



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 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](#)

공 학 박 사 학 위 논 문

생애주기를 고려한 선박 연료유의
온실가스 배출량 평가에 관한 연구



부 경 대 학 교 대 학 원

기계시스템공학과

천 정 민

공 학 박 사 학 위 논 문

생애주기를 고려한 선박 연료유의
온실가스 배출량 평가에 관한 연구

지도교수 정 석 호

이 논문을 공학박사 학위논문으로 제출함.

2022 년 2월

부 경 대 학 교 대 학 원

기계시스템공학과

천 정 민

천정민의 공학박사 학위논문을 인준함.

2022 년 2 월 25 일



위 원 장 공학박사 고 대 권 (인)
위 원 공학박사 공 경 주 (인)
위 원 공학박사 지 상 원 (인)
위 원 공학박사 황 성 철 (인)
위 원 공학박사 정 석 호 (인)

목 차

제 1 장 서 론	1
1.1 연구배경	1
제 2 장 선박 온실가스 규제	7
2.1 선박 온실가스의 규제	7
2.1.1 선박 연료유의 탄소배출 계수	10
2.1.2 선박 에너지 효율관리계획서(SEEMP)	12
2.1.3 신조선 에너지 효율 설계지수(EEDI)	14
2.1.4 운항선 효율지수(EEXI) 및 탄소집약도지수(CII)	18
2.2 IMO 온실가스 감축 초기 전략	26
제 3 장 선박 연료유 온실가스 생애주기 평가	31
3.1 생애주기온실가스 평가의 개요	31
3.2 선박 연료유 생애주기 평가	36
3.2.1 평가 대상 대체연료의 선정	36
3.2.2 선박 연료유 온실가스 생애주기 평가의 목적 및 범위	46
제 4 장 선박 대체연료의 생애주기 평가	52
4.1 선박 대체 연료의 범위	52
4.2 수소 연료의 생애주기(WtT) 온실가스 평가	54
4.2.1 수소 연료의 특성	54

4.2.2 수소 연료 선박의 구성	55
4.2.3 수소 연료의 국내 생산과정에서 발생하는 온실가스 평가	59
4.3 암모니아 연료의 생애주기(WtT) 온실가스 평가	73
4.3.1 암모니아 연료의 특성	73
4.3.2 암모니아 연료 선박의 구성	75
4.3.3 암모니아 연료의 국내 생산과정에서 발생하는 온실가스 평가 ..	80
4.4 LNG 연료의 생애주기(WtT) 온실가스 평가	87
4.4.1 LNG 연료의 특성	87
4.4.2 LNG 연료 선박의 구성	93
4.4.3 LNG 연료의 국내 생산과정에서 발생하는 온실가스 평가	101
4.5 대체연료의 Tank to Propeller 온실가스 평가	103
4.6 대체연료의 생애주기 온실가스 평가 결과	107
 제 5 장 선박 적용을 통한 생애주기 온실가스 평가	 111
5.1 대상선박의 선정	111
5.2 생애주기 온실가스 평가 기반 탄소배출계수 적용에 따른 변화 ...	113
5.3 대체연료 전환에 따른 온실가스 배출량 변화	117
 제 6 장 결 론	 124
 참고문헌	 126

A study on the evaluation of Greenhouse gas from ship's alternative fuel
considering the life cycle assessment

Jeongmin Cheon

Department of Mechanical System,
The Graduate School
Pukyong National University

Abstract

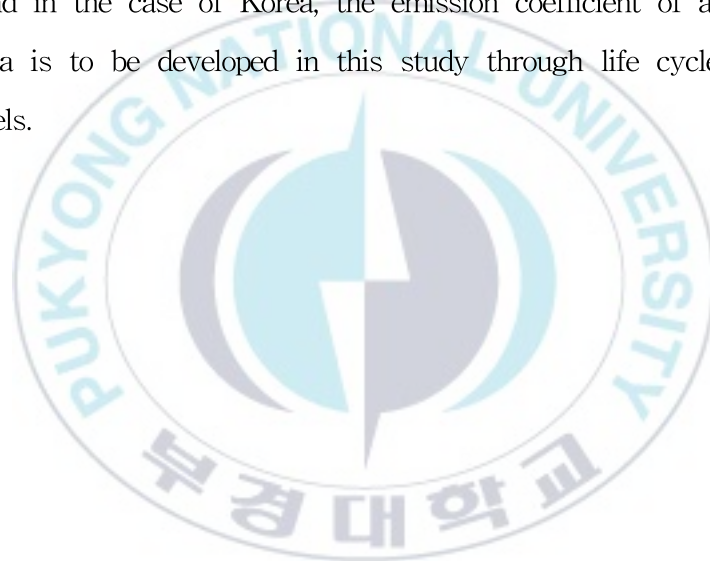
Strong policies are being announced to reduce greenhouse gases in the international community. The International Maritime Organization is promoting the reduction of greenhouse gas and policy establishment of ships sailing internationally. The initial strategy for greenhouse gas reduction announced in 2018 aims to reduce greenhouse gas by 50% by 2050 compared to 2008. In order to achieve the greenhouse gas reduction goal, it was decided to introduce regulations on operating ships such as EEXI and CII. In addition, safety standards and evaluation standards are being developed for the introduction of low-carbon and zero carbon fuels.

