 같은 크기의 선박이라고 가정했을 때 7~8% 더 화물운송이 가능하다는 것을 의미한다고 말할 수 있다.

DFDE 기관의 장점으로서는,

- 1) 높은 열효율
- 2) 기관실 공간이 상대적으로 줄어들음(상대적으로 화물창 용적이 늘어남)

단점으로는,

- 1) 상대적으로 높은 건조비용
- 2) 높은 유지관리비(Maintenance Cost) 등이 있다

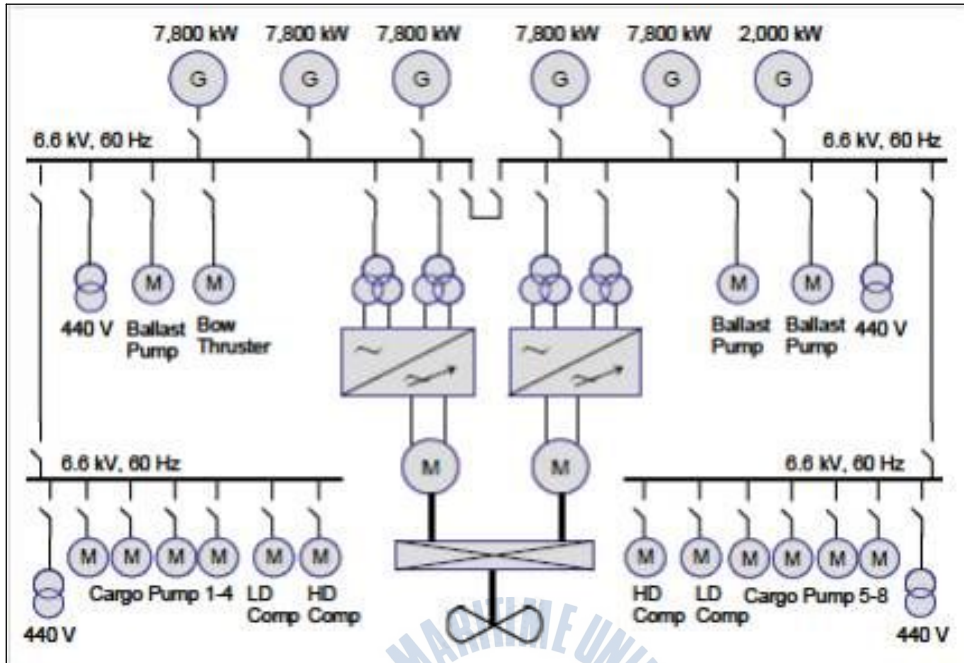


Fig. 4.4 Electric Propulsion System Diagram
(Image courtesy of ABB Marine)

4.1.2.2 이중연료 발전기 엔진의 특징

이중연료 발전기 엔진은 다종의 연료를 저압의 천연가스를 포함하여 선택적으로 사용할 수 있도록 설계된 발전기 엔진으로, 그 동안 LNG선박용 주 기관으로 사용해 왔던 스팀터빈 방식에 비하여 추진효율을 향상시키고 최적의 기관실 및 화물창 설계, 운항효율의 극대화 및 친 환경적인(낮은 NO_x 및 SO_x) 발전기 엔진이다.

이중연료 발전기 엔진의 주요 기술사항은, 발화와 연소를 통제하는 Micro pilot fuel injection 기술, 독립적으로 실린더를 통제하는 Gas admission 기술 그리고 발전기 엔진을 최적화하는 통합제어 기술 등이다.

주요 특성으로는, Gas Burning에서 48%이상의 효율을 가진다는 것과 다른 연료로 즉시 Change over 하는 Fuel flexibility, 그리고 CO₂, NO_x, SO_x 등에서 낮은 Emission을 보인다는 것이다.

이중연료 발전기 엔진의 요소별 주요기술은 Fig. 4.5⁵⁾과 같다.

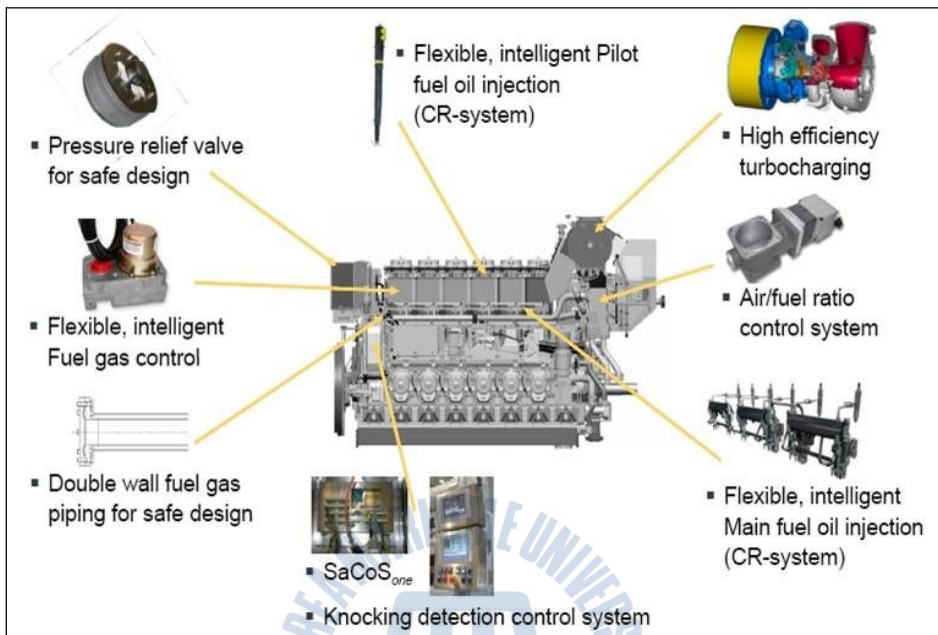


Fig. 4.5 이중연료 발전기 엔진의 요소 별 주요기술

요소별 주요기술에서 안전설계를 위한 이중방벽 배관시스템은 발전기 내부뿐만 아니라 가스를 공급해 주는 모든 배관망에 설치해야 하는 시스템이다.

이중연료 발전기 엔진은 현재까지 2가지 동작모드가 존재하는데, 다음과 같이 Diesel Mode와 Gas Mode로 나눌 수 있고, 현재 개발 중인 것으로는 Fuel-sharing Mode가 있다.

1) Diesel Mode Operation

Diesel Mode Operation에서는 MDO(Marine Diesel Oil)나 HFO(Heavy Fuel Oil)를 연료로 사용하여 엔진을 구동시킨다.

2) Gas Mode Operation

Gas Mode Operation에서는 안정적인 출력 발생을 위한 약간의 Pilot 연료와

천연가스를 연료로 엔진을 구동시킨다. 각각의 동작 모드는 엔진이 작동하고 있는 동안에 전력 생산의 중단 없이 선택적으로 변환될 수 있다.

3) Fuel-Sharing Mode

Fig. 4.6은 현재 개발 중인 Fuel-Sharing Mode에 대한 설명으로, 기존 2가지 동작모드 외에 두 가지 연료를 Share하여 사용이 가능한 모드(mode)이며, 효율적인 Operation이 가능할 것으로 기대된다.[6]

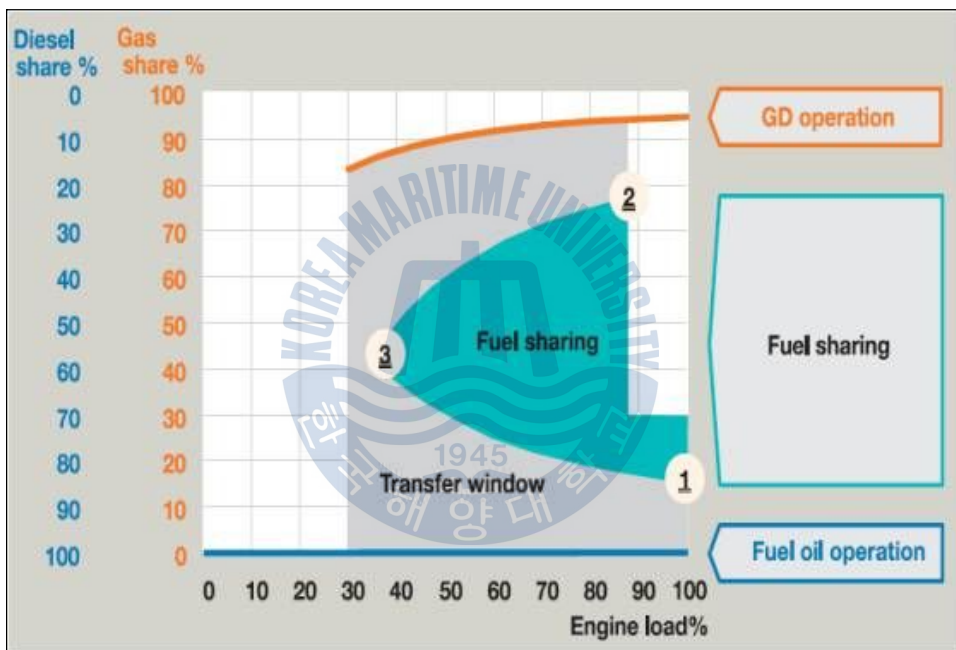


Fig. 4.6 Fuel-Sharing Window

4.1.3 Two-Stroke Gas Injection기관

기존 DFDE 기관은 중속의 이중연료 발전기 엔진을 이용해 발전기를 돌려 발생한 전기로 추진력을 얻는 간접 추진방식이다. 그렇기 때문에 추진 효율이 낮고 엔진 출력도 작아 여러 대의 엔진과 발전기를 사용해야 하기 때문에 일반 대형 상선에는 적합하지 않다는 지적이 나오기도 했다. 따라서 일반적인 선박 추진 방식인 저속엔진으로 직접 Propeller를 구동하는 방식에 대한 연구가 활발히 진행되었고, 그 결과 저속엔진에 이중연료 사용이 가능한 Fig. 4.7기와 같은 Two-Stroke Gas Injection기관이 개발되었다.

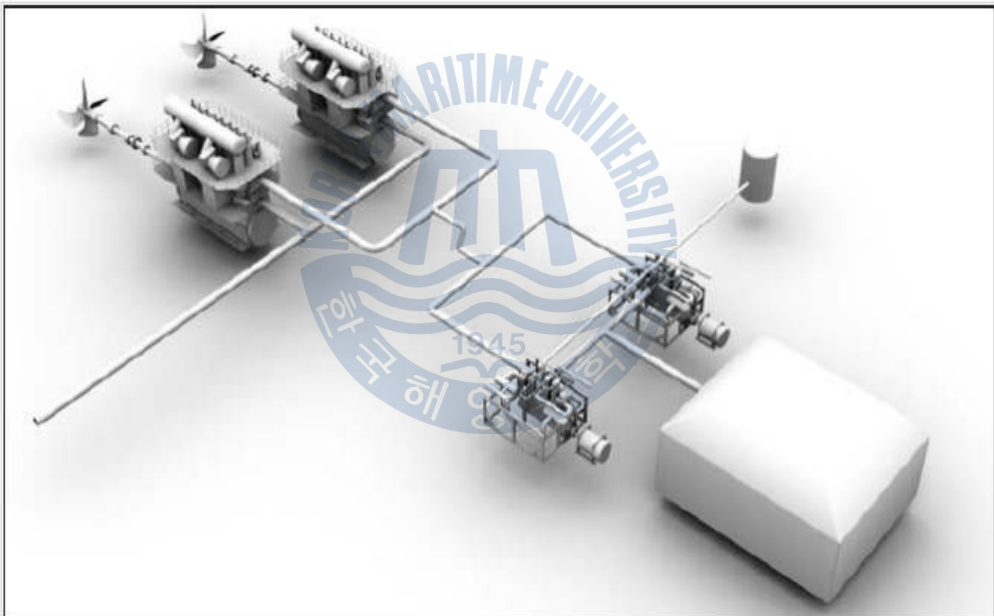


Fig. 4.7 Two-Stroke Gas Injection 기관

이 기관의 장점으로서는 상대적으로 높은 열효율과 건조비용의 감소 및 관리유지비(maintenance cost) 감소 등이며, 실제 열효율은 DFDE 기관 대비 10% 이상 향상된 것으로 보고되었다.

Fig. 4.8는 Two-Stroke Gas Injection기관 시스템의 개략도를 나타낸다.

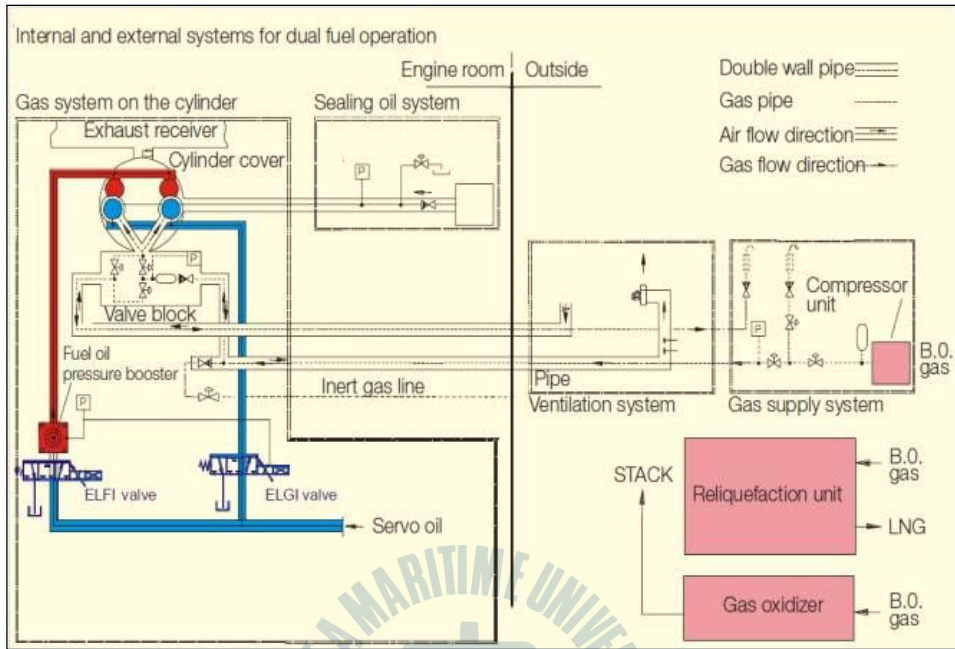


Fig. 4.8 Two-Stroke Gas Injection 기관 System Diagram

Two-Stroke Gas Injection 기관의 특징은 250~300bar에 이르는 고압의 가스가 실린더에 공급되어야 한다는 것이며, 이를 위해 고압 Compressor 또는 Pump와의 결합이 필수적이다.

Table 4.1 LNG선 size별 권장하는 Gas Injection엔진 조합

LNG carrier size (CBM)	Recommended two-stroke solution	Propulsion power (kW)	Propulsion speed(knots)
145,000-	2 X 6S60ME-GI	2 X 14,280	19-21
150,000	2 X 5S65ME-GI	2 X 14,350	
160,000-	2 X 5S70ME-GI	2 X 16,350	19-21
170,000	2 X 7S60ME-GI	2 X 16,660	
200,000-	2 X 6S65ME-GI	2 X 17,220	19-21
220,000	2 X 6S70ME-GI	2 X 19,620	
240,000-	2 X 7S65ME-GI	2 X 20,090	19-21
270,000	2 X 7S70ME-GI	2 X 21,770	

하지만, Gas Mode에서도 Pilot용 FO가 약 8%가 필요하여[8], FO 손실 측면이 큰 점은 보완해야 할 사항이다.

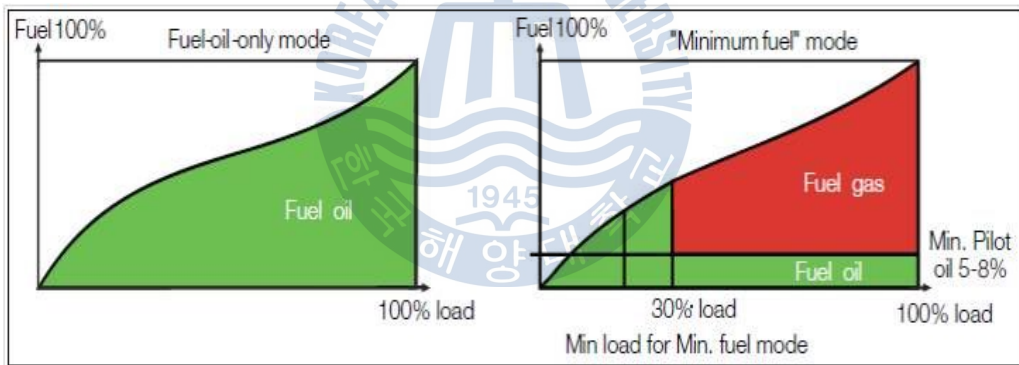


Fig. 4.9 Two-Stroke Gas Injection 기관의 Fuel Mode Type

아울러, 250~300bar에 이르는 고압을 만들어 내기 위한 기술개발도 필요하며, 현재 개발된 기술은 대형 Compressor를 이용하는 방법과 LNG Pump를 이용하는 방법이다. 또한, 고압의 가스가 운전되는 상황인 만큼 선박 안전에 관한 연구와 보완 System개발도 필수적이다.

HAZID(Hazard Identification)와 HAZOP(Hazard and Operability) 수행이 필수이며, 가스배관에 이중배관(Double Wall Pipe) System을 적용하는 등의 개발도 필요하다.

HAZID(Hazard Identification study)는 유해성 확인 평가라고도 하며, 선주, 선급(또는 제3의 전문가) 및 조선소의 전문가들이 모여 위험 요소들을 찾아내 이에 대한 방지 및 대응책을 검토한다. '조기위험평가'라고도 불린다.

HAZOP(Hazard & Operability study)는 위험 및 조작성 해석이며, 주요 시스템이 운용과정에서 원래 설계된 작업 범위를 이탈하는 원인과 결과, 방지 및 대응책을 검토한다.

4.2 추진기관별 경제성 평가

앞에서 기술한 LNG선박의 3가지 추진기관에 대한 경제성 측면에서의 기관별 건조비용, 운항비용, 배출가스량, 추진효율 등에 대하여 비교 평가하면 다음과 같다.

4.2.1 추진기관별 건조비용 비교

대형 디젤엔진 기관이 개발되기 전까지만 해도 대형선박들은 추진기관으로 거의 모두 스팀터빈 기관을 장착하였고, 이에 따라서 아직도 초대형 유조선이나 크루즈선들은 스팀터빈 기관을 많이 장착하고 있다. 또한 LNG운송선이 개발되면서 BOG를 효율적으로 활용하는 측면에서 모든 LNG운송선의 추진기관은 스팀터빈 기관을 장착하였다. 그러나 최근 들어서 LNG운송선을 위한 새로운 추진기관들이 연구 개발되면서 각 추진기관에 대한 경제성을 평가하는 단계까지 진행되고 있다.

앞에서 설명한 바와 같이 LNG운송선박을 위하여 최근 개발된 DFDE 기관과 Two-Stroke Gas Injection 기관에 대하여 전통적인 추진기관인 스팀터빈 기관과의 건조비용 측면에서의 경제성을 비교 분석하면 다음과 같다. 아래의 Table 4.2는 각 추진기관별 건조 시 발생하는 세부 항목 및 비용을 나타내고 있으며, 각 추진기관 이외의 선박건조 비용은 같은 것으로 가정했다.

Table 4.2는 스팀터빈 기관의 건조비용을 100(29.0 M US\$)으로 가정하였을 때 각 기관의 추가 건조비용을 비교한 Table로, DFDE 기관의 경우에는 최첨단 이중연료 발전기의 장착 등으로 추가비용이 발생하게 되어 전체 건조비용은 약 31.7 M US\$가 소요되어 스팀터빈 기관 건조비용 대비 약 109% 증가가 예상되고,

Two-Stroke Gas Injection 기관의 경우에는 첨단의 고압가스 연료공급 시스템의 적용 등으로 전체 건조비용이 약 35.5 M US\$가 소요되어 스팀터빈 기관 건조비용 대비 약 122%정도 증가할 것으로 예상된다.

Table 4.2 추진기관별 건조비용

기관의 종류	세부 내용	건조비용
스팀터빈 기관	대형 Boiler 및 스팀터빈 설치 대형 Boiler 청수 공급 설비 감속장치 프로펠러 등 축계장치	29.0 M US\$ (100%)
DFDE 기관	이중연료 발전기 전기추진식 대형 모터 전기변환 시스템 감속장치 프로펠러 등 축계장치	31.7 M US\$ (109.3%)
Two-Stroke Gas Injection 기관	Gas Injection Two-Stroke 엔진 고압가스 연료공급 시스템 감속장치 프로펠러 등 축계장치	35.5 M US\$ (122.4%)

4.2.2 추진기관별 추진효율 비교

각 추진기관은 Power 전달과정에서 Power Loss가 발생하고, 손실률은 Table 4.3과 같으며, 가장 단순화된 전달과정을 지닌 Two-Stroke Gas Injection 기관의 효율이 가장 높음을 알 수 있다.

아래의 Table 4.3은 각 추진기관별 추진효율을 주요 보조장치의 효율로 세분하여 비교 분석한 것이다. 전체적인 추진기 출력효율(Propulsion Power Efficiency) 측면에서 비교하여 보면, 스팀터빈 기관의 출력효율을 100(29.1%)이라고 기준을 정했을 때, DFDE 기관의 출력효율은 스팀터빈 기관 대비 약 14.3% 증가한 약 149(43.4%)를 나타내고, Two-Stroke Gas Injection 기관의 경우에는 스팀터빈 기

관 대비 약 18.9% 증가하여 약 165(48.0%)를 나타냄을 알 수 있다.

Table 4.3 추진기관별 추진효율

스팀터빈		DFDE		Two-Stroke Gas Injection	
Fuel	100%	Fuel	100%	Fuel	100%
Boiler	89%	DF Engine	48%	Gas Injection Engine	49%
Steam Turbine	34%	Alternator	97%	Shaft	98%
Gear Box	98%	Converter	98%		
Shaft	98%	Propulsion	98%		
		Motor			
		Gear Box	99%		
Shaft		Shaft	98%		
Propulsion Power Efficiency	29.1%	Propulsion Power Efficiency	43.4%	Propulsion Power Efficiency	48.0%

4.2.3 추진기관별 연간 연료비 비교

각 추진기관별 연간 연료비 비교를 위하여 다음과 같이 LNG선의 운항조건을 가정하고, Table 4.3의 추진기관별 출력효율을 적용하면 각 추진기관별 연간 연료비는 Table 4.4와 같이 산정할 수 있다.

- 선형 : 160K CBM LNG Carrier
- 운항일수 및 항정 : 연간 300일, Port to Port Distance 6,000 NM
- 연료가격 : LNG 580 US\$/ton(예상가, LCV: 12,000 kcal/kg)

Table 4.4를 통하여 알 수 있는 것은 스팀터빈 기관의 연간 연료비를 기준으로 100(30.74 M US\$)이라고 가정하였을 때, DFDE 기관의 경우의 연간 연료비는 스팀터빈 기관 대비 약 22.6%(6.96 M US\$) 절감된 약 23.78 M US\$가 소요될 것으로 예상된다. 그리고 Two-Stroke Gas Injection 기관의 경우에는 스팀터빈 기관 대비 약 30.8%(9.454 M US\$) 절감된 약 21.29 M US\$가 소요될 것으로 예상된다.

Table 4.4 추진기관별 연간 연료비

스팀터빈	DFDE	Two-Stroke Gas Injection
약 30,740,000 US\$/year (100%)	약 23,780,000 US\$/year (77.4%)	약 21,286,000 US\$/year (69.2%)

4.2.4 추진기관별 배출가스량 비교

추진기관에서 배출되는 각종 유해한 배출가스량을 각각의 추진 기관별로 비교하기 위하여 LNG선의 운항조건을 만재상태(Laden Condition) 항해에서는 추진 연료로 Gas를 사용하고, 공선상태(Ballast Condition) 항해에서는 HFO(Heavy Fuel Oil)를 사용하는 것으로 가정하면, 추진기관별 배출가스량은 Table 4.5와 같음을 알 수 있다.

Table 4.5는 각 추진기관별로 CO₂, NO_x, SO_x 등 3가지 성분의 배출가스량을 비교 분석한 것으로 스팀터빈 기관의 배출가스를 각각 CO₂ (100%), NO_x(15%), SO_x(50%)로 기준하여 가정하였을 경우, DFDE 기관은 각각 CO₂ (65%), NO_x(12%), SO_x(30%)의 배출가스가 발생하며, Two-Stroke Gas Injection 기관의 경우에는 각각 CO₂ (67%), NO_x(75%), SO_x(35%)의 배출가스가 발생하고 있음을 보여준다. CO₂의 경우에는 스팀터빈 기관의 배출량이 가장 높고, DFDE 기관이 가장 낮음을 알 수 있고, NO_x의 경우에는 Two-Stroke Gas Injection 기관이 가장 높고, DFDE 기관이 가장 낮음을 알 수 있다. SO_x의 경우에는 스팀터빈 기관이 가장 높고, DFDE 기관이 가장 낮음을 알 수 있다.

Table 4.5 추진기관별 배출가스량

스팀터빈 (Reference)		DFDE		Two-Stroke Gas Injection	
CO ₂	100%	CO ₂	65%	CO ₂	67%
NO _x	15%	NO _x	12%	NO _x	75%
SO _x	50%	SO _x	30%	SO _x	35%

4.2.5 추진기관별 경제성 종합 평가

이상의 3가지 종류의 추진기관에 대하여 경제적인 측면에서 건조비용, 연간 연료비, 추진기 추진효율 및 유해가스 배출량 등에 대하여 비교분석하면 다음과 같이 종합 평가할 수 있을 것이다.

선박운항자의 입장에서 보면, 경제적인 측면에서 가장 직접적인 영향을 미치는 선박운항 연료비 비교에서 가장 저렴한 Two-Stroke Gas Injection 기관이 가장 선호되는 추진기관으로 분석되었고, 추진효율 측면에서도 가장 우수한 것으로 분석되었다. 다만 현재 기준의 건조비 비교에서 가장 고비용으로 분석되지만, 앞으로 지속적인 첨단장비의 개발에 따라서 건조비용도 지속적으로 감소할 것으로 예상된다. 또한 지구온난화에 따른 탄산가스 배출규제가 강화되면서 유해성 가스 배출량 측면에서는 Two-Stroke Gas Injection 기관이 DFDE 기관에 비하여 다소 높은 비율을 나타내고 있으나, 이 분야 또한 과학기술의 발달에 따라서 개선될 것으로 사료된다.

4.3 천연가스 메탄가(Methane Number)

4.3.1 메탄가의 정의

메탄가는 휘발유의 MON(Motor Octane Number, 옥탄가)을 천연가스에 적용하였을 때 100 이상(약 122)이 되는 모순을 해소하기 위해 메탄 100%에 대한 엔진의 노킹(Knocking) 특성을 지수화한 Number로, 계산식은 (식 4.1)과 같다.

$$MON = -406.14 + 508.04*(H/C) - 173.55*(H/C)^2 + 20.17*(H/C)^3$$

$$MN = 1.624*MON - 119.1 \dots\dots\dots (식 4.1)$$

아래의 Fig. 4.10은 옥탄가와 수소, 탄소비율 간 그래프로 옥탄가는 수소량에 비례하고, 탄소량에 반비례함을 알 수 있다.

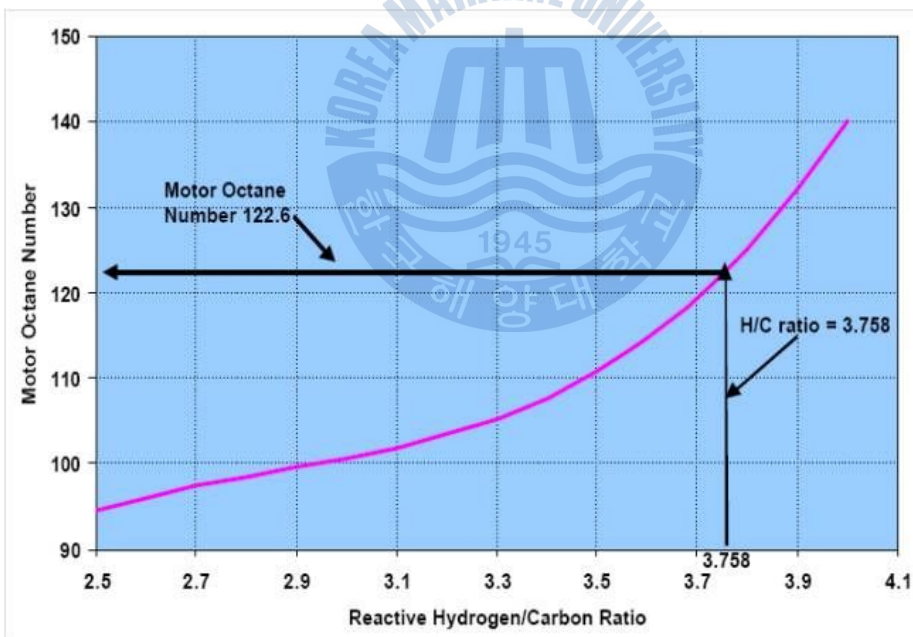


Fig. 4.10 옥탄가와 수소/탄소 비율간 그래프

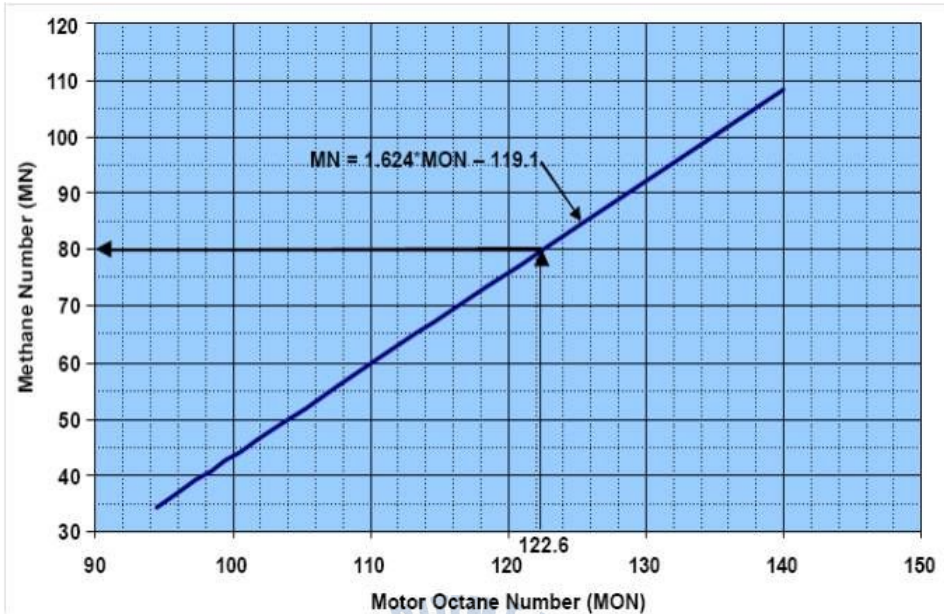


Fig. 4.11 옥탄가와 메탄가의 관계 그래프

4.3.2 메탄가와외의 상관관계

Gas Mode에서는 노킹과 Misfiring이 일어나지 않도록 설계하는 것이 이중연료 엔진에서 가장 중요한 사항이며, 이로 인해 생길 수 있는 연료 전환은 선박 운항자(Operator)에게 경제적인 손실을 줄 수 있다. 이러한 노킹과 Misfiring의 주요 원인은 메탄가이며, 자동차에서 옥탄가로 인해 생기는 문제점과 비슷한 현상이 발생하게 된다.

이중연료 엔진 제작 사에서는 이러한 문제를 해결하기 위해 메탄가에 따른 발전기 부하를 정해놓고 이를 Operator에게 가이드로 제공한다.

Fig. 4.12은 한 엔진 제작 사에서 제공하는 Project Guide에 기술된 메탄가와 발전기 부하를 나타낸 그래프이다.^[10] 그림에서 알 수 있듯이 메탄가 80이상에서 발전기 부하는 100%로 운전이 가능하고, 메탄가 60에서는 약 80%의 부하로 운전이 가능하다.

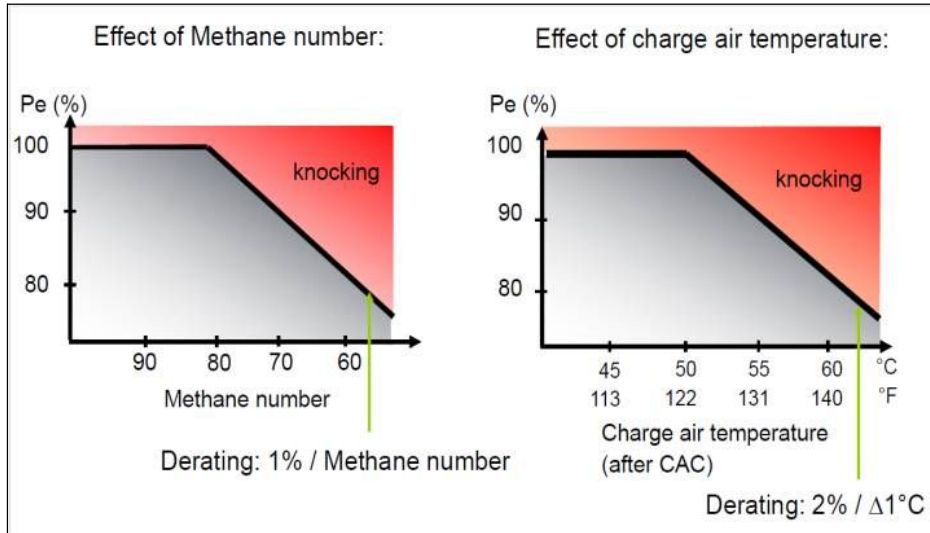


Fig. 4.12 메탄가와 발전기 부하 관계 그래프

4.4 메탄가 변동에 따른 이중연료 엔진의 실선 시운전 평가

일반적으로 모든 장비는 출고 전 공장시험을 통해 성능을 확인하여 출고되는 것이 원칙이다. 이러한 공장시험(Factory Acceptance Trial, FAT)은 선주, 선급, 조선소 관계자가 모두 참석하여 장비의 성능에 대해 확인하는 시험으로 대부분의 성능은 공장시험에서 검증되는 것이 일반적이지만, 해당 장비가 다른 장비 또는 설비와 관계되어 연동되는 장비의 경우는 장비 설치 후 2차 시험을 할 수도 있으며, 이를 “On Board Test” 라고 한다.

아래에 기술한 이중연료 발전기는 2008년 11월에 공장시험을 완료하고, 2009년 12월 본선에 설치되어 2010년 7월에 실선 시운전을 완료한 이중연료 발전기의 Gas Mode 메탄가 실선분석 결과이다.

4.4.1 실선 시운전 절차

본 시운전 절차는 이중연료 발전기의 Gas Mode시 메탄가 변동에 따른 부하 변동을 확인하는 절차이며, 본 논문과제 수행을 위한 한정된 절차이다.

Key-point는 이중연료 발전기 Guideline에 부합되는지 확인하는 절차이며, 절차는 다음과 같다.

- 1) 100% power is achieved at Methane Number 80
메탄가 80에서 부하 100% 상태를 만든다.
- 2) Proportional de-rating as per dual fuel generator Maker guidelines is obtained.
Guideline에 의거 부하와 메탄가를 서서히 낮추면서 노킹 point를 찾는다.
- 3) Gas samples to be taken and sealed / signed.
노킹 point에서 Gas 샘플 채취를 하여 봉인한다.
- 4) The analysis of the samples taken confirms.
샘플 채취된 Gas는 전문기관에 의해 분석 및 확인한다.

Table 4.6은 상기 절차에 의해 진행된 Gas샘플 채취 결과이다.[11]

Table 4.6 샘플 채취 결과

Load(%)	Engine No.	Sample No.	Temperature in cooler at time of knocking
85	No. 1,2 and 4	1	N/A
110	No. 1,2 and 4	no	N/A
100	No. 1,2 and 4	3	-93℃
95	No.5	4	-92℃
85	No. 2,4 and 5	5	-98℃
75	No. 2,4 and 5	2	-79℃

채취된 Gas 샘플은 전문기관에 의해 분석되었으며, 결과는 Table 4.7과 같다.

Table 4.7 채취된 샘플 분석 결과

Cylinder No.	Sample No.	Sample Pressure	Size	Remark
TY-001	#1	5.0kg/cm ²	1 Bottle	Consumption Test
TY-028	#2	1.1kg/cm ²	1 Bottle	75% Knocking
TY-052	#3	4.6kg/cm ²	1 Bottle	100% Knocking
TY-048	#4	2.2kg/cm ²	1 Bottle	95% Knocking
TY-053	#5	2.0kg/cm ²	1 Bottle	85% Knocking

Bottle No.	TY-001	TY-028	TY-052	TY-048	TY-053
Component					
C ₁ (Methane)	96.4488	89.2873	93.7536	93.8274	94.9396
C ₂ (Ethane)	1.7081	9.2210	5.7074	5.6158	4.7369
C ₃ (Propane)	0.2554	1.2256	0.3514	0.3421	0.2292
IC ₄ (Iso-Butane)	0.0403	0.0750	0.0119	0.0120	0.0073
NC ₄ (Normal Butane)	0.0323	0.0359	0.0055	0.0060	0.0034
IC ₅ (Iso-Pentane)	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
NC ₅ (Normal Pentane)	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
NC ₆ (Normal Hexane)	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
N ₂ (Nitrogen)	1.5151	0.1552	0.1702	0.1967	0.0836
CO ₂	N/A				
Calonfic Value, MJ/Mm ³ (15/0°C, 101.325kPa)	40.0007	43.4301	41.7543		41.4165

4.4.2 실선 시운전 결과

위에서 분석된 Gas의 성분을 기준으로 메탄가를 산출하도록 한다. 메탄가 산출 공식은 앞서 기술된 4.3절에서 기술한 (식 4.1)과 같으며, 결과는 Table 4.8와 같다.

Table 4.8 실선 시운전 결과 메탄가

Consumption Test (at 85%)					Input	
		C	H	H/C	Value	H/C
Methane	CH4	1	4	4	96.4488	385.7952
Ethane	C2H6	2	6	3	1.7081	5.1243
Propane	C3H8	3	8	2.66667	0.2554	0.68106667
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.0403	0.10075
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.0323	0.08075
Isopentane	C5H12				0	
n-pentane	C5H12				0	
N2	N2				1.5151	
Co2	CO2				0	
					100	391.782067
						3.91782067
H/C				3.917820667		
MON				$-406.14+508.04*(H/C)-173.55*(H/C)^2+20.17*(H/C)^3$		133.336004
MN				$1.445*MON-103.42$		89.2505252

75% Knocking					Input	
		C	H	H/C	Value	H/C
Methane	CH4	1	4	4	89.2873	357.1492
Ethane	C2H6	2	6	3	9.221	27.663
Propane	C3H8	3	8	2.66667	1.2256	3.26826667
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.075	0.1875
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.0359	0.08975
Isopentane	C5H12				0	
n-pentane	C5H12				0	
N2	N2				0.1552	
Co2	CO2				0	
					100	388.357717
						3.88357717
H/C				3.883577167		
MON				$-406.14+508.04*(H/C)-173.55*(H/C)^2+20.17*(H/C)^3$		130.774579
MN				$1.445*MON-103.42$		85.5492664

85% Knocking					Input	
		C	H	H/C	Value	H/C
Methane	CH4	1	4	4	94.9396	379.7584
Ethane	C2H6	2	6	3	4.7369	14.2107
Propane	C3H8	3	8	2.66667	0.2292	0.6112
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.0073	0.01825
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.0034	0.0085
Isopentane	C5H12				0	
n-pentane	C5H12				0	
N2	N2				0.0836	
Co2	CO2				0	
					100	394.60705
						3.9460705
H/C				3.9460705		
MON				$-406.14+508.04*(H/C)-173.55*(H/C)^2+20.17*(H/C)^3$		135.561022
MN				$1.445*MON-103.42$		92.4656767

95% Knocking					Input	
		C	H	H/C	Value	H/C
Methane	CH4	1	4	4	93.8274	375.3096
Ethane	C2H6	2	6	3	5.6158	16.8474
Propane	C3H8	3	8	2.66667	0.3421	0.91226667
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.012	0.03
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.006	0.015
Isopentane	C5H12				0	
n-pentane	C5H12				0	
N2	N2				0.1967	
Co2	CO2				0	
					100	393.114267
						3.93114267
H/C				3.931142667		
MON					-406.14+508.04*(H/C)-173.55*(H/C)^2+20.17*(H/C)^3	134.372475
MN					1.445*MON-103.42	90.7482263

100% Knocking					Input	
		C	H	H/C	Value	H/C
Methane	CH4	1	4	4	93.7536	375.0144
Ethane	C2H6	2	6	3	5.7074	17.1222
Propane	C3H8	3	8	2.66667	0.3514	0.93706667
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.0119	0.02975
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.0055	0.01375
Isopentane	C5H12				0	
n-pentane	C5H12				0	
N2	N2				0.1702	
Co2	CO2				0	
					100	393.117167
						3.93117167
H/C				3.931171667		
MON					-406.14+508.04*(H/C)-173.55*(H/C)^2+20.17*(H/C)^3	134.374756
MN					1.445*MON-103.42	90.7515224

Fig. 4.13는 메탄가 결과와 Guideline과의 비교를 나타낸 그림으로 점선과 같이 실선 Test와 Guideline의 결과가 다른 것을 알 수 있다.

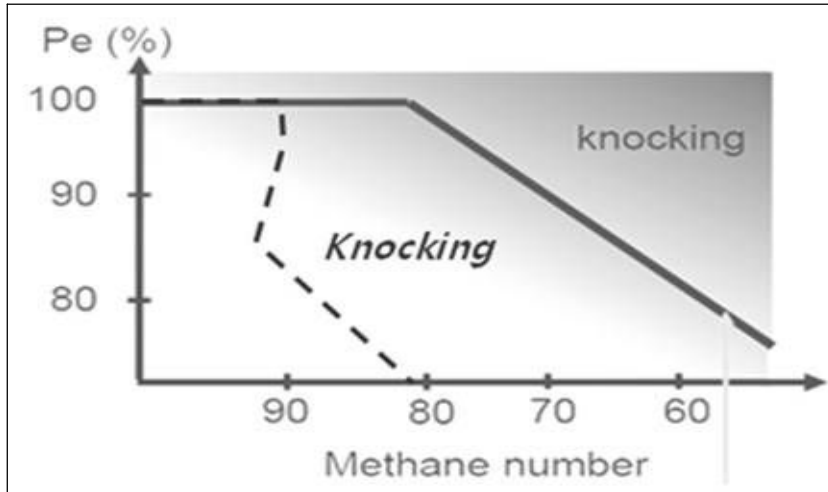


Fig. 4.13 실선 메탄가 결과(점선)와 Guideline(실선) 비교

4.4.3 실선 시운전 평가

실선 시운전 평가에서 얻은 결과는 이중연료 발전기의 Guideline과 약간 차이가 있는 것으로 확인되었으며 추정되는 원인으로는,

- 가) 연료로 사용하는 천연가스 성분의 차이
- 나) 연료로 사용하는 천연가스의 상태(온도, 압력) 차이
- 다) 이중연료 발전기의 조율(Tuning) 부족 등을 들 수 있다.