LNG, LPG, and biofuels are evaluated as low-carbon fuels, while hydrogen and ammonia are evaluated as non-carbon fuels. However, in the case of hydrogen and ammonia, there is a possibility that a large amount of greenhouse gas will be emitted depending on the production process. In this case, when the fuel's Life Cycle Assessment is performed, more greenhouse gas is emitted than the existing fuel. In order to reduce greenhouse gas generated by ships, greenhouse gas

emissions from other industries are increased, resulting in a problem of ultimately increasing greenhouse gas emissions. As a way to solve this problem, we intend to introduce LCA of fuel, and we are developing standards for performing LCA.

In Korea, a method of reforming and producing hydrogen and ammonia is used, and LNG fuel must be imported from abroad to modify. For imports, it is necessary to consider greenhouse gases generated in the process of domestic transportation and vaporization, and in this case, the greenhouse gas emission coefficients of Korea and LNG producers differ.

Therefore, it is expected that each country will have a greenhouse gas emission coefficient, and in the case of Korea, the emission coefficient of alternative fuels used in Korea is to be developed in this study through life cycle evaluation of alternative fuels.



약어 설명

BC	: Black Carbon
CH ₄	: Methane
CO	: Carbon monoxide
CO ₂	: Carbon dioxide
ECA	: Emission Control Area
EEDI	: Energy Efficiency Design Index
EEOI	: Energy Efficiency Operational Indicator
EEXI	: Energy Efficiency Existing ship Index
EGR	: Exhaust Gas Recirculation (NO _x reduction technology)
EU ETS	: European Union Emissions Trading Scheme
GHG	: Green House Gas
GT	: Gross Tonnage
GWP	: Global Warming Potential
HFC	: HydroFluoroCarbons
HFO	: Heavy Fuel Oil
ICF	: International Compensation Fund for GHG emissions from ships
IEA	: International Energy Agency
IPCC	: Intergovernmental Panel on Climate Change
ISO	: International Organization for Standardization
LNG	: Liquefied Natural Gas
MARPOL	: International Convention for the Prevention of Pollution from Ships
MCR	: Maximum Continuous Rating
MDO	: Marine Diesel Oil

MEPC	: Marine Environment Protection Committee
MGO	: Marine Gas Oil (distillate marine fuel)
NO _x	: Nitrogen oxides
NMVOC	: Non-Methane Volatile Organic Compounds
PM	: Particulate Matter/material
PM ₁₀	: Particulate matter/material with aerodynamic diameter 10 micrometres or less
RPM	: Revolutions Per Minute
SCR	: Selective Catalytic Reduction
SECA	: SO _x Emission Control Area
SEEMP	: Ship Efficiency Management Plan
SF ₆	: Sulphur hexafluoride
SFOC	: Specific Fuel Oil Consumption
SO _x	: Sulphur oxides
SOFC	: Solid Oxide Fuel Cell
UNFCCC	: United Nations Framework Convention on Climate Change
VOC	: Volatile Organic Compounds

제 1 장 서 론

1.1 연구 배경

전 지구적인 기후변화 대응을 위한 파리협정과 제 21차 기후변화협약 당사국 총회(COP21)에 따라 모든 당사국은 2020년 말까지 '2050 장기 저탄소 발전전략'을 수립하여 제출 하였다. 따라서 우리나라의 모든 경제영역에서는 저탄소, 무탄소화를 추진하고 있으며, 탄소국경세가 유럽, 미국을 중심으로 도입이 추진되고 있어 저탄소 경제로써 전환이 추진되고 있다.

온실가스 감축의 목표는 대부분 국가에서 산업구조에 따라 에너지 전환 및 온실가스 감축 목표를 설정하지만, 국제적인 이동수단인 선박, 항공기는 유엔기후변화협약(UFCCC)에 따라 이행해야하는 파리 협정과 교토의정서의 감축목표 달성을 위한 제반사항을 국가가 아닌 UN 산하기구의 국제해사기구(IMO, International Maritime Organization)과 민간항공기구(ICAO, International Civil Organization)에서 온실가스 감축 목표를 설정하고 관리를 추진을 하고 있다.