각 항목에 대한 분석으로는,

1) 연료로 사용하는 천연가스 성분의 차이

천연가스는 생산되는 산지별로 성분에 차이가 있다. Fig. 4.14~Fig. 4.27는 세계적인 LNG생산지별의 성분을 나타낸 것이며, 알제리산 천연가스의 메탄가가 가장 낮은 편에 속함을 알 수 있다.

ALGERIA(알제리)					Input	
		C	H	H/C	Value	H/C
Methane	CH4	1	4	4	87.75	350.992
Ethane	C2H6	2	6	3	8.36	25.068
Propane	C3H8	3	8	2.6667	2.11	5.6293333
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.30	0.7425
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.43	1.0775
Isopentane	C5H12				0.00	
n-pentane	C5H12				0.00	
N2	N2				1.06	
Co2	CO2				0.00	
					100	383.50933
						3.8350933
H/C						3.835093333
MON						$-406.14+508.04*(H/C)-173.55*(H/C)^2+20.17*(H/C)^3$
MN						$1.445*MON-103.42$
						80.66328

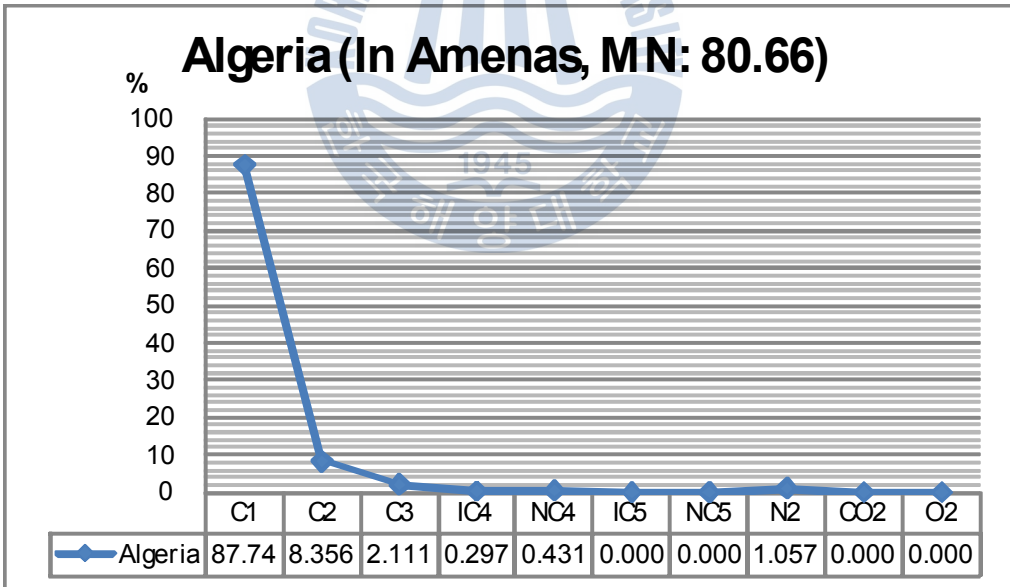


Fig. 4.14 알제리 산 천연가스 성분

BA(인니 바닥)					Input		
		C	H	H/C	Value	H/C	
Methane	CH4	1	4	4	90.22	360.89655	
Ethane	C2H6	2	6	3	5.27	15.804828	
Propane	C3H8	3	8	2.6667	3.16	8.4367816	
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.67	1.6698276	
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.65	1.6344828	
Isopentane	C5H12				0.00		
n-pentane	C5H12				0.00		
N2	N2				0.02		
CO2	CO2				0.00		
					100	388.44247	
						3.8844247	
H/C		3.884424713					
MON		$-406.14 + 508.04*(H/C) - 173.55*(H/C)^2 + 20.17*(H/C)^3$					130.83622
MN		$1.445*MON - 103.42$					85.638333

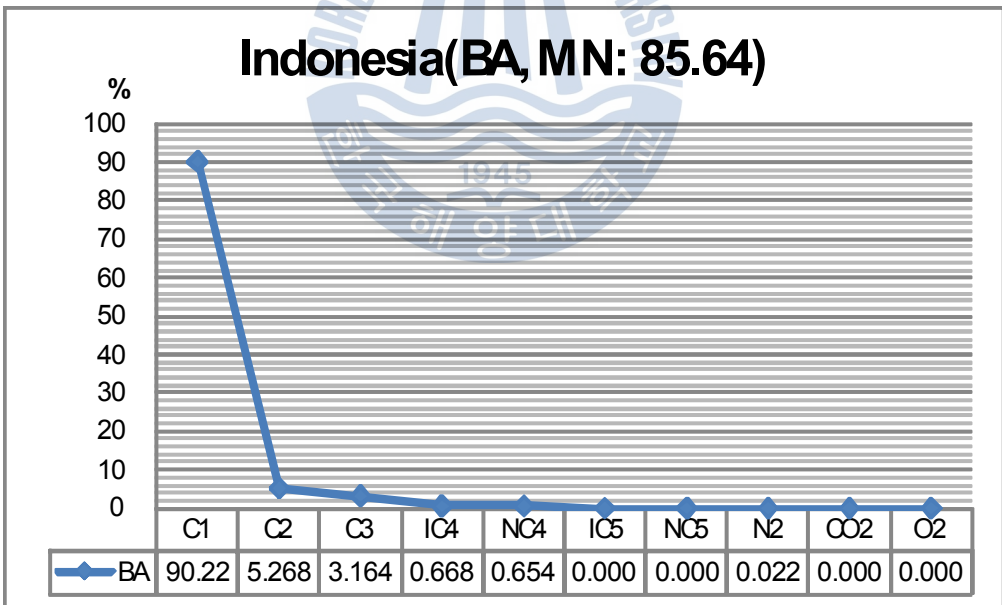


Fig. 4.15 인도네시아(바닥) 산 천연가스 성분

AR(인니 아룬)					Input		
		C	H	H/C	Value	H/C	
Methane	CH4	1	4	4	92.09	368.36222	
Ethane	C2H6	2	6	3	5.46	16.381667	
Propane	C3H8	3	8	2.6667	1.55	4.1259259	
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.36	0.8888889	
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.37	0.9277778	
Isopentane	C5H12				0.03		
n-pentane	C5H12				0.00		
N2	N2				0.14		
Co2	CO2				0.00		
					100	390.68648	
						3.9068648	
H/C		3.906864815					
MON		$-406.14 + 508.04*(H/C) - 173.55*(H/C)^2 + 20.17*(H/C)^3$					132.50053
MN		$1.445*MON - 103.42$					88.04327

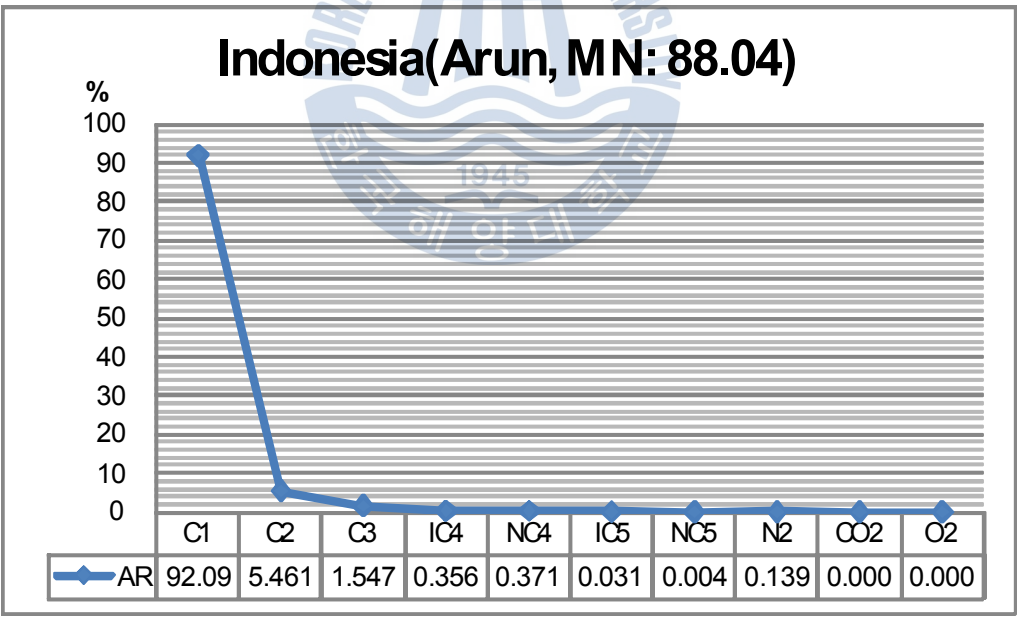


Fig. 4.16 인도네시아(아룬) 산 천연가스 성분

BONNY(나이지리아)					Input		
		C	H	H/C	Value	H/C	
Methane	CH4	1	4	4	92.02	368.08	
Ethane	C2H6	2	6	3	5.42	16.26	
Propane	C3H8	3	8	2.6667	2.00	5.3333333	
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.25	0.625	
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.23	0.575	
Isopentane	C5H12				0.01		
n-pentane	C5H12				0.00		
N2	N2				0.07		
Co2	CO2				0.00		
					100	390.87333	
						3.9087333	
H/C		3.908733333					
MON		$-406.14+508.04*(H/C)-173.55*(H/C)^2+20.17*(H/C)^3$					132.64195
MN		$1.445*MON-103.42$					88.247614

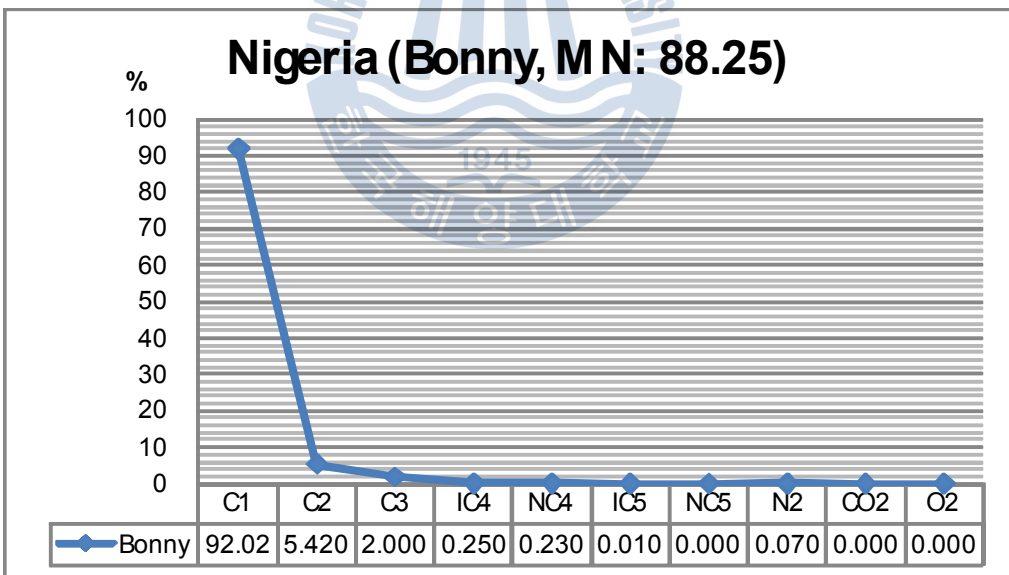


Fig. 4.17 나이지리아(보니) 산 천연가스 성분

BR(부르나이)					Input		
		C	H	H/C	Value	H/C	
Methane	CH4	1	4	4	90.25	361.00889	
Ethane	C2H6	2	6	3	5.30	15.89	
Propane	C3H8	3	8	2.6667	2.97	7.9081481	
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.61	1.5166667	
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.79	1.9805556	
Isopentane	C5H12				0.03		
n-pentane	C5H12				0.01		
N2	N2				0.05		
CO2	CO2				0.00		
					100	388.30426	
						3.8830426	
H/C		3.883042593					
MON		$-406.14+508.04*(H/C)-173.55*(H/C)^2+20.17*(H/C)^3$					130.73575
MN		$1.445*MON-103.42$					85.493155

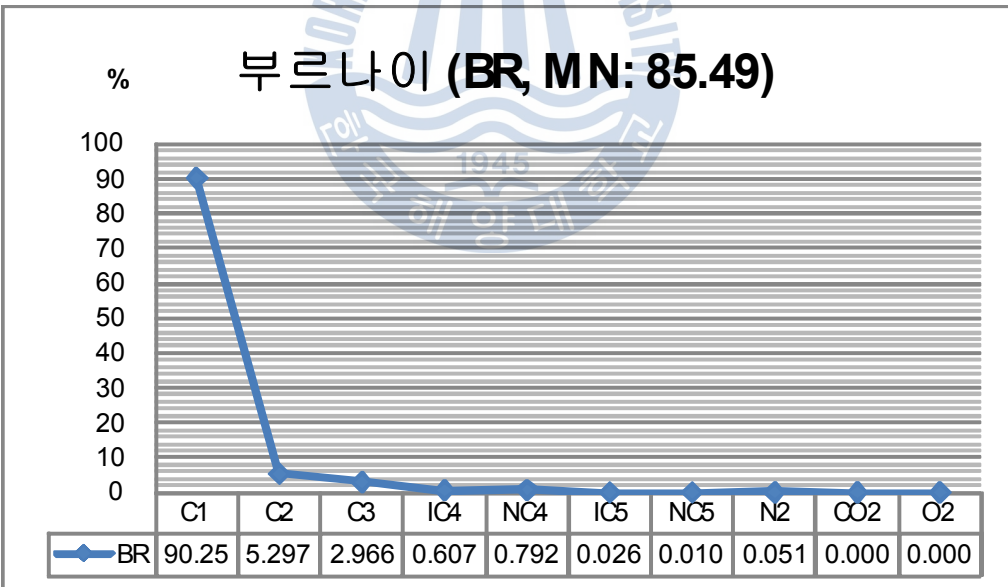


Fig. 4.18 부르나이 산 천연가스 성분

EG(이집트)					Input		
		C	H	H/C	Value	H/C	
Methane	CH4	1	4	4	96.48	385.9031	
Ethane	C2H6	2	6	3	2.77	8.303925	
Propane	C3H8	3	8	2.6667	0.52	1.3867333	
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.12	0.2909375	
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.08	0.2108125	
Isopentane	C5H12				0.01		
n-pentane	C5H12				0.01		
N2	N2				0.01		
CO2	CO2				0.00		
					99.998675	396.09551	
						3.9609551	
H/C						3.960955083	
MON						$-406.14+508.04*(H/C)-173.55*(H/C)^2+20.17*(H/C)^3$	136.77507
MN						$1.445*MON-103.42$	94.219975

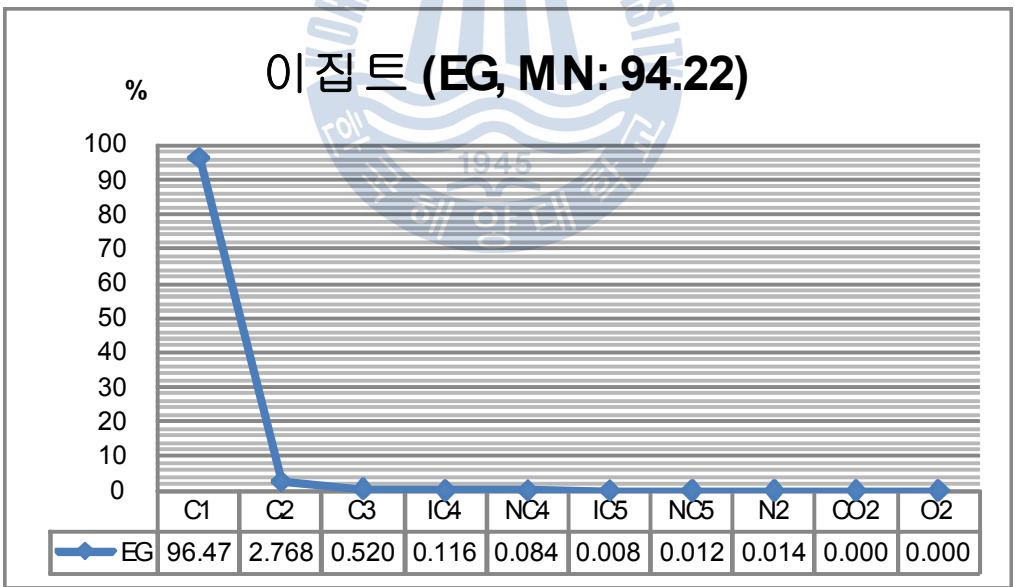


Fig. 4.19 이집트 산 천연가스 성분

GN(적도기니)					Input		
		C	H	H/C	Value	H/C	
Methane	CH4	1	4	4	93.59	374.348	
Ethane	C2H6	2	6	3	6.34	19.02	
Propane	C3H8	3	8	2.6667	0.06	0.1493333	
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.00	0	
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.00	0	
Isopentane	C5H12				0.00		
n-pentane	C5H12				0.00		
N2	N2				0.02		
Co2	CO2				0.00		
					100	393.51733	
						3.9351733	
H/C		3.935173333					
MON		$-406.14+508.04*(H/C)-173.55*(H/C)^2+20.17*(H/C)^3$					134.69055
MN		$1.445*MON-103.42$					91.207849

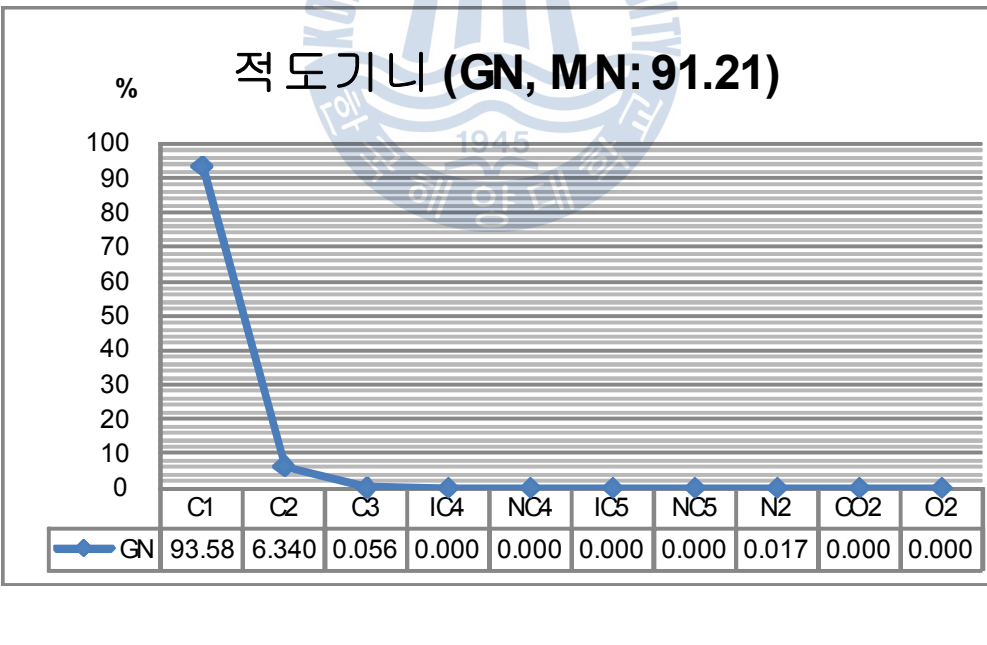


Fig. 4.20 적도기니 산 천연가스 성분

MA(말레이시아)				Input			
		C	H	H/C	Value	H/C	
Methane	CH4	1	4	4	91.82	367.29979	
Ethane	C2H6	2	6	3	4.56	13.671789	
Propane	C3H8	3	8	2.6667	2.52	6.7141053	
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.48	1.1960526	
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.38	0.9436842	
Isopentane	C5H12				0.01		
n-pentane	C5H12				0.00		
N2	N2				0.23		
Co2	CO2				0.00		
					100	389.82542	
						3.8982542	
H/C		3.898254211					
MON		$-406.14+508.04*(H/C)-173.55*(H/C)^2+20.17*(H/C)^3$					131.8545
MN		$1.445*MON-103.42$					87.109749

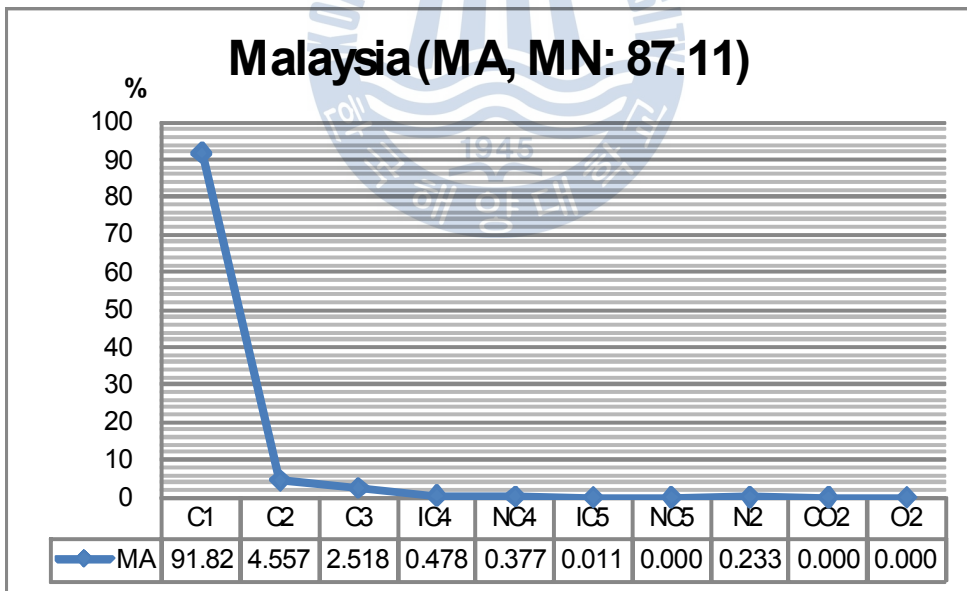


Fig. 4.21 말레이시아 산 천연가스 성분

NLNG(나이지리아)					Input		
		C	H	H/C	Value	H/C	
Methane	CH4	1	4	4	92.52	370.071	
Ethane	C2H6	2	6	3	4.82	14.46315	
Propane	C3H8	3	8	2.6667	2.05	5.4638667	
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.29	0.726625	
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.25	0.633	
Isopentane	C5H12				0.01		
n-pentane	C5H12				0.00		
N2	N2				0.06		
Co2	CO2				0.00		
					100	391.35764	
						3.9135764	
H/C		3.913576417					
MON		$-406.14 + 508.04*(H/C) - 173.55*(H/C)^2 + 20.17*(H/C)^3$					133.01054
MN		$1.445*MON - 103.42$					88.780236

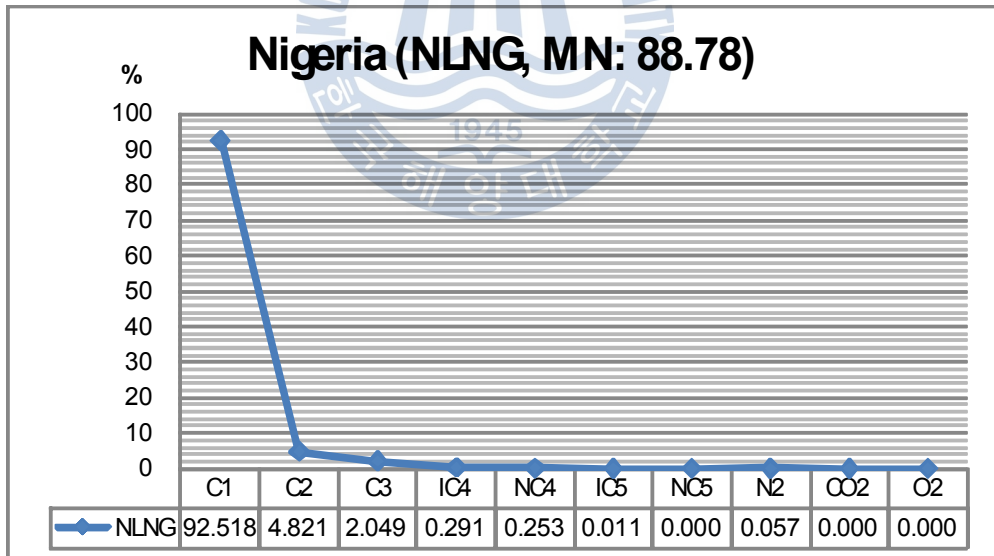


Fig. 4.22 나이지리아(NLNG) 산 천연가스 성분

NWS(호주)					Input		
		C	H	H/C	Value	H/C	
Methane	CH4	1	4	4	87.88	351.50588	
Ethane	C2H6	2	6	3	7.96	23.888824	
Propane	C3H8	3	8	2.6667	3.16	8.425098	
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.39	0.9852941	
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.52	1.3102941	
Isopentane	C5H12				0.02		
n-pentane	C5H12				0.00		
N2	N2				0.06		
Co2	CO2				0.00		
					100	386.11539	
						3.8611539	
H/C		3.861153922					
MON		$-406.14+508.04*(H/C)-173.55*(H/C)^2+20.17*(H/C)^3$					129.17569
MN		$1.445*MON-103.42$					83.238874

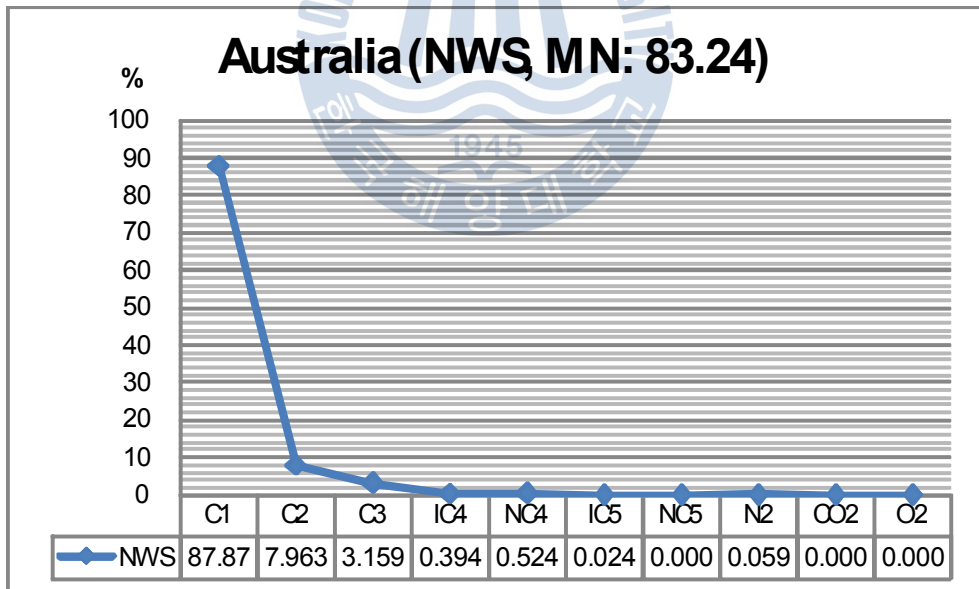


Fig. 4.23 호주(NWS) 산 천연가스 성분

OM(오만엘엔지)					Input	
		C	H	H/C	Value	H/C
Methane	CH4	1	4	4	90.89	363.57046
Ethane	C2H6	2	6	3	5.55	16.656923
Propane	C3H8	3	8	2.6667	2.01	5.3661538
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.64	1.6065385
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.53	1.3173077
Isopentane	C5H12				0.03	
n-pentane	C5H12				0.00	
N2	N2				0.35	
Co2	CO2				0.00	
					100	388.51738
						3.8851738
H/C						3.885173846
MON						$-406.14 + 508.04*(H/C) - 173.55*(H/C)^2 + 20.17*(H/C)^3$
MN						$1.445*MON - 103.42$
						85.717163

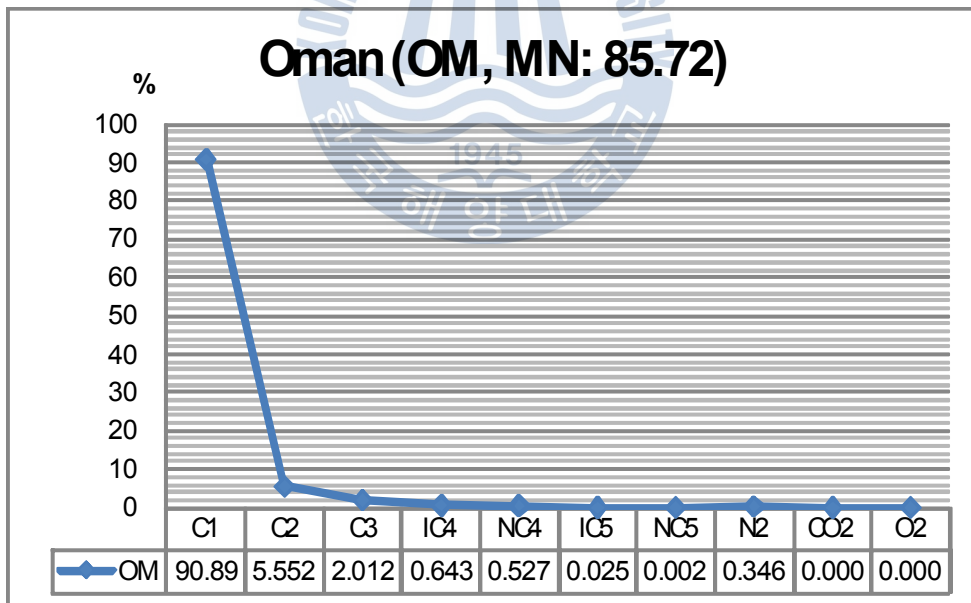


Fig. 4.24 오만 산 천연가스 성분

RG(카타르)					Input	
		C	H	H/C	Value	H/C
Methane	CH4	1	4	4	90.54	362.15464
Ethane	C2H6	2	6	3	6.15	18.464845
Propane	C3H8	3	8	2.6667	1.83	4.8904467
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.33	0.8190722
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.50	1.243299
Isopentane	C5H12				0.02	
n-pentane	C5H12				0.01	
N2	N2				0.62	
Co2	CO2				0.00	
					100	387.5723
						3.875723
H/C						3.875723024
MON						$-406.14+508.04*(H/C)-173.55*(H/C)^2+20.17*(H/C)^3$
MN						$1.445*MON-103.42$
						84.729951

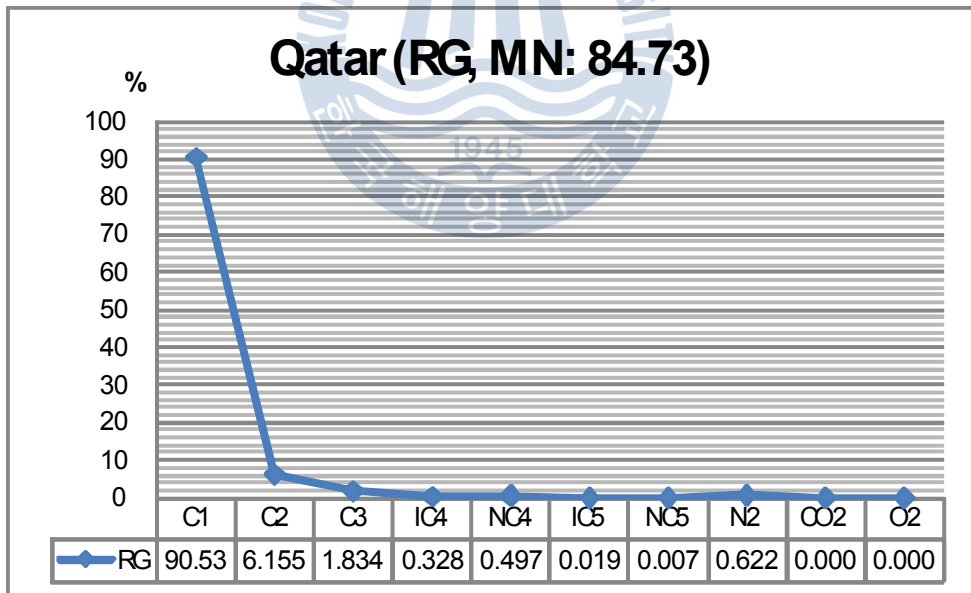


Fig. 4.25 카타르 산 천연가스 성분

SAKHALIN(러시아)					Input	
		C	H	H/C	Value	H/C
Methane	CH4	1	4	4	92.70	370.815
Ethane	C2H6	2	6	3	4.40	13.1925
Propane	C3H8	3	8	2.6667	1.94	5.17
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.40	1
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.46	1.153125
Isopentane	C5H12				0.02	
n-pentane	C5H12				0.00	
N2	N2				0.08	
Co2	CO2				0.00	
					100	391.33063
						3.9133063
H/C						3.91330625
MON						$-406.14+508.04*(H/C)-173.55*(H/C)^2+20.17*(H/C)^3$
MN						$1.445*MON-103.42$
						88.750411

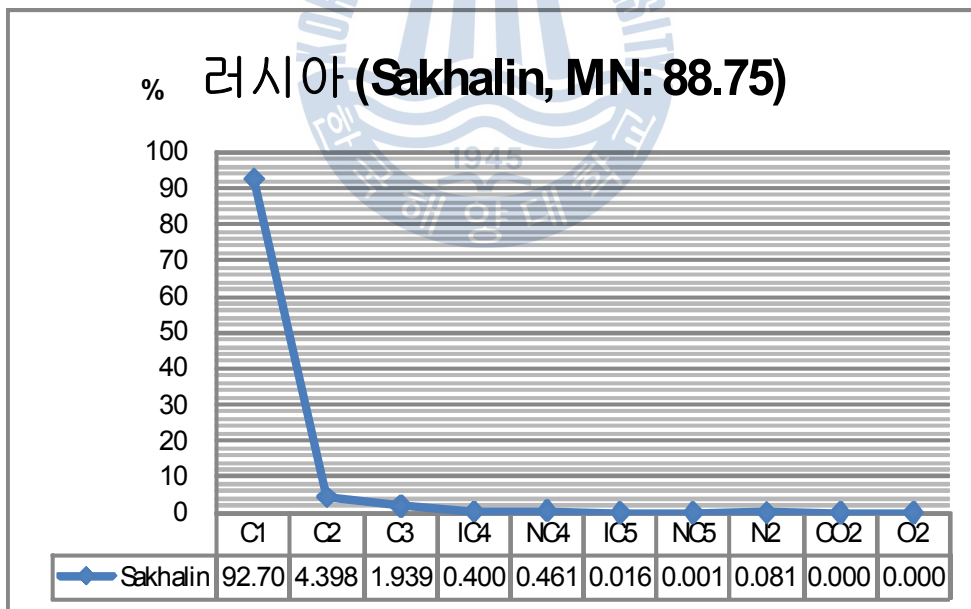


Fig. 4.26 러시아(Sakhalin) 산 천연가스 성분

TR(트리나드토바고)					Input		
		C	H	H/C	Value	H/C	
Methane	CH4	1	4	4	96.87	387.46512	
Ethane	C2H6	2	6	3	2.71	8.12184	
Propane	C3H8	3	8	2.6667	0.37	0.9742933	
Isobutane	C4H10	4	10	2.5	0.03	0.069375	
n-butane	C4H10	4	10	2.5	0.02	0.0482	
Isopentane	C5H12				0.00		
n-pentane	C5H12				0.00		
N2	N2				0.01		
CO2	CO2				0.00		
					99.99982	396.67883	
						3.9667883	
H/C						3.966788283	
MON						$-406.14+508.04*(H/C)-173.55*(H/C)^2+20.17*(H/C)^3$	137.25882
MN						$1.445*MON-103.42$	94.918992

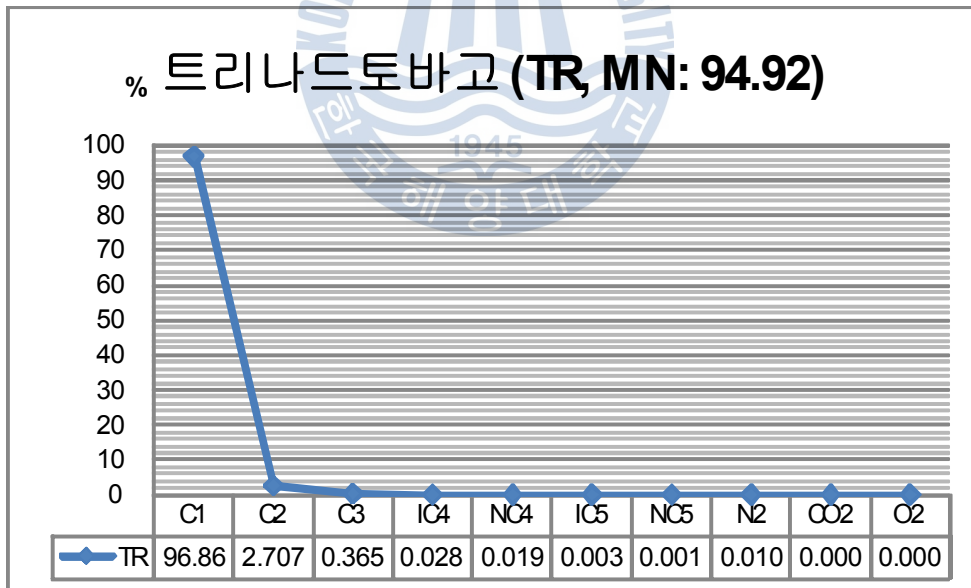


Fig. 4.27 트리나드토바고 산 천연가스 성분

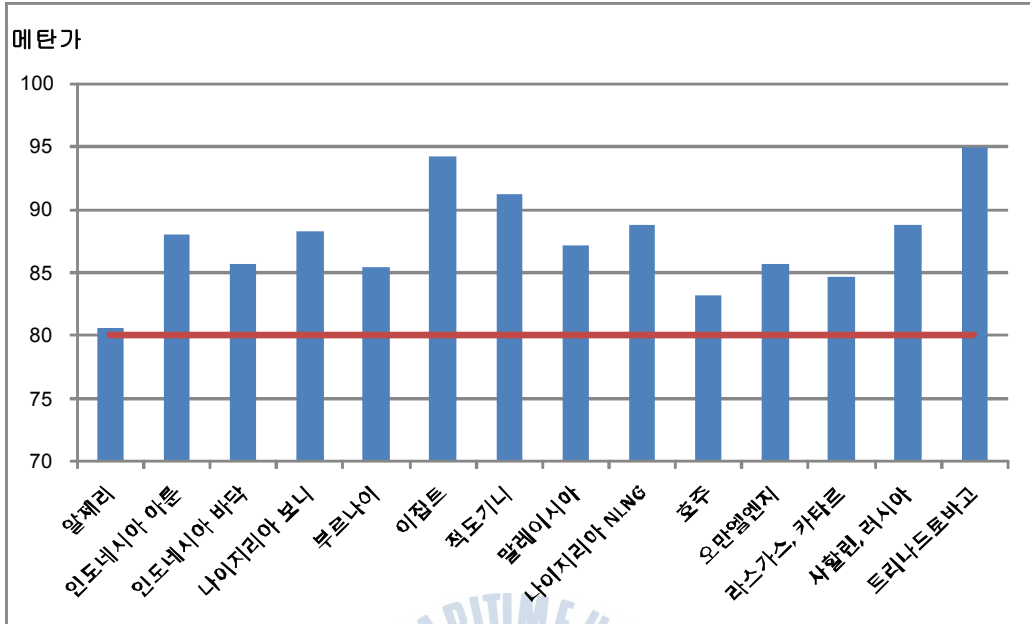


Fig. 4.28 산지별 메탄가

Fig. 4.28과 같이 메탄가가 가장 낮은 알제리산 천연가스의 경우, 메탄가가 80.66으로 가스성분 자체만으로는 이중연료 발전기에서 100%의 부하를 얻기에 충분치 않은 것을 알 수 있다.

2) 연료로 사용하는 천연가스의 상태(온도, 압력) 차이

천연가스의 주성분은 메탄이지만 메탄 외에 에틸렌, 프로판, 부탄, 펜탄, 질소 등의 성분이 포함되어 있고, 각 성분은 특성을 가지고 있으며 특히, 온도와 압력에 따라 각각 다른 상태를 보이고 있다. 주성분인 메탄의 경우에도 온도, 압력에 따라 다른 상태를 보이고, 상태의 변화에 따라 메탄가가 달라질 수 있으며, Fig. 4.29는 온도와 메탄가의 관계를 나타낸다.

온도와 메탄가와 관계는 실선 시운전중 샘플 채취한 본문의 4.4.2절 자료에 의한 결과이며, 온도가 낮을수록 메탄가가 좋아지는 것을 알 수 있다.

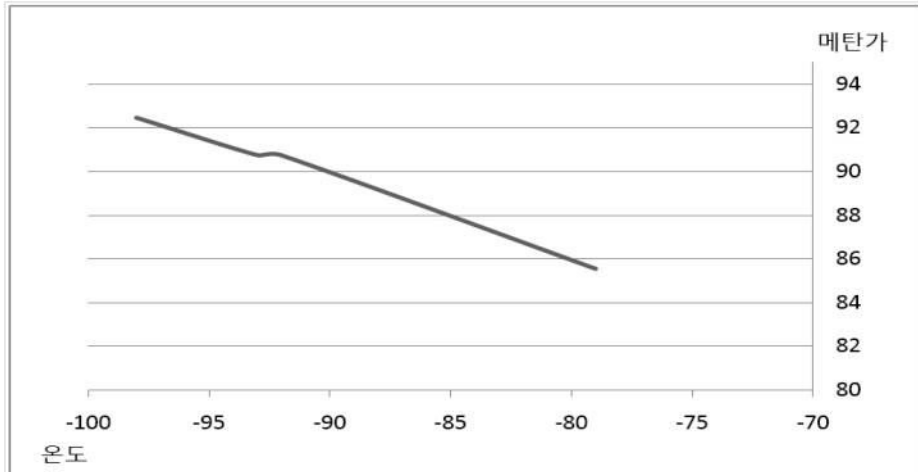


Fig. 4.29 온도와 메탄가의 관계

3) 이중연료 발전기의 조율(Tuning) 부족

같은 실린더 안에서 압축비, 폭발점등 다른 조건을 필요로 하는 두가지 이상의 연료를 연소시킨다는 것은 첨단 기술이며, 많은 시간의 조율(Tuning)이 필요하다. 따라서 실선 시운전을 통하여 이러한 Tuning을 수행하게 되며, 그 구체적인 내용은 다음과 같다.

- ① 기관실 내부로 유입되는 공기의 온도 및 압력 조절
- ② 이중연료 발전기 내부로 유입되는 공기의 온도 및 압력 조절
- ③ Pilot Fuel Injection System Check 등의 확인 및 조율이 필요하고, 약 20일 이상의 실선 시운전이 필요하다.