국제해사기구의 '국제해운의 온실가스 감축전략'과 민간항공기구의 '국제항공 탄소상쇄 감축제도'에 따라 온실가스 감축을 해야 한다. 국제해사기구의 온실가스 감축 초기 전략은 2018년도에 채택된 국제협약으로서 2030년 국제해운의 운송작업량(Transport work)당 이산화탄소가 2008년 대비 40% 감축을 목표로 하고 있다. 감축을 위한 방법으로써 단기, 중기, 장기 전략을 수립하고 있다.

Fig.1.1은 국제해사기구의 온실가스 감축 목표로서, 국제해사기구는 국제해운의 탄소집약도를 2030년에는 2008년 대비 40%, 2050년 까지 70% 감

축을 결정하였다. 그러나 국제해사기구의 온실가스 연구에 따르면 2008년 916백만 톤을 배출한 국제해운은 지금과 같은 증가추세를 감안할 경우 2050년 85%를 감축해야 하는 입장에 놓여져 있다.

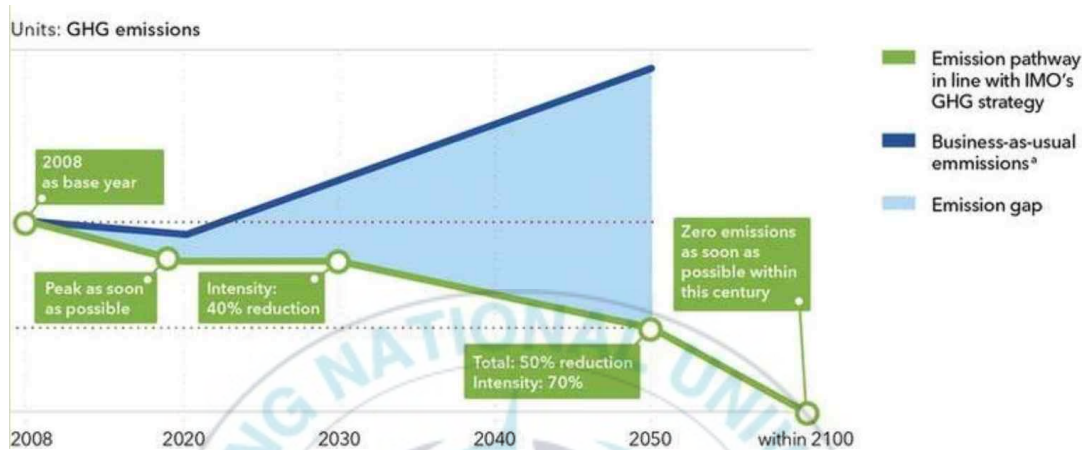


Fig.1.1 Vision of IMO GHG strategy(MEPC.304(72) ¹⁾

위와 같은 친환경 기조에 따라 전 세계에서 운항 중이거나 건조 중인 상선 총 102,960척 중에서 약 5.6%인 5,753척만이 LNG나 황산화물 저감장치(스크러버) 등 친환경기술을 적용하고 있다.

구체적으로 친환경기술을 적용한 선박의 78%(4,459척)는 저감장치를 설치했고, 16%(955척)는 LNG추진선박이며, 6%인 339척만이 대체연료를 사용하고 있다. 나머지 94.4%에 해당하는 현존선의 경우는 2020년부터 발효된 황산화물규제에 따라 저유황유를 사용해서 대응하고 있다. LNG추진선박은 2016년 344척에서 2020년 995척으로 연평균 약 19%씩 성장하고 있다. 2020년 9월 기준으로 국내에서 운항 중인 LNG추진선은 3척이며, 18만 톤급 화물선을 포함한 14척이 건조 중이다. 선박의 운항 시 추가적인 연료 소모량 감축을 위해 다양한 에너지효율 향상기술 적용을 고려할 수 있다.

선박의 에너지효율 향상기술에는 선체 설계의 최적화를 통한 선체 마찰저항 저감기술, 초경량 복합소재 프로펠러나 최적 형상 프로펠러를 장착한 고효율 추진기 기술, 고장력강이나 내 부식강, 경량금속 기반 샌드위치 판넬 등의 신소재 적용을 통한 선체 경량화, 에너지효율향상장치(ESD, Energy Saving Device)의 설치, 해양생물부착저감(Anti-Bio Fouling) 기술, 탄소포집 기술 등이 있다. 해외 개발 동향으로는 일본의 경우 공기윤활시스템(Air Lubrication System)과 특수도로 연구가 활발히 수행되고 있으며, 노르웨이의 해사청은 노르웨이 선급과 함께 CO₂ 포집장치 프로젝트를 진행 중이다. 국내에서는 삼성중공업이 LNG 선박과 컨테이너선박용 공기윤활시스템의 상용화를 추진하고 있다.

위와 같은 기술들을 적용하더라도 Fig.1과 같이 국제해사기구가 목표로 제시한 2030년 40% 온실가스 감축을 예상하는 시나리오를 도식화한 것으로써 기술적 운항적 조치로는 감축율을 만족하는 것이 사실상 어려운 것으로 확인된다.