제 5 장 LNG를 연료로 사용하는 선박 개발

2010년도부터 조선, 해운시장의 화두는 LNG추진 친환경 선박(Green ship)이다. DNV의 헨릭 맛센(Henrik O. Madsen) 회장은 2010년 12월 6일 런던에서 “LNG는 앞으로 세계무역을 하는 상선들의 주요 원료가 될 것이며, 2020년에는 대부분의 선주들이 LNG를 연료로 하는 선박을 운항하게 될 것이다. LNG연료 추진 선박은 조선 시장에 새로운 친환경 변화를 이끌고, 친환경 선박 개발에 관심을 기울이고 있는 선주 및 조선사들에게 좋은 해결책을 제시해 줄 수 있을 것이라 본다.”고 강조했다.

LNG연료 추진 선박은 2000년 처음으로 연안여객선 “Glutra”호가 노르웨이에서 건조된 후 2009년 말 기준 약 14척의 연안 운항선박과 일부 군함이 건조되어 운항되고 있다. 또한, 핀란드 및 유럽의 여러 조선소에서 고속의 RO-PAX 및 Ro-Ro선이 설계되어 건조되고 있으며, 국내에서도 LNG연료 추진 선박을 새로운 선박산업으로 육성하기 위한 기술개발이 활발히 진행되고 있다.

5.1 선박 설계

5.1.1 LNG 연료탱크 종류

International Code for Gas-Carriers (IGC Code)에 의한 LNG 탱크의 구분은 Fig. 5.1과 같이 크게 일체형 탱크와 독립형 탱크로 나뉜다.



Fig. 5.1 IGC Code에 의한 LNG 탱크 구분

일체형 탱크라 함은 선체구조의 일부를 구성하고 또한, 인접하는 선체구조에 응력을 주는 하중에 의하여 인접하는 구조와 같은 영향을 받는 탱크를 말한다. 일체형 탱크는 멤브레인 탱크와 세미 멤브레인 탱크로 구분되며, 멤브레인 탱크는 인접하는 선체구조에 의하여 방열재를 통해 지지된 얇은 막으로 구성되는 비자기 지지형의 탱크를 말한다. 멤브레인은 열 또는 기타의 신축이 멤브레인에 과도한 응력이 발생되지 않도록 설계되어야 한다. 현재는 NO96 Type과 MarkIII Type의 멤브레인 탱크가 LNG선에 적용되고 있다.

독립형 탱크라 함은 자기 지지형 탱크로서 선체구조를 구성하지 아니하고 또한, 선체강도상 필요로 하지 아니하는 탱크를 말하며, Type-A, Type-B, Type-C로 구분한다. Type-A는 주로 종래에 사용되고 있는 선체강도 해석법에 따라 인정하는 기준에 의해 설계되는 탱크를 말한다. Type-B는 응력레벨, 피로수명 및 균열진전 특성을 구하기 위한 모형시험, 정밀한 해석수단 및 해석법을 사용하여 설계된 탱크를 말하며, 현재는 IHI Type과 MOSS Type의 Type-B 탱크가 LNG선 화물창에 적용되고 있다. Type-C는 압력용기라고도 하며, 압력용기 기준을 충족하는 탱크로 소형의 LNG선박 및 LPG선박에 적용된다(Fig. 5.2, 5.3 참조).

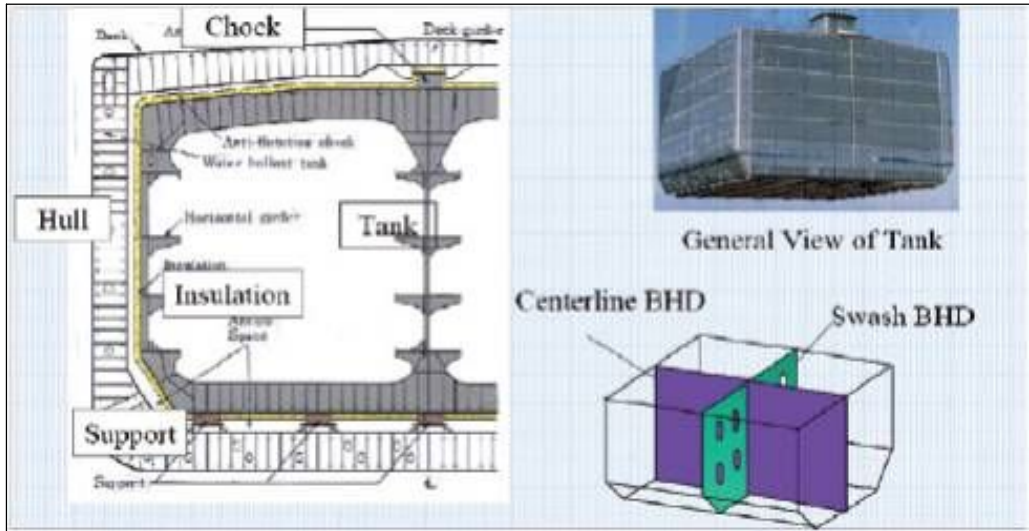


Fig. 5.2 IHI Type-B 탱크 디자인



Fig. 5.3 Type-C 탱크 디자인(좌측 Bilobe, 우측 Single Type)

5.1.2 LNG 연료탱크 결정

LNG선 외에 LNG를 연료로 사용하는 선박은 IMO Type-C 연료탱크를 사용하는 것이 경제적이며, 연료 공급 시스템도 간단하고 효율적이다. 우선 고압 펌프장치를 이용하는 시스템 대비 고압펌프, Buffer탱크, 가스연소장치 등의 장비가 필요 없다. IMO Type-C 연료탱크는 멤브레인 이나 IMO Type-B 연료탱크에 비해 허용되는 압력이 8bar로 높은 편이라서 연료 공급장치 구성에도 편리한 이점이

있으며, 멤브레인 Type에서 발생할 수 있는 슬로싱 Damage 및 Partial filling 불가 등의 Risk를 방지할 수 있다. 연료탱크에서 저온기화기를 거쳐 분리기를 통해 기체와 액체로 분리되며, 액체상태의 가스는 다시 연료탱크로 돌아가고 기체상태 가스만 고온기화기를 통해 이중연료 발전기에서 사용 가능한 조건인 약 5bar, 50도의 가스를 공급한다.

아울러, 연료탱크의 용적(Volume)은 선박의 운항 Route, Speed, Daily Gas Consumption에 의해 결정되며, 83K DWT급 Bulk Carrier를 모델선박으로 다음과 같은 연료탱크 용적 결정이 가능하다.

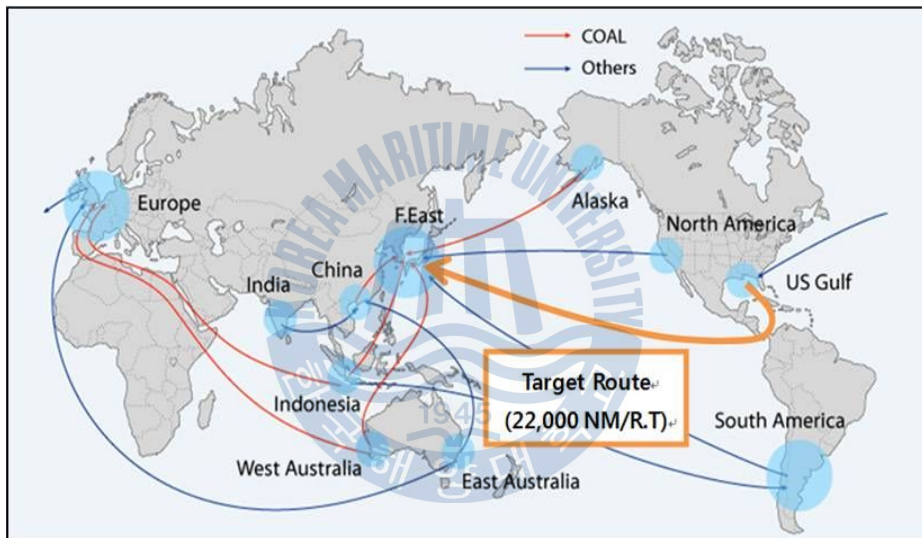


Fig. 5.4 Target Route

먼저 미동부지역에서 파나마운하를 통과하여 극동아시아 지역을 운항하는 선박을 Target Route로 하여 Cruising Range를 11,000 NM로 가정하였다.

선박의 Target Speed는 14.1 knot이고, Gas Injection Engine인 MAN 5G60ME-C8.2.GI(Tier II) Engine을 적용하면 Target Power는 NCR에서 8,210 kW, Gas Consumption은 124.1 g/kW로 다음과 같은 절차로 연료탱크 용적을 결정한다.

1) DGC (Daily Gas Consumption, t/day) 계산

$$\begin{aligned} \text{DGC(t/day)} &= (\text{Power} \times \text{SGC} \times 24\text{시간}) / 10^6 \\ &= 8,210\text{kW} \times 124.1 \text{ g/kWh} \times 24 / 10^6 \\ &= 24.45 \text{ t/day} \dots\dots\dots (\text{식 5.1}) \end{aligned}$$

2) DGC값을 볼륨으로 변환

(식 5-1)에서 구한 값을 LNG 비중으로 나눔

$$\begin{aligned} \text{DGC(m}^3\text{/day)} &= (24.45 \text{ t/day}) / (0.47 \text{ t/m}^3) \\ &= 52.03 \text{ m}^3\text{/day} \dots\dots\dots (\text{식 5.2}) \end{aligned}$$

3) 전체 LNG연료탱크 용량 계산

운항일수, Filling Ratio(91%) 및 1.5% Reduction을 고려하여 전체 연료탱크 볼륨계산 = $(52.03 \text{ m}^3\text{/day} \times 35.5 \text{ days}) / 0.91 / 0.985 = 2,060 \text{ m}^3\dots\dots(\text{식 5.3})$

상기의 계산식을 이용하면 Route별, 선종 및 엔진 사양에 따라 적절한 LNG연료탱크 볼륨이 계산되며, 이에 따라 IMO Type-C 연료탱크의 형상이 아래 Fig. 5.5와 같이 결정된다.

Type	IMO Type C
Shape	Cylinder
Number of Tank	1
타원* Radius (Outer** 타원 Radius)	5m x 2.5m (5.39m x 2.89m)
Length (Outer** Length)	29 m (29.78 m)
Total Tank Volume	<u>Appx. 2,147 m³</u>



Fig. 5.5 IMO Type-C 연료탱크 형상

5.1.3 LNG 연료탱크 배치

일반적인 LNG탱크의 배치와 관련한 2011년 현재 기준은, IGC Code (International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk)의 “Chapter 3 Ship Arrangements”^[12]에 의하여 결정되며, 기관실 및 보일러 구역, 거주 구역, 업무 구역, 제어장소, 체인로커, 음료수와 기타 청수탱크 및 창고로부터 격리되어야 한다. LNG 탱크는 선박의 안전 또는 항해를 위해 주관청이 필요하다고 생각되는 다른 곳에 위치하여야 한다. 2차 방벽을 필요로 하지 않는 LNG 탱크의 경우는 위에서 언급한 구역 외에 탱크의 직하 또는 외측의 구역으로부터 코퍼댐, 다른 연료유 탱크 또는 A-60급 구획으로 구성된 전 용접구조의 단층 가스밀 격벽으로 유효하게 격리되어야 한다. 인접구역에 발화원 또는 화재위험이 없는 경우에는 단층의 A-0 가스밀 구획으로 할 수 있다.

LNG 및 NG가 통과하는 모든 관장치는 다음의 규정에 따른다.

- 1) 퍼징(Purging), 가스프리(Gas Free) 또는 불활성화(Inerting)와 같이 화물과 관련한 조작상 필요한 연결관을 제외하고 다른 관 장치로부터 격리시켜야 한다. 이러한 연결관을 설치할 경우는 LNG 또는 NG가 연결관을 통하여 다른 관 장치에 흘러 들어가지 않도록 충분히 고려되어야 한다.
- 2) 모든 거주구역, 업무구역, 제어장소, 화물 펌프실 및 화물 압축기실을 제외한 기관구역을 통과할 수 없다.
- 3) 수직트렁크 또는 동등의 설비 내에 설치된 관이 LNG 탱크 상부의 공소를 통과하는데 사용될 경우 및 빌지배출, 벤트(Vent) 또는 퍼징용 관이 코퍼댐을 통과하는 경우를 제외하고 개방갑판으로부터 직접 LNG 탱크로 유도하여야 한다.
- 4) 항해 중 내압을 받지 않는 가로놓인 육상 연결용 관 또는 비상용 화물투하 관장치를 제외하고 선내 측에 배치하여야 한다.

5.1.4 LNG 연료탱크 배치에 관한 IGF Code

LNG추진 선박에 대한 관심이 증폭되면서 LNG 연료탱크의 배치에 관한 별도 규정이 필요하다는 IMO의 권고에 따라 2013년 말 적용을 목표로 IGF Code (International Code of Safety for Gas-fuelled Ships)^[13]를 준비 중이며, 아래와 같은 조항을 만족시켜야 할 것으로 예상된다.

- 1) The storage tank used for liquefied gas should be an independent tank designed in accordance with the IGC Code.

액화가스용 저장탱크는 IGC Code에 의해 독립탱크 설계이어야 한다.

- 2) Pipe connections to the tank should normally be mounted above the highest liquid level in the tanks. However, connections below the highest liquid level may be accepted after special consideration by the Administration.

탱크의 배관 연결부는 가장 높은 탱크의 액체수위보다 높게 설치되어야 한다. 그렇지 않을 경우 당국에 의해 검토되어 적용되어야만 한다.

- 3) Pressure relief valves as required in the IGC Code chapter 8 should be fitted.

IGC Code chapter8에서 요구하는 대로 압력 완화 밸브를 설치해야 한다.

- 4) The outlet from the pressure relief valves should normally be located at least $B/3$ or 6 m, whichever is greater, above the weather deck and 6 m above the working area and gangways, where B is the greatest breadth of the ship in meters. The outlets should normally be located at least 10 m from the nearest:

- Air intake, air outlet or opening to accommodation, service and control spaces, or other gas safe spaces. and
- Exhaust outlet from machinery or from furnace installation.

압력완화 밸브의 출구는 노출 갑판에서 적어도 선박의 가장 큰 폭 B의 $B/3$

또는 6m 이상에 위치하여야 하고, 작업구간 및 통로 보다 6m 높은 곳에 위치해야 한다. 또한 공기 입 출구, 거주구와 서비스, 통제실 또는 가스보호구역의 개방구와 기관 및 연돌의 배기출구보다 적어도 10m이상 떨어져 있어야 한다.

- 5) Storage tanks for liquid gas should not be filled to more than 98% full at the reference temperature, where the reference temperature is as defined in the IGC Code. A filling limit curve for actual filling temperatures should be prepared from the formula given in the IGC Code. However, when the tank insulation and tank location makes the probability very small for the tank contents to be heated up due to external fire, special considerations may be made to allow a higher filling limit than calculated using the reference temperature, but never above 95%.

액화가스의 저장 탱크는 IGC Code에서 참조되는 온도 하에서 98% 이상을 저장할 수 없다. 실제 저장온도에서의 저장 한계는 IGC Code에서 확인된다. 그러나, 탱크단열 및 탱크위치는 외부의 열에 의해 탱크가 가열될 가능성을 매우 작게 하므로, 참고온도에서 계산되는 저장 한계보다 높게 저장할 수 있으나, 95%를 넘으면 안 된다.

- 6) The storage tanks to be used for compressed gas should be certified and approved by the Administration.

압축가스용 저장탱크는 주관청에 의해 승인되고 보증되어야 한다.

- 7) The storage tanks or tank batteries should be located at least B/5 from the ship's side. For ships other than passenger ships a tank location closer than B/5 but not less than 760 mm from the ship's side may be accepted. 가스저장탱크는 적어도 선체외벽으로부터 선박의 가장 큰 폭 (B)의 B/5에 위치하여야 한다. 여객선을 제외한 선박의 탱크위치는 B/5에 위치하여야 하지만 선체외벽으로부터 760mm보다 적지 않아도 된다.

- 8) The gas storage tanks or tank batteries and equipment should be located

to assure sufficient natural ventilation, so as to prevent accumulation of escaped gas.

가스 저장탱크는 충분히 자연 통풍이 되는 곳에 위치하여 배출가스의 축적을 방지해야 한다.

- 9) Gas in a liquid state may be stored in enclosed spaces, with a maximum acceptable working pressure of 10 bar. Storage of compressed gas in enclosed spaces and location of gas tanks with a higher pressure than 10 bar in enclosed spaces is normally not acceptable, but may be permitted after special consideration and approval by the Administration.

액체상태의 가스는 최대허용 운전압력이 10bar인 밀폐된 공간에 저장되어야 한다. 밀폐된 공간에서의 압축가스 저장과, 밀폐된 공간에서 10bar 이상의 압력을 가진 가스탱크의 위치는 보통 허용되지 않지만 주관청에서 특별히 고려하고 승인된다면 허용 가능하다.

- 10) A fixed fire extinguishing system is installed in the tank room.

탱크룸에는 고정식 소화설비가 설치되어야 한다.

- 11) The gas storage tank(s) should be placed as close as possible to the centre line.

가스저장 탱크는 가능하면 선박의 중심선에 가까이 위치해야 한다.

5.1.5 LNG 연료탱크의 배치 제안

위와 같은 IGF Code를 만족하고, 실선 적용의 효율성을 감안하여 아래와 같은 조건을 설정하여서 연료탱크 배치를 제안한다.

- 1) 가스연료탱크의 Type을 결정해야 하며, 이를 위해서 경제성, 사용실적 등을 고려하여 IMO Type-C를 선택하였다.[14]
- 2) 가스연료탱크 설치장소는 가스밀폐구역(A60)이어야 하며, 탱크 배치장소의 화재에도 승객이 보호될 수 있는 장소여야 할뿐만 아니라, 거주구역의 화재에도 보호되어야 함을 감안하였다.
- 3) 밸브 룸은 연료탱크 하부에 위치하고, 강제 잠금밸브와 연료탱크 설치공간의 환기를 위한 출구 팬(Fan)이 설치되어야 한다. 밸브 룸도 가스밀폐구역(A60)이어야 하며, 모든 화재로부터 보호되어야 함을 고려하였다.

다음은 위에서 정의된 조항과 조건설정에 의해 각 선종별로 설계된 LNG 연료탱크의 배치 제안이다.

(1) 일반 화물선

일반 화물선(Bulk Carrier)의 경우에는 Fig. 5.6과 같이 화물창 용적을 최적화하기 위해서 거주구와 엔진케이싱 뒤에 연료탱크를 배치하였다. 연료탱크의 용량은 운항거리에 따라 조정될 수 있으며, 연료탱크의 수량을 늘리는 방법으로 볼륨의 증가가 가능하다.

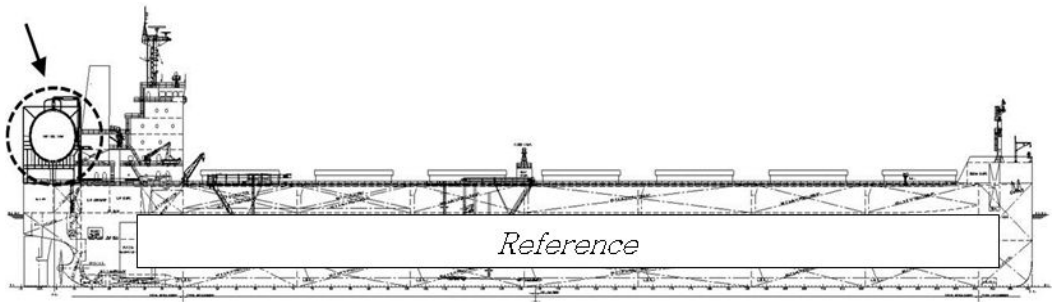


Fig. 5.6 일반 화물선(Bulk Carrier)의 LNG 연료탱크 배치

(2) 유조선

유조선(Tanker)의 경우, Cargo Tank의 용적에 지장을 주지 않는 위치와 엔진과의 거리를 최소화 한 위치인 Fig. 5.7과 같이 연료탱크 배치를 제안한다.

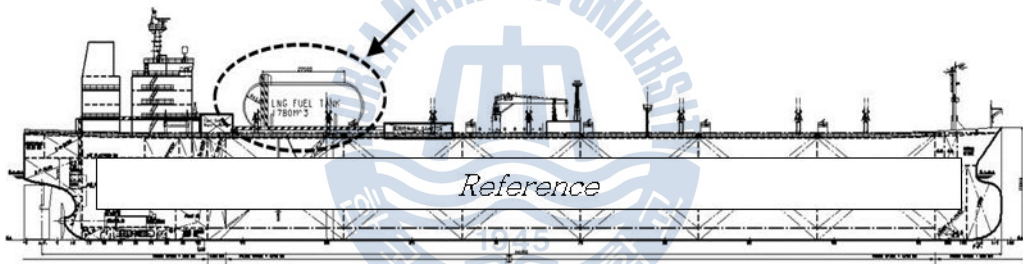


Fig. 5.7 유조선의 LNG 연료탱크 배치

(3) 컨테이너선

컨테이너선(Container)의 경우 연료탱크의 배치는 더욱 중요하다. 선박의 Bending Moment를 최소화 할 수 있는 연료탱크 배치 최적화는 물론, Loading calculation 관점에서도 분석, 검토되어야 한다. 컨테이너선의 경우 선박이 대형화 될수록 GM(Metacentric Height)에 여유가 생겨 많은 Container를 적재할 수 있는 것으로 확인되었다.

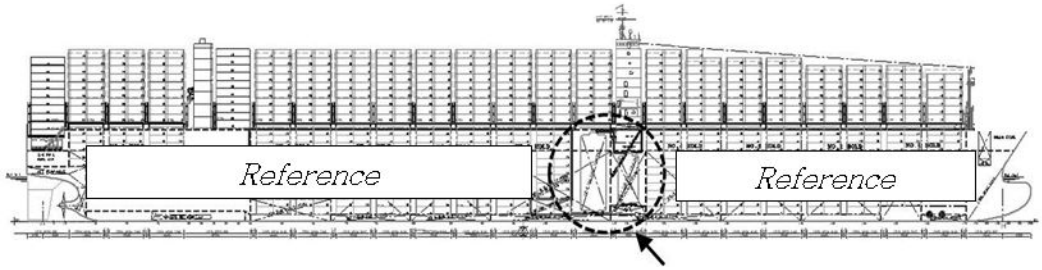


Fig. 5.8 컨테이너선의 LNG 연료탱크 배치

이러한 모든 시스템은 HAZOP(Hazard and operability) 및 HAZID(Hazard Identification) Study를 통해 안전성을 검증받아야 한다.

5.1.6 추진기의 결정

LNG를 연료로 사용하는 선박은 연료탱크 외에 추진장치의 설계에 대한 연구도 필수적이다. 추진장치는 저속 2행정 가스엔진을 사용한 직접 구동방식과, 중속 4행정 이중연료를 사용하는 발전기를 통한 전기 추진식 방법이 있으며, 아래 Table 5.1의 추진기별 특징, 장/단점을 고려하여 결정할 수 있다.

Table 5.1 추진기별 특징, 장/단점

ITEM	중속 4행정 가스엔진	저속 2행정 가스엔진
Combustion pressure variation	Increased	Unchanged
Knowing during load change	Possible	None
Misfiring	Possible	None
High ambient temperature	Sensitive	Insensitive
Power density	Reduced	Unchanged
Load response	Unchanged	Load ramp required
Methane Number dependent	Yes(MN>80)	No
Nox lever	Tier-II (Liquid mode) /Tier-III(Gas mode)	Tier-II (Liquid mode/Gas mode)
Nox aft treatment for Tier-III	SCR	EGR or SCR
Methane slip	2~4% of SFOC	0.1% of SFOC
Number of cylinder unit	Many	Few
Maintenance logistics/crew	Complex	Simple
Price Difference(Mil US \$)	0	+1.8

5.1.7 연료공급 장치의 결정

LNG를 연료로 사용하기 위하여 액체상태인 천연가스를 추진장치에서 사용할 수 있는 압력과 온도를 준비하는 연료공급 장치가 필요하다.

저속 2행정 가스엔진의 경우, 직접 구동방식으로 약 250bar이상의 압력 가스를 필요로 한다. 이러한 압력을 만들기 위하여 보통 고압펌프를 사용한다.

1) 고압 펌프장치

고압 펌프장치는 보통 IMO Type-B 또는 멤브레인 Type 연료탱크에 사용되는 시스템으로 재 액화시스템과 가스 연소시스템을 동시에 사용하여 연료탱크의 압력을 유지해야 한다. 고압 펌프로 고압의 액화천연가스를 만들어 기화기에 공급하여 추진장치가 원하는 압력의 가스를 생산하는 시스템으로 고압 압축장치 대비 부피가 작고 경제적이다.

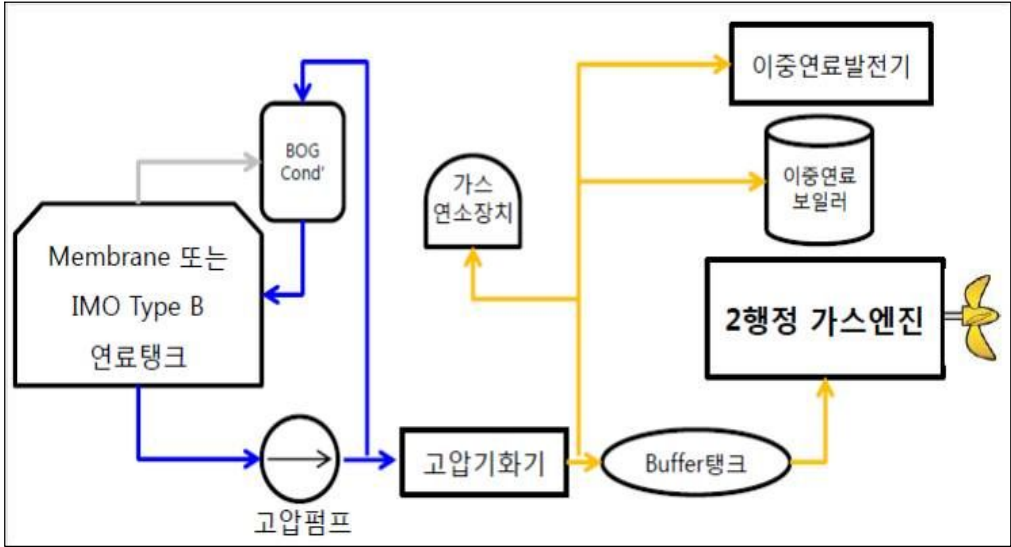


Fig. 5.9 고압 펌프장치를 이용한 연료공급 장치

2) IMO Type-C 연료탱크용 연료공급 장치

고압 펌프장치를 이용하는 시스템과 달리 고압펌프, Buffer탱크, 가스연소장치 등의 장비가 필요 없는 연료공급 시스템이며, 중속 4행정 이중연료를 사용하는 발전기를 통한 전기 추진식 방법을 채택하였다.

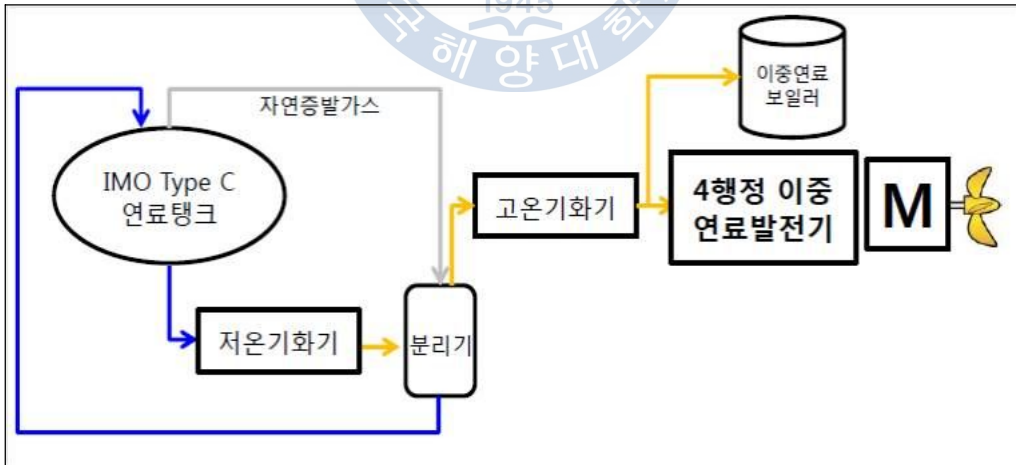


Fig. 5.10 IMO Type-C 연료탱크용 연료공급 장치

5.2 LNG 병커링(Bunkering) 방안

선박 업계에 친환경 바람이 거세게 불고 있는 것도 LNG 연료선에 대한 관심을 높이는 계기로 작용했다. 국제해사기구(IMO) 등은 선박이 내놓는 오염물질 배출 기준을 대폭 강화하고 있다. 미국발 셰일가스 개발이 시작돼 LNG 가격이 떨어지면서 LNG가 선박 연료로서 경제성이 높아지고 있는 점도 호재이다. 그동안 가격 면에서 기름보다 더 싼 LNG가 연료로 쓰이지 못한 이유는 공급문제 때문이었다. LNG를 연료로 쓰려면 각 항만에 고압에 견딜 수 있는 탱크 시설이 필요하지만 도입이 쉽지 않았다. 그러나 최근 바다에서 선박에 LNG를 직접 공급할 수 있는 ‘병커링십(Bunkering Ship)’ 설치가 늘면서 이 같은 문제가 해결되고 있다. 벨기에와 영국 등 유럽에선 신규 LNG 수입 시설과 함께 병커링십 설치를 늘리고 있으며, LNG 연료선이 본격 발주될 여건이 만들어지고 있다고 판단할 수 있다.

대우조선해양 등 우리나라 조선업계의 수주 기대감도 커지고 있으며, 현대중공업은 2012년 11월에 세계 최초로 선박용 이중연료 대형저속엔진 패키지를 개발하였다. 이 장치는 LNG와 선박용 중질유를 동시에 연료로 쓸 수 있는 방식이며, 삼성중공업도 2011년 인천항만공사와 공동으로 홍보용 LNG 추진선 에코누리호를 만들면서 이러한 기술의 개발을 업그레이드시키고 있다.

한발 앞선 엔진기술이 상선시장의 변화를 이끌어오고 있으며, 친환경과 고효율의 바람을 타고 한국 조선사들이 LNG 연료선 분야에서 또 다시 세계를 선점할 수 있을 것으로 기대되고 있다.

한국가스공사는 친환경 선박용 LNG연료 공급(LNG병커링) 사업 진출에 첫 발을 내딛으면서, LNG를 선박용 연료로 사용하는 ‘에코누리’호에 연료를 공급하는 ‘선박용 LNG 공급 계약’을 인천항만공사와 체결했다. 이에 따라서 친환경 선박용 LNG 연료를 적기에 공급하고, 후발 LNG연료 추진선박 도입 활성화에 상호 노력함으로써 인천항을 그린 포트(Green port)화하는 데 크게 기여할 것으로 기대되고 있다.

산업통상자원부는 2012년 11월 정부의 친환경 녹색성장 정책에 부응하고 국제해양 배기가스 배출규제에 선제적으로 대응하기 위해 도시가스사업법 시행규칙에 선박용 LNG 병커링 근거 조항을 마련해 LNG를 선박용 연료로 공급할 수 있

게 하였다. 이에 따라서 가스공사는 지난 2013년 3월 7일부터 포항 송도항에서 “에코누리”호 LNG연료를 시범적으로 공급해 시운전을 성공적으로 완료했다. 공급계약 체결 이후에는 평택기지본부 출하장에서 LNG 탱크로리로 LNG를 충전해 인천항으로 운송한 후 인천항에 지정된 공급지점에서 Truck-To-Ship 방식으로 LNG를 에코누리호에 공급하게 된다.

북유럽 및 북미지역을 중심으로 해양 배기가스 배출규제 지역(ECA, Emission Control Area)이 지정돼 이 지역에서는 기존의 벙커유의 선박용 연료 사용이 금지됐다. 이에 따라서 현재 대표적인 대체 연료인 디젤보다 약 50% 이상 저렴한 LNG를 연료로 사용하는 선박의 도입이 확대되고 있으며, 이 지역에 약 20여척의 여객선, 바지선, 순시선 등이 운항되고 있다. 조선해운업계에 따르면 향후 국제 해양 배기가스 배출규제가 IMO(국제해사기구)를 중심으로 강화될 것으로 예상됨에 따라 LNG를 연료로 사용하는 그린쉽(Green ship)이 차세대 성장동력으로 급부상해 2015년부터 2020년까지 선박용 디젤의 약 25%가 LNG로 대체될 것으로 전망되고 있다.[15]

한편 국제항만협회(IAPH)가 후원한 세계항만기후변화협약(WPCI)이 LNG연료 추진선박 실무협의회(LFVWG; LNG Fuelled Vessels Working Group)를 설립해 LNG 벙커링 안전이행절차를 개발하고 있다. 또 지난해 11월 Shell은 노르웨이 LNG 벙커링회사인 Gasnor를 인수했고, 독일 라인강에 LNG연료 추진 바지선(Green stream) 2척을 운항할 예정이다. 유럽연합(EU)집행위원회는 2025년까지 유럽 전역에 LNG 벙커링 기반시설 설치를 촉구하는 등 차세대 블루오션인 LNG 벙커링에 본격적으로 참여하기 시작했다. 국내에선 한국가스공사를 중심으로 관련 업계가 LNG 벙커링 협의체를 구성해 향후 국제 교역량이 많은 트라이앵글 Ocean Zone(한국-일본-중국)에 도입될 것으로 예상되는 해양 배기가스 배출규제에 대비해 LNG 벙커링 사업 기반 조성에 심혈을 기울이고 있다.

LNG추진 선박용 벙커링의 정의는 가스연료 추진 선박에 LNG연료를 공급하는 행위와 설비 등을 포괄적으로 벙커링(Bunkering)이라 한다. 벙커링은 기술적으로 탱크로리에서 선박으로 LNG를 충전하는 방식, 고정식 LNG충전소에서 선박으로 충전하는 방식, 그리고 LNG터미널에서 선박으로 충전하는 방식으로 나뉘며, 그 방법은 선박 크기, LNG충전량 등의 다양한 요소에 의하여 결정해야 하며, LNG

추진선박 운영을 위해서는 필수요소이다.

LNG병커링은 연료를 공급하는 것과 연료를 받는 가스추진선박간 상호 동반 진출해야 성공적인 체인을 구성하는 구조이다. 다만, 선박은 조선회사에서 제작하고, 병커링은 에너지회사 주도로 가스 연료를 공급하는 업무 Scope는 변함이 없다.[16]

5.2.1 탱크로리에서 선박으로 LNG를 충전하는 방식

2010년 현재, 노르웨이에서 운항중인 LNG Fuelled 페리는 일반적으로 선박 옆에 LNG 탱크로리를 파킹하고 밤시간을 이용하여 병커링을 하고 있다. 한대의 탱크로리는 약 55 CBM의 LNG를 공급하고 있으며, 한 대당 약 1시간 30분이 소요된다. 큰 사이즈의 페리의 경우 120 CBM짜리 LNG연료탱크 2개를 탑재하고 있으므로 약 4~5대의 탱크로리가 필요하다. 탱크로리에 의한 병커링 방법은 다른 병커링 방법보다 시간은 많이 걸리지만 안벽에 여러 척의 페리가 정박하고 있어도 플렉시블 호스(Flexible Hose)를 이용하여 지속적인 병커링이 가능한 이점이 있다.



Fig. 5.11 탱크로리에 의한 LNG 병커링(1)



Fig. 5.12 탱크로리에 의한 LNG 병커링(2)

탱크로리에 의한 LNG 병커링 방법에도 병커링 범위확인 및 제도개선, 안전성 평가, 증발가스 회수기술, 병커링 계측, 선박용 연료품질기준(메탄가), 병커링 부품개발 등의 사항들을 고려해야 한다.

5.2.2 육상 LNG 탱크 또는 LNG Terminal에서 선박으로 충전하는 방식

때로는 육상에 LNG 저장탱크가 있거나, LNG Terminal이 있고, 저장탱크로부터 선박이 계류되어 있는 안벽의 Bunker Station까지 배관설비가 있는 경우에는 선박까지 직접 병커링이 가능하다. 이 경우 많은 양의 LNG연료가 짧은 시간 내에 병커링이 가능한 이점이 있으며, 선원들의 작업시간과 노력을 아낄 수 있다. 그러나 이 방법도 탱크로리에 의한 병커링 방법에서 고려해야 할 사항 외에 인수 Terminal에서 병커링도 가능케 하는 추가 설비, 병커링용 초저온 배관 설비 등에 대한 고려가 필요하다.



Fig. 5.13 LNG Terminal에서 선박으로 LNG충전



5.2.3 Ship to Ship으로 LNG를 충전하는 방식

Ship to Ship 개념 그대로 해상에서 LNG Barge선 또는 LNG 선박으로부터 LNG 추진선박으로 병커링하는 방법으로,[17] 병커링 선박에 대한 병커링 안전성 평가, Ship to Ship 병커링 시 발생하는 증발가스 회수기술, Tow Body Motion 해석기술, 계류시스템 등의 많은 기술적 문제 해결이 선결되어야 한다.[18]



Fig. 5.14 Ship to Ship 으로 LNG충전

5.2.4 LNG 충전방식별 기술평가

각각의 충전방식별 장, 단점이 있으며 선결조건도 있다. 탱크로리에 의한 충전 방식은 시간이 많이 걸리고 충전용량에 제한이 있으며, 터미널이나 육상 저장탱크에서 충전하는 방식은 충전 중 발생하는 증발가스를 재 액화 하거나 연소시킬 수 있는 설비가 필요하다. Ship to Ship으로 충전하는 방식은 접근성이 용이하고

LNG병커링 선박의 크기에 따라 대용량의 LNG충전도 가능하다. 각 충전방식별 특징은 다음의 Table 5.2에서 기술하였다.

Table 5.2 충전방식별 특징

구분	시설 투자비	안전성	대용량 병커링	접근성	종합평가
탱크로리 충전	◎	◎	X	X	△
Terminal 충전	X	◎	◎	X	△
Ship to Ship 충전	X	○	○	◎	◎

(◎ 매우우수, ○ 우수, △ 보통, X 나쁨)

5.3 LNG를 연료로 사용하는 선박의 경제성 평가

LNG를 연료로 사용하는 선박은 배출가스 환경규제 문제를 해결할 수 있는 대안이기도 하며, 고유가 시대에서 경제적인 화물운송을 위한 대안이기도 하다. 다음에서 실시하는 경제성 평가는 83K DWT Bulk Carrier의 건조비용과 운항비용을 기존선박과 LNG 연료선박으로 구분하여 비교하였다.

본 경제성 평가는 연중 선박 운항일을 300일 기준으로 평가하였고, 추가비용의 금융이자율은 연 5%로 가정하였다.

(1) 경제성 평가를 위한 기준 설정

- 연간 300일, NCR 운항
- Dual Fuel Generator는 80% 출력을 평균으로 함
- Boiler의 경우, FOC가 Main Engine과 비슷하고, 기항지에서만 사용하므로 Main Engine FOC에 포함된 것으로 가정함
- 미동부 ECA지역을 운항하는 Diesel선박은 항로를 1번 왕복할 때, 전체 연

료 소모량의 10%를 MGO를 사용한다고 가정함

- 연료가격

HFO : 603 US\$/ton (2013년 10월 휴스톤 기준, LCV: 9,800 kcal/kg)

MGO : 993 US\$/ton (2013년 10월 휴스톤 기준, LCV: 10,500 kcal/kg)

LNG : 640 US\$/ton (예상가, LCV: 12,000 kcal/kg) 또는

580 US\$/ton (2013년 9월 미국-아시아 평균가격 + 마진 20%)

(2) 83K DWT Bulk Carrier의 주요제원

- Length O.A. : appx. 228.9 M
- Length B.P. : 225.5 M
- Breadth(mid.) : 32.24 M
- Depth(mid.) : 20.2 M
- Design Draft(mid.) : 12.2 M
- Service Speed : 14.1 knots on design draft of 12.2m at NCR
with 15% S.M.

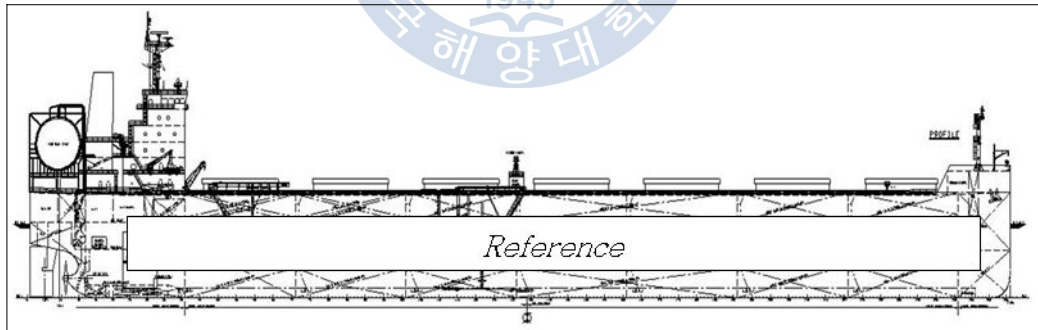


Fig. 5.15 83K DWT Bulk Carrier

5.3.1 건조비용 평가

Table 5.3 건조비용 평가 (US\$)

항목		기존선박	LNG연료선박	비용증가
자재비	Main Engine	2,700,000	3,780,000	1,080,000
	Generator	771,000	951,000	180,000
	Boiler	180,000	550,000	370,000
	LNG 연료탱크 및 연료공급장치	-	4,900,500	4,900,500
인건비	M/E 설치	-	12,100	12,100
	DF G/E 설치	-	18,150	18,150
	DF Boiler 설치	-	12,100	12,100
	LNG연료탱크 및 연료공급장치설치	-	60,500	60,500
	Test & Sea Trial	-	36,300	36,300
	Design M/H	-	38,500	38,500
Total		3,651,000	10,359,150	+ 6,708,150

※ 인건비는 기존선박 대비 추가분만 표시

건조비용 평가는 기존선박인 벙커유를 연료로 사용하는 선박을 LNG를 연료로 사용하는 선박으로 설계변경 시 변경되는 요소에 의한 Cost 차이를 평가하였고, 추진기관 및 추진기관 변경과 관련된 시스템에만 국한하여 평가하였다. 기존선박의 엔진 모델명은 “6S60ME-C8.2”이고, LNG연료 선박의 엔진 모델은 “5G60ME-9.2.GI”를 적용하였으며, LNG를 연료로 하는 Gas Injection 엔진의 가격이 일반엔진 대비 약 1.4배임을 알 수 있었다. LNG연료 선박의 발전기와 보일러는 이중연료 사용이 가능한 Duel Fuel 시스템으로 설계 변경하였다. 그리고 LNG연료 선박으로 설계 변경 시 가장 많은 투자를 필요로 하는 항목은 LNG연료탱크 및 연료공급 장치로 빠른 시간 안에 국산화가 필요한 기술항목임을 알 수 있었다. Table 5.3은 기존선박을 LNG연료 선박으로 설계변경함에 따른 항목별 Cost차이를 보여 주고 있으며, 약 6.7M US\$의 투자금액이 추가로 필요한 것으로 평가되었다.

5.3.2 운항 연료비 평가

Table 5.4 연간 연료 사용량

Ship	Item	NCR (kW)	SFOC (g/kWh)	1년 연료 사용량 (ton/year)		
				LNG	HFO	MGO
기존선박	Main Engine 6S60ME-C8.2	8,210	160	-	8,861	919
	Generator 5L23/30H	1,980	193	-	2,291	-
연료별 연간사용량 합계				-	11,152	919
LNG연료 선박	Main Engine 5G60ME-C9.2GI	8,210	124.1	6,602	-	835
	Generator 5L28/32DF	2,000	193	1,804	-	-
연료별 연간사용량 합계				8,406	-	835

운항 연료비는 기존선박과 LNG연료 선박에 장착된 엔진 및 발전기가 NCR에서 운전되고 연료소모량은 SFOC(Specific Fuel Oil Consumption) 및 SFGC(Specific Fuel Gas Consumption)를 만족한다는 가정 하에서 연간 연료 사용량을 계산하였다(Table 5.4 참조).

Table 5.5는 연간 연료 절감액을 나타내고 있다. 이 테이블에서 HFO 가격은 603 US\$/ton (2013년 10월 휴스톤, LCV: 9,800 kcal/kg)기준이며, MGO 가격은 993 US\$/ton (2013년 10월 휴스톤, LCV: 10,500 kcal/kg)기준이다. LNG 가격은 640 US\$/ton과 580 US\$/ton 두 가지 경우를 평가하였고, LNG 가격이 580 US\$/ton일 경우 기존선박 대비 연간 약 2M US\$의 연료비가 절감될 수 있음을 알 수 있었다.

Table 5.5 연간 연료 절감액

항목		기존선박	LNG 연료선박
연간 LNG 사용량		-	8,406(ton/year)
연간 HFO 사용량		11,152(ton/year)	-
연간 MGO 사용량		919(ton/year)	835(ton/year)
LNG Price: 640US\$ /ton	연간연료사용가격	7,637,006 (US\$ /year)	6,208,569 (US\$ /year)
	연간연료절감액	1,428,437(US\$ /year)	
LNG Price: 580US\$ /ton	연간연료사용가격	7,637,006 (US\$ /year)	5,704,207 (US\$ /year)
	연간연료절감액	1,932,800(US\$ /year)	

Table 5.6과 5.7은 LNG 가격이 580 US\$/ton 및 640 US\$/ton일 경우 투자회수 효과(ROI, Return Of Investment)를 보여주고 있으며, 설비투자 이자 연 5%, 유지보수 비용 연 3%를 적용하고 있다.

Table 5.6 LNG Price: 640 US\$/ton의 경우 효과비용(단위: US\$)

항목	1년	2년	3년	4년
적용비용	6,708,105	5,816,365	4,924,581	4,032,796
설비투자이자(5%)	335,408	335,408	335,408	335,408
유지보수(3%)	201,245	201,245	201,245	201,245
연간연료절감액	1,428,437	1,428,437	1,428,437	1,428,437
효과비용	5,816,365	4,924,581	4,032,796	3,141,011

항목	5년	6년	7년	8년
적용비용	3,141,011	2,249,226	1,357,442	465,657
설비투자이자(5%)	335,408	335,408	335,408	335,408
유지보수(3%)	201,245	201,245	201,245	201,245
연간연료절감액	1,428,437	1,428,437	1,428,437	1,428,437
효과비용	2,249,226	1,357,442	465,657	-426,128

Table 5.7 LNG Price: 580 US\$/ton 의 경우 효과비용(단위: US\$)

항목	1년	2년	3년	4년	5년
적용비용	6,708,150	5,312,002	3,915,855	2,519,707	1,123,560
설비투자이자(5%)	335,408	335,408	335,408	335,408	335,408
유지보수(3%)	201,245	201,245	201,245	201,245	201,245
연간연료절감액	1,932,800	1,932,800	1,932,800	1,932,800	1,932,800
효과비용	5,312,002	3,915,855	2,519,707	1,123,560	-272,588

위의 경제성 평가에 의거하여 83K DWT Bulk Carrier를 LNG연료선박으로 변경함에 따른 추가 건조비용의 회수는 LNG의 가격이 640 US\$/ton일 경우 약 8년이 걸릴 것으로 예상되며, LNG의 가격이 580 US\$/ton의 경우 추가 건조비용의 회수는 5년 내에 가능할 것으로 보인다.

또한, HFO의 단가가 LNG단가의 1.1배 이상이 될 경우, LNG연료 선박은 경제성이 있는 것으로 평가되었다.

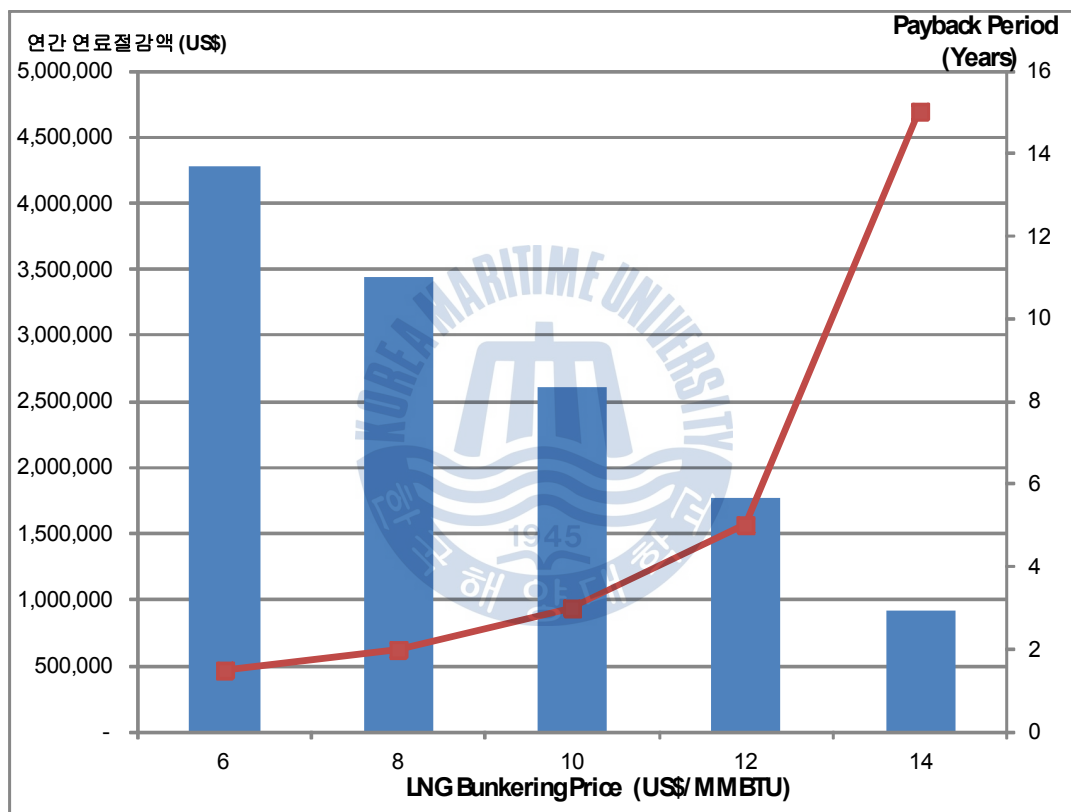


Fig. 5.16 LNG 가격별 투자 회수기간

Fig. 5.16은 LNG 가격별 투자 회수기간을 보여주는 그래프로 LNG 가격이 6 US\$/MMBTU(약 300 US\$/ton)일 경우 투자 후 약 2년 내 회수가 가능함을 알 수 있다.

참고로, 액화천연가스(LNG)의 가격변화와 관련한 국제적인 움직임을 보면, LNG 소비국가와 생산국가 및 기업 관계자가 모여 국제적인 LNG 가격시장에 대

하여 논의하는 'LNG 산쇼 회의'가 지난 2013년 10월에 도쿄에서 열렸다. 이 회의에서 논의된 내용의 결과를 보면, 우리나라는 일본을 포함한 LNG 소비국의 가격협상력을 강화하기 위하여 지난 2013년 가을부터 인도 등과 연계하여 LNG 공동구매를 검토하면서 저가격화를 추진하고 있다. 또한 미국의 '셰일가스(Shale gas) 혁명' 등을 계기로 천연가스 가격이 하락하고 있음에도 불구하고 유럽에 비하여 비싸게 거래되고 있는 아시아지역의 LNG가격 인하를 함께 추진하고 있다. 특히 이 회의에서는 한국과 인도, 유럽 등 주요 LNG 소비국의 연구기관이 회원으로 참가하여 수급상황에 따른 LNG 거래 등에 대하여 연구할 '국제LNG공동연구회'가 설립되었다.

LNG 가격은 국제 원유가격에 연동하고 있어서, 2008년 9월의 리먼브라더스 쇼크 후인 2009년 이후부터 신흥국의 수요 확대 및 중동정세의 긴장화 등을 배경으로 상승하였다. 또한 2011년 3월의 동일본 대지진 후 원자력 발전소 가동중지로 인하여 일본국내 발전량의 40%를 LNG 화력발전으로 충당하면서 천연가스의 액화 및 수송비용을 포함한 일본의 구입가격은 1MMBTU(Million Metric British Thermal Unit, 영국 열량 단위) 당 16.3달러로 2009년의 2배에 육박하였다.

한편, 미국에서는 기술혁신을 통해 저렴한 비용으로 채굴할 수 있게 된 셰일가스의 영향으로 가스가격이 급락하여 3.9달러 정도의 낮은 수준으로 유지되고 있다. 천연가스를 액화하지 않고 운송 가능한 가스 파이프라인이 설치되어 있는 유럽도 10.8달러 정도로 아시아 지역에 비하면 가격이 저렴한 수준이다. 아시아권이 비교적 비싼 '아시아 프리미엄'이라는 가격에 구입하고 있는 것과 관련하여 이 회의에서는 이러한 불합리한 가격체계에 대한 불만이 분출하였다. 앞으로는 저렴한 미국 셰일가스의 수출이 자유로워지고, 동 아프리카 등 새로운 LNG 생산 프로젝트도 계획되어 있어서 2018년에는 세계 LNG 공급능력이 30% 이상 늘어날 전망이다. 따라서 공급과잉이 되는 사태에 대비하여 관련 국가들은 타국과 연계한 일괄/대량 구입을 통한 가격인하 효과를 기대하면서 공동구매를 적극적으로 검토하고 있어 LNG의 국제가격은 점진적으로 하락할 것으로 판단된다.

5.3.3 항로별 운항 연료비 변동에 따른 경제성 분석 평가

다음은 83K DWT Bulk Carrier가 현재에 취항하고 있는 대표적인 운항항로를 선정하여 경제성을 분석하도록 한다. 이 분석자료는 추진기관을 기존의 병커유 연료 추진기에서 LNG 연료 추진기로 변경했을 경우에 있어서 추가 건조비용을 회수할 수 있는 기간을 산정하는데 활용할 수 있을 것으로 사료된다.

1) 포항항에서 호주 Port Hedland항 철광석 화물 왕복운항의 경우

83K DWT Bulk Carrier의 이 항로의 경제성 분석 평가에 있어서 계산의 단순화를 위하여 다음과 같이 기준을 설정하도록 한다.

- (1) 먼저 기존연료 추진선박과 LNG연료 추진선박의 추진기관 변경에 따른 추가 건조비용은 Table 5.3과 같이 추가 자재비 및 인건비 6,708,150US\$, 추가 설비투자에 따른 금융이자 335,408US\$, 추가 유지보수비 201,245US\$로 고정하여 전체 추가비용은 고정비로 7,244,803US\$로 한다.
- (2) 편도 항행거리는 3,530 마일로 하며, 선속은 왕복 14노트 기준으로 하고, 한 항차시 항해일수는 27.7일이 소요되는 것으로 한다. 이를 연간기준 12항차를 수행하는 것으로 한다.
- (3) 연간 MGO 사용량은 기존선박과 LNG연료 선박에서 사용량이 비슷하므로 무시하고 비교/분석하도록 한다.
- (4) HFO의 가격은 2013년 휴스톤 가격기준, LNG의 가격은 2013년 9월 미국-아시아 평균가격 + 마진 20%로 가정한다.

효과비용 = 추가 건조비용 - 연간 연료 절감액



Fig. 5.17 포항항에서 호주 Port Hedland항 왕복운항 항로

Table 5.8 포항항-Port Hedland 철광석 운송의 효과비용(단위: US\$)

항 목		1년	2년	3년	4년	5년
고 정 비	자재/ 인건비	6,708,150	5,814,764	4,921,379	4,027,993	3,134,607
	금융이자	335,408	335,408	335,408	335,408	335,408
	유지보수비	201,245	201,245	201,245	201,245	201,245
연료 절감액		1,430,038	1,430,038	1,430,038	1,430,038	1,430,038
효과비용		5,814,764	4,921,379	4,027,993	3,134,607	2,241,221

항 목		6년	7년	8년	9년	10년
고 정 비	자재/ 인건비	2,241,221	1,347,836	454,450	-438,936	-1,332,321
	금융이자	335,408	335,408	335,408	335,408	335,408
	유지보수비	201,245	201,245	201,245	201,245	201,245
연료 절감액		1,430,038	1,430,038	1,430,038	1,430,038	1,430,038
효과비용		1,347,836	454,450	- 438,936	-1,332,321	-2,225,707

연료절감액 계산은 다음과 같이 산정하였다.

A. 기존선박(빙커유)

- 연간 연료소모량
= Power × SFOC × 24시간 / 10⁶ × 한 항차항해일수 × 연간 수행 항차
= 7,316 kW × 160 g/kWh × 24hr /10⁶ × 27.7 day × 12항차
= 9,338 tons/year
- 연간 연료비
= 연간 연료소모량 × HFO가격 (2013년 휴스톤 가격기준)
= 9,338 tons × 603 US\$/ton
= 5,630,970 US\$ / year

B. LNG연료 선박

- 연간 연료소모량
= Power × SGC × 24시간 / 10⁶ × 공선 항해일수 × 연간 수행 항차
= 7,316 kW × 124.1 g/kWh × 24hr /10⁶ × 27.7 day × 12항차
= 7,243 tons/year
- 연간 연료비
= 연간 연료소모량 × LNG가격 (2013년 9월 아시아-미국 평균가격 + 마진 20% 기준)
= 7,243 tons × 580 US\$/ton
= 4,200,933 US\$ / year

따라서, 83K DWT Bulk Carrier를 포항항에서 호주 Port Hedland항 철광석 화물 왕복운항에 투입함에 있어서, 추진기관을 기존의 빙커유 연료 추진기에서 LNG연료 추진기로 변경했을 경우의 경제성 분석 평가결과는 왕복 14노트 기준에서는 약 7.5년 정도 지나면 연료비 절감으로 추가 고정비를 회수할 수 있을 것으로 사료된다.

2) 광양항에서 브라질 Ponta De Maderia항 철광석 화물 왕복운항의 경우 (희망봉 남단 통과)

83K DWT Bulk Carrier의 이 항로의 경제성 분석 평가에 있어서 계산의 단순화를 위하여 다음과 같이 기준을 설정하도록 한다.

- (1) 먼저 기존연료 추진선박과 LNG연료 추진선박의 추진기관 변경에 따른 추가 건조비용은 Table 5.3과 같이 추가 자재비 및 인건비 6,708,150US\$, 추가 설비투자에 따른 금융이자 335,408US\$, 추가 유지보수비 201,245US\$로 고정하여 전체 추가비용은 고정비로 7,244,803US\$로 한다.
 - (2) 항행거리는 광양-케이프타운 7,900 마일, 케이프타운-폰타데마데리아 4,051 마일 전체 11,951 마일로 하며, 선속은 왕복 14노트 기준으로 하고, 한 항차 항해일수는 82.05일이 소요되는 것으로 한다. 이를 연간기준 4항차를 수행하는 것으로 한다.
 - (3) 연간 MGO 사용량은 기존선박과 LNG연료 선박에서 사용량이 비슷하므로 무시하고 비교/분석하도록 한다.
 - (4) HFO의 가격은 2013년 휴스톤 가격기준, LNG의 가격은 2013년 9월 미국-아시아 평균가격 + 마진 20%로 가정한다.
- 효과비용 = 추가 건조비용 - 연간 연료 절감액

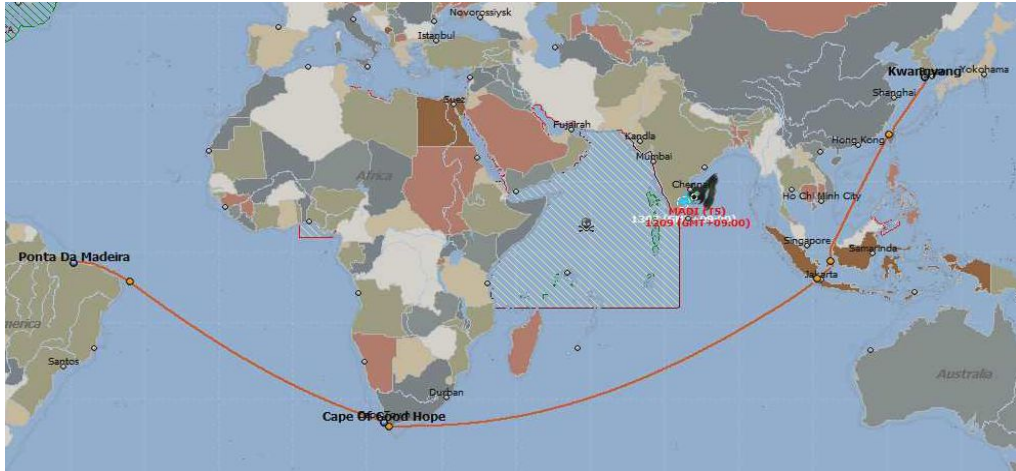


Fig. 5.18 광양항에서 브라질 Ponta De Maderia항 왕복운항 항로(희망봉 남단 통과)

Table 5.9 광양항에서 브라질 Ponta De Maderia항 철광석 운송(희망봉 남단 통과)의 효과비용(단위: US\$)

항 목		1년	2년	3년	4년	5년
고 정 비	자재/ 인건비	6,708,150	5,832,833	4,957,517	4,082,200	3,206,883
	금융이자	335,408	335,408	335,408	335,408	335,408
	유지보수비	201,245	201,245	201,245	201,245	201,245
연료 절감액		1,411,969	1,411,969	1,411,969	1,411,969	1,411,969
효과비용		5,832,833	4,957,517	4,082,200	3,206,883	2,331,567

항 목		6년	7년	8년	9년	10년
고 정 비	자재/ 인건비	2,331,567	1,456,250	580,934	-294,383	-1,169,700
	금융이자	335,408	335,408	335,408	335,408	335,408
	유지보수비	201,245	201,245	201,245	201,245	201,245
연료 절감액		1,411,969	1,411,969	1,411,969	1,411,969	1,411,969
효과비용		1,456,250	580,934	- 294,383	-1,169,700	-2,045,016

연료절감액 계산은 다음과 같이 산정하였다.

A. 기존선박(병커유)

- 연간 연료소모량

$$\begin{aligned} &= \text{Power} \times \text{SFOC} \times 24\text{시간} / 10^6 \times \text{한 항차항해일수} \times \text{연간 수행 항차} \\ &= 7,316 \text{ kW} \times 160 \text{ g/kWh} \times 24\text{hr} / 10^6 \times 82.05 \text{ day} \times 4\text{항차} \\ &= 9,220 \text{ tons/year} \end{aligned}$$

- 연간 연료비

$$\begin{aligned} &= \text{연간 연료소모량} \times \text{HFO가격 (2013년 휴스톤 가격기준)} \\ &= 9,220 \text{ tons} \times 603 \text{ US\$/ton} \\ &= 5,559,821 \text{ US\$ / year} \end{aligned}$$

B. LNG연료 선박

- 연간 연료소모량

$$\begin{aligned} &= \text{Power} \times \text{SGC} \times 24\text{시간} / 10^6 \times \text{공선 항해일수} \times \text{연간 수행 항차} \\ &= 7,316 \text{ kW} \times 124.1 \text{ g/kWh} \times 24\text{hr} / 10^6 \times 82.05 \text{ day} \times 4\text{항차} \\ &= 7,151 \text{ tons/year} \end{aligned}$$

- 연간 연료비

$$\begin{aligned} &= \text{연간 연료소모량} \times \text{LNG가격 (2013년 9월 아시아-미국 평균가격 + 마진 20% 기준)} \\ &= 7,151 \text{ tons} \times 580 \text{ US\$/ton} \\ &= 4,147,852 \text{ US\$ / year} \end{aligned}$$

따라서, 83K DWT Bulk Carrier를 광양항에서 브라질 Ponta De Maderia항 철광석 운송(희망봉 남단 통과)의 왕복운항에 투입함에 있어서, 추진기관을 기존의 병커유 연료 추진기에서 LNG연료 추진기로 변경했을 경우의 경제성 분석 평가 결과는 왕복 14노트 기준에서는 약 7.8년 정도 지나면 연료비 절감으로 추가 고정비를 회수할 수 있을 것으로 사료된다.

3) 광양항에서 브라질 Ponta De Maderia항 철광석 화물 왕복운항의 경우 (파나마 운하 통과)

83K DWT Bulk Carrier의 이 항로의 경제성 분석 평가에 있어서 계산의 단순화를 위하여 다음과 같이 기준을 설정하도록 한다.

- (1) 먼저 기존연료 추진선박과 LNG연료 추진선박의 추진기관 변경에 따른 추가 건조비용은 Table 5.3과 같이 추가 자재비 및 인건비 6,708,150US\$, 추가 설비투자에 따른 금융이자 335,408US\$, 추가 유지보수비 201,245US\$로 고정하여 전체 추가비용은 고정비로 7,244,803US\$로 한다.
- (2) 항행거리는 광양-파나마운하-폰타데마데리아 10,689 마일로 하며, 선속은 왕복 14노트 기준으로 하고, 한 항차 항해일수는 77.92일이 소요되는 것으로 한다. 이를 연간기준 4항차를 수행하는 것으로 한다.
- (3) 연간 MGO 사용량은 기존선박과 LNG연료 선박에서 사용량이 비슷하므로 무시하고 비교/분석하도록 한다.
- (4) HFO의 가격은 2013년 휴스톤 가격기준, LNG의 가격은 2013년 9월 미국-아시아 평균가격 + 마진 20%로 가정한다.

효과비용 = 추가 건조비용 - 연간 연료 절감액

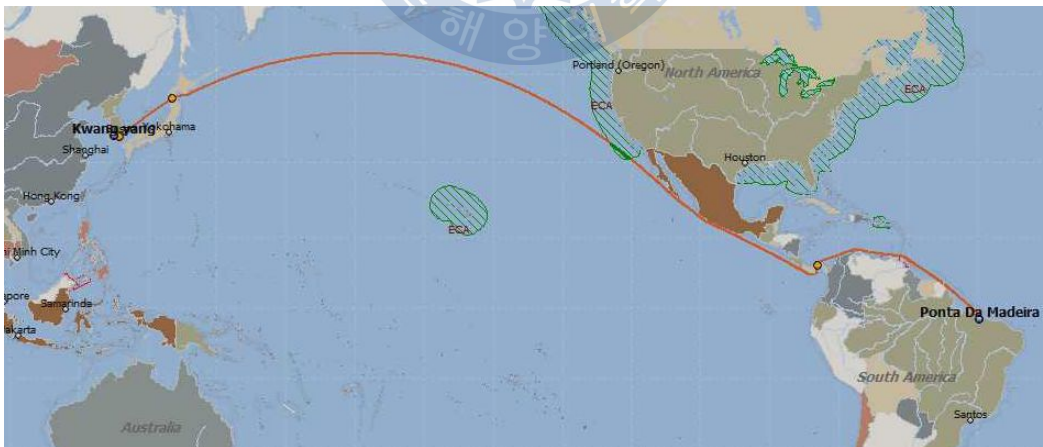


Fig. 5.19 광양항에서 브라질 Ponta De Maderia항 왕복운항 항로(파나마 운하통과)

Table 5.10 광양항-브라질 Ponta De Maderia항 철광석 운송(파나마운하 통과)의 효과비용(단위: US\$)

항 목		1년	2년	3년	4년	5년
고 정 비	자재/ 인건비	6,708,150	5,903,905	5,099,660	4,295,415	3,491,170
	금융이자	335,408	335,408	335,408	335,408	335,408
	유지보수비	201,245	201,245	201,245	201,245	201,245
연료 절감액		1,340,897	1,340,897	1,340,897	1,340,897	1,340,897
효과비용		5,903,905	5,099,660	4,295,415	3,491,170	2,686,925

항 목		6년	7년	8년	9년	10년
고 정 비	자재/ 인건비	2,686,925	1,882,680	1,078,435	274,190	- 530,055
	금융이자	335,408	335,408	335,408	335,408	335,408
	유지보수비	201,245	201,245	201,245	201,245	201,245
연료 절감액		1,340,897	1,340,897	1,340,897	1,340,897	1,340,897
효과비용		1,882,680	1,078,435	274,190	-530,055	-1,334,300

연료절감액 계산은 다음과 같이 산정하였다.

A. 기존선박(벙커유)

- 연간 연료소모량

$$\begin{aligned}
 &= \text{Power} \times \text{SFOC} \times 24\text{시간} / 10^6 \times \text{한 항차항해일수} \times \text{연간 수행 항차} \\
 &= 7,316 \text{ kW} \times 160 \text{ g/kWh} \times 24\text{hr} / 10^6 \times 77.92 \text{ day} \times 4\text{항차} \\
 &= 8,756 \text{ tons/year}
 \end{aligned}$$

- 연간 연료비

$$\begin{aligned}
 &= \text{연간 연료소모량} \times \text{HFO가격 (2013년 휴스톤 가격기준)} \\
 &= 8,756 \text{ tons} \times 603 \text{ US\$/ton} \\
 &= 5,279,967 \text{ US\$ / year}
 \end{aligned}$$

B. LNG연료 선박

- 연간 연료소모량

$$\begin{aligned} &= \text{Power} \times \text{SGC} \times 24\text{시간} / 10^6 \times \text{공선 항해일수} \times \text{연간 수행 항차} \\ &= 7,316 \text{ kW} \times 124.1 \text{ g/kWh} \times 24\text{hr} / 10^6 \times 77.92 \text{ day} \times 4\text{항차} \\ &= 6,791 \text{ tons/year} \end{aligned}$$

- 연간 연료비

$$\begin{aligned} &= \text{연간 연료소모량} \times \text{LNG가격 (2013년 9월 아시아-미국 평균가격 + 마진 20\% 기준)} \\ &= 6,791 \text{ tons} \times 580 \text{ US\$/ton} \\ &= 3,939,070 \text{ US\$ / year} \end{aligned}$$

따라서, 83K DWT Bulk Carrier를 광양항-브라질 Ponta De Maderia항 철광석 운송(파나마운하 통과)의 왕복운항에 투입함에 있어서, 추진기관을 기존의 벙커유 연료 추진기에서 LNG연료 추진기로 변경했을 경우의 경제성 분석 평가결과는 왕복 14노트 기준에서는 약 8.4년 정도 지나면 연료비 절감으로 추가 고정비를 회수할 수 있을 것으로 사료된다.

5.3.4 운항 속도 변동에 따른 경제성 분석 평가

이번에는 83K DWT LNG연료 추진 Bulk Carrier의 속도별 연간 연료절감액과 추가 고정비용에 대한 투자회수 기간을 분석 평가하면 다음과 같다.

즉, 연간 300일 운항을 기준으로 하였고, 전체 추가비용은 지금까지 분석과 동일하게 고정비 7,244,803US\$로 하였다. 각 속도별 요구되는 Power는 Fig. 5.20의 "Speed & Power 곡선"을 참조하여 계산하였고, HFO의 가격은 2013년 휴스톤 가격기준, LNG의 가격은 2013년 9월 미국-아시아 평균가격 + 마진 20%로 가정한다.

속도별 연간 연료절감액은 Table 5.11과 같다.

Table 5.11 속도별 연간 연료절감액

속도 (노트)	Power (kW)	기존선박		LNG연료 선박		연간연료 절감액 (천US\$)
		연간연료 소모량(ton)	연료비 (천US\$)	연간연료 소모량(ton)	연료비 (천US\$)	
11	3,256	3,751	2,262	2,909	1,687	575
12	4,228	4,871	2,937	3,778	2,191	746
13	5,489	6,323	3,813	4,905	2,845	968
13.5	6,294	7,251	4,372	5,624	3,262	1,110
14	7,316	8,428	5,082	6,537	3,791	1,291

Fig. 5.21는 운항 속도별 연료절감액에 따른 투자 회수기간을 보여주는 그래프로 운항 속도가 14knots일 경우 투자 후 8년 내, 13knots일 경우 16년 내에 회수 가능함을 알 수 있고, 13knots 미만일 경우 경제성이 없는 것으로 분석, 평가되었다.

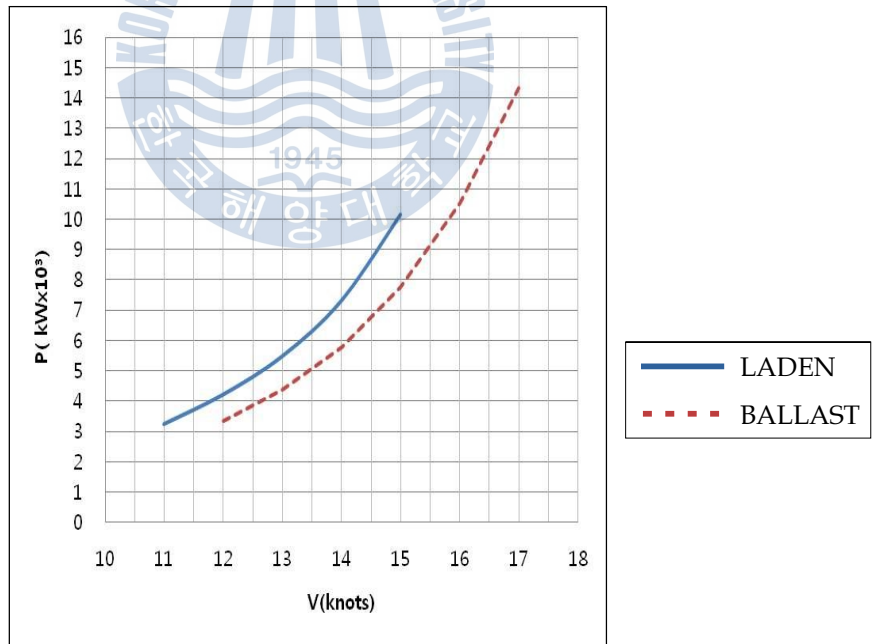


Fig. 5.20 83K DWT Bulk Carrier Speed & Power 곡선

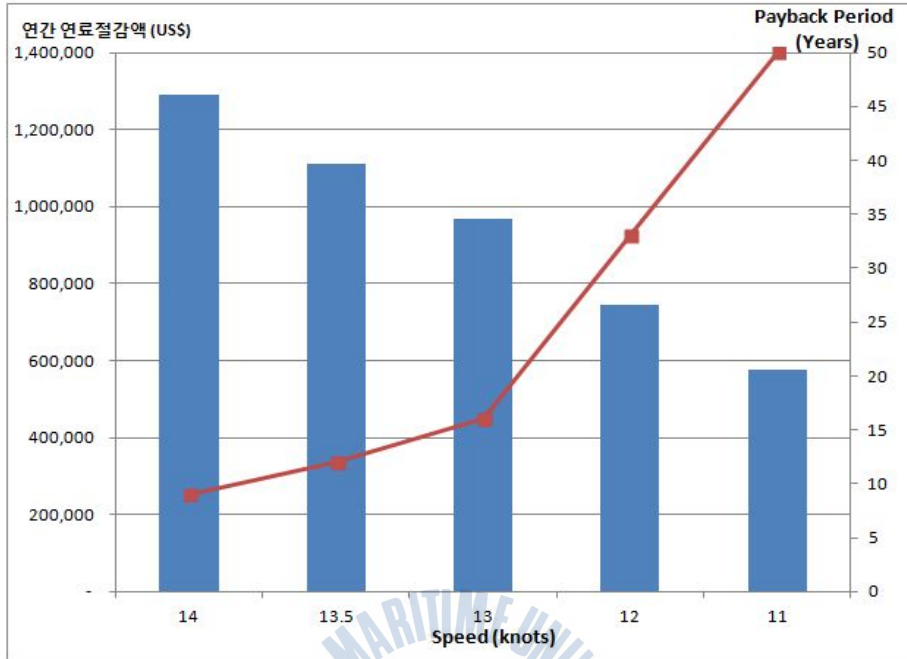


Fig. 5.21 운항속도별 투자 회수기간

5.4 향후 추진과제

LNG추진 선박개발이 먼저인가, 아니면 병커링 선박의 개발이 먼저인가 하는 닭과 달걀의 비유와 같은 논의는 두 가지 시스템 기술개발 모두에게 이롭지 못한 논쟁이며, 상호 연계하여 추진하는 것이 바람직할 것으로 사료되며, 아래와 같은 사항들에 대한 공동대응이 필요할 것이다.

1) 국제 환경규제에 대한 검토

선박배출가스에 의하여 인간 및 환경에 대한 영향성이 높은 해역에 대하여 국가 승인 하에 배출가스규제를 더욱 강화하는 제도인 ECA(Emission Control Area, 배출가스통제구역)가 운영 중에 있다. 현재 ECA로 규정된 해역은 발틱해, 북해 그리고 북아메리카 해역이며, 발틱해와 북해에서는 황함유량을 중심으로 규제하고 있으며, 북아메리카해역은 황함유량과 함께 질소산화물 배출기준도 운영하고 있다.[19] ECA해역 내에서는 사용 중인 연료의 황함유량 관련 중유를 연료

로 맞추기 어려워 현재 대부분 경유를 연료로 사용하거나 대체연료를 사용하려고 있다. 이러한 각국의 환경 규제는 LNG를 연료로 하는 선박의 요구를 증가시켜 줄 것이며 기술개발도 가속화 할 것으로 기대되고 있다.

2) 설치국가 및 해역에 대한 정책 및 국제정치 변화 조사

LNG 벙커링 사업과 LNG추진 선박 사업은 단일 회사만의 단독사업으로 진행하기에는 무리가 있어 국가의 적극적인 지원과 협조가 필요하다는 의견이 지배적이다. LNG 벙커링 사업이 성공적으로 추진되기 위하여 국가 차원의 전략적인 접근과 관련 규제완화, 그리고 LNG 벙커링 시스템 기자재의 국산화 개발을 위한 노력도 함께 동반되어야 할 것이다.

3) Project의 정확한 특성분석 및 Capacity에 대한 검토

LNG추진 선박의 보급은 북유럽에서 빠르게 진행되고 있으며 2000년 처음으로 연안여객선 'Glutra'호가 노르웨이에서 건조된 이후 최근에는 미국 NASSCO에서 3,400TEU의 컨테이너선의 수주가 있었고 향후 점차 증가할 것으로 전망된다. 향후 LNG추진 선박 보급 확대를 예측해 세계 주요 5곳(벨기에 ZEEBBUGGE, 스웨덴 GOTH ENBURG, 네덜란드 ROTTERDAM, 영국 ISLE of GRAIN, 미국 TACOMA)의 항만에서는 경쟁력을 높이기 위해 LNG 벙커링 터미널 건설을 위한 전략적 설비투자를 진행하거나 기술 및 경제성 검토를 기획 중이다.¹²⁰ 또한 어떠한 방식으로 LNG 벙커링을 할 것인가는 항만의 여러 가지 환경조건이나 선박의 크기, 물류량의 규모, 항만의 안전기술에 따라 정해지며 부유식 터미널(Floating Terminal)과 LNG 셔틀선박(Shuttle Ship)의 벙커링 운영 형태를 고려한 주요기술의 개발 및 기술 확보가 진행 중이다. LNG추진 선박의 경우에도 운항 Route에 따른 적정 LNG연료탱크 Capacity, LNG연료탱크의 최적 배치 및 추진기의 선택 등 기술 확보 및 경제성 검토가 진행 중이다. 아울러, 이중연료를 사용하는 선박을 위해 LNG 벙커링시 다른 벙커도 함께 벙커링 할 수 있는 방안에 대한 기술 확보와 안전성 검토도 병행해야 할 것이다.

제 6 장 결 론

전 세계적인 환경규제 및 경제적인 이유로 인해 현재 이중연료 발전기를 이용한 전기추진 방식의 LNG선 뿐만 아니라, LNG를 연료로 사용하는 선박에 대한 개발이 활발히 진행되고 있으며, 대용량의 LNG를 주 연료로 사용하는 선박이 조만간 상용화될 것으로 사료된다.

특히, 대용량의 LNG를 주 연료로 사용하는 선박의 경우, 4행정 이중연료 발전기를 이용한 전기추진 방식이 아닌, 2행정의 주 기관에 고압(200bar)의 천연가스를 직접 분사하여 연소시켜 추진하는 방법으로 연구 개발되고 있다. 그러나 LNG를 연료로 사용하는 모든 주 기관과 보조 기관에는 필히 메탄가에 대한 검토와 시험이 필요하다는 것을 본 연구를 통하여 확인할 수 있었다. 그리고 메탄가에 대한 검토는 주 기관과 보조 기관에서의 연소뿐만 아니라, 천연가스 생산지의 메탄가와 주 기관 및 보조 기관에 공급하는 가스의 조건에 대해서도 검토가 이루어져야 함을 알 수 있었다.

본 연구를 통하여, 앞으로 LNG연료 추진 대형선박의 본격적인 개발에 있어서 해결해야 될 주요한 문제점들과 기술개발 현황에 대하여 다음과 같은 의견을 제안하였다.

첫째, 현재 연구개발이 진행되고 있는 LNG연료 추진장치에 있어서 이중연료추진(DFDE) 기관에 대한 기술개발 내용과 Two-Stroke Gas Injection 기관에 대한 기술개발 현황을 상세히 기술하였다.

둘째, 이중연료 엔진의 실선 시운전을 통하여 이중연료 발전기의 메탄가 변동에 따른 부하변동을 Gas샘플을 통하여 분석하였다. 이를 통하여 Guideline과 메탄가에 상당한 차이가 있음을 발견하였으며, 그 원인으로서는 연료가스의 성분차이, 온도 및 압력 차이 그리고 Tuning부족 등을 그 원인으로 추정하였다.

셋째, LNG연료 추진 선박의 경제성을 주요 요소별로 분석 평가하였으며, 83K DWT Bulk Carrier를 LNG연료 추진선박으로 변경함에 따른 추가 건조비용의 회수는 LNG의 가격에 따라서 차이가 있으나 5년~8년 정도 걸릴 것으로 예상되며, HFO의 단가가 LNG단가의 1.1배 이상이 될 경우에는 LNG연료선박은 경제성이 있는 것으로 평가되었다.

넷째, 기존의 벙커유 연료 추진기에서 LNG연료 추진기로 변경했을 경우의 경제성 분석 평가에서 83K DWT Bulk Carrier를 실제적으로 철광석 운송에 투입하고 있는 항로인 포항항에서 호주 Port Hedland항 및 광양항에서 브라질 Ponta De Maderia항(희망봉 남단 및 파나마 운하 통과)에 적용한 결과, 왕복 운항속력 14노트 기준에서는 약 7~8년 정도면 연료비 절감이 추가 고정비를 회수할 수 있을 것으로 분석되었다. 그리고 운항속력이 13노트 미만에서는 경제성이 없는 것으로 평가되었다.

다섯째, LNG를 연료로 사용하는 선박설계에 있어서 LNG연료탱크 배치는 선박의 안전확보에 있어서 대단히 중요한 요소로서 LNG연료탱크 배치에 대하여 선종별로 나누어 그 위치를 제안하였다.

여섯째, LNG를 연료로 사용하기 위해서는 특수한 연료공급장치의 개발이 필수적이며, 이에 따른 각종 기술적인 문제점을 고찰하였다.

마지막으로, LNG연료 추진선박에 있어서 LNG Bunkering의 각종 방안에 대하여 현재 특수 소형선에서 이루어지고 있는 방안을 소개하고, 각 방안에 대한 문제점을 검토하였다.

지금 세계 시장에서 한국 조선산업의 입지는 확고하며, 특히 LNG선 건조와 관련한 기술의 적용은 타의 추종을 불허할 정도이다. 물론 한국의 조선산업도 미국과 영국, 일본이 그랬듯이 언젠가는 다른 후발국으로 주도권을 넘겨야 할 날이 올 것이다. 하지만 시대가 요구하는 기술을 한 발 앞선 연구와 적용으로 만들어 간다면 중국 등 후발국의 추격 속도 및 간격은 유지될 것이며, 지속적으로 세계 조선시장에서 최강자로 군림할 수 있을 것이다.

논문을 마무리 하면서 LNG를 연료로 사용하는 선박이 하루 빨리 상용화되어 환경보전에 이바지하는 Green Technology로 각광 받기를 기대하며, 또한 다른 연구개발 과제들을 도출하고 연구 및 개발하여 한국 조선기술 발전이 영원히 지속되는 계기가 되었으면 하는 바람이다.

참고 문헌

1. EIA, "Annual Energy Outlook 2009" May 2009, pp.74
2. BP, "BP statistical review of world energy", June 2010, pp.22-31
3. Clarkson, "Shipping Intelligence Weekly", May 2011, pp.15
4. Wartsila, "50DF Dual Fuel Electric for LNGC"
5. Oliver bille, MAN Diesel, "Seminar 2010 51/60DF Engine"
6. Vesa Riihimaki, Wartsila "Fuel Sharing Technology"2010, pp.1-2
7. Michael Johnsen Kryger, MAN Diesel, "Practical experience with gas-fuelled Engines", November 2013
8. Stavros Hatzigrigoris, Maran Tankers, "Gas-Fuelled Ship Engine: Challenges And Possibilities", November 2013
9. Kubesh, John T., "Effect of Gas Composition on Octane Number of Natural Gas Fuels", SwRI-3178-4.4, GETA 92-01, GRI-92/0150, May 1992.
10. MAN Diesel, "Project Guide for DF Engine"
11. Kimsco, "Certificate of Inspection" for the analysis of Methane number, July 2010.
12. IGC Code (International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk), pp.78-85
13. IGF Code (International Code of Safety for Gas-fuelled Ships), Resolution MSC.285(86), adopted on 1 June 2009, pp.6-7
14. A.M.Alderson, Hart Fenton & Co.Limited, "AURA Fuel System" November 2010, pp.2-11
15. Cpt.Stephen BLIGH, DNV "LNG as Fuel-Bunkering" June 2011, pp.10-11
16. Dag Stenersen, Marintek, "LNG Supply chain feasibility study" 2010, pp.57-59
17. Patrick Englebert, "Ship to Ship LNG Bunkering", September 2010.

18. Swedish Marine Technology Form, "LNG Ship to Ship Bunkering Procedure" November 2011, pp.24-31
19. Sean Caughlan. PE, "LNG Use for Washington State Ferries", March 2010. pp.3-12
20. MAGALOOG project, "Maritime Gas Fuel Logistics", December 2008, pp.12-15