Fig.1.2는 노르웨이에서 검토한 2008년부터 2030년까지의 정책적, 기술적 목표를 통한 온실가스 감축에 대한 것으로 강력한 정책이 적용이 되어야 온실가스 저감이 가능하다는 것을 보여주고 있다.

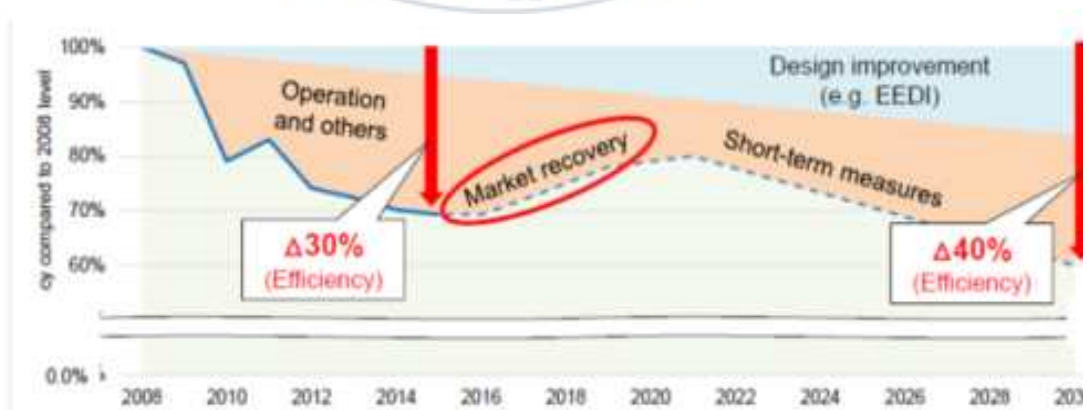


Fig.1.2 Scenario of GHG reduction rate ²⁾

따라서 국제해사기구(ICS)는 지난 2018년에 발표한 온실가스 감축 초기전략의 접근방식에 따라 현존선 운항효율지수(EEXI), 탄소집약도지수(CII)를 통한 온실가스 규제가 강력화 될 예정이다. 따라서 국제해운이 온실가스 감축을 위해서는 선체효율향상, 추진효율향상 등과 같은 에너지 효율 향상보다는 저탄소, 무탄소 연료로의 전환이 필요하다.

선박에서 발생하는 온실가스를 평가하기 위하여 현재는 연료사용량과 이산화탄소변환계수(Conversion factor)의 곱으로 온실가스 배출량을 측정하고 있다. 그러나 선박에서 배출되는 온실가스는 이산화탄소뿐만 아니라 메탄(CH_4), 아산화질소(N_2O)가 있다. 메탄은 이산화탄소 대비 28배, 아산화질소는 이산화탄소대비 268배의 온실가스효과(GWP, Global Warming Potential)를 가지고 있어 심각한 온실가스로 분류되고 있다.

최근 선박 연료의 전환에 따라 LNG, 암모니아, 수소 등의 대체연료가 거론되어지고 있다. 그러나 LNG의 경우 LNG의 주성분인 메탄이 연소되지 않은 채 배출되는 메탄슬립의 문제가 있다. 메탄슬립은 저부하일 경우 심해지며, 4행정인 경우 메탄슬립 배출량이 증가한다. 암모니아의 경우 암모니아가 가지고 있는 다량의 질소 성분으로 인하여 아산화질소 및 질소산화물이 생성될 수 있는 환경이 조성되어 기존에 고려된 이산화탄소 이외의 메탄, 아산화질소의 배출 문제가 발생되어 질 수 있다.

또한 암모니아, 수소 등의 연료는 화석연료기반 연료와는 다른 합성연료(Synthetic Fuel)로서 육상의 공장에서 생산하는 연료이다. 합성연료를 생산 시 화석연료기반, 재생연료사용, 공정효율, 전력망(전력망의 탄소배출계수) 등의 영향을 받기 때문에 생산 시 높은 수준의 온실가스를 배출할 수 있는 문제를 가지게 된다. 국제해사기구(ICS)는 국제해운에서 발생하는 온실가스를 줄이기 위하여 화석연료 기반 합성연료를 사용할 경우 국제해운은 온실가스 배출이 0에 가깝게 되지만, 타 산업군으로 온실가스 배출을 이전시

키는 전환교통(Modal shift)의 문제를 야기하는 것을 우려하고 있다. 따라서 국제해사기구(IMO)는 온실가스 감축 전략 중 ‘모든 연료에 대한 전주기 GHG/탄소집약도지침 개발’을 포함하고 있다. 이는 연료의 생산, 이송, 선박 연소‘의 모든 과정을 의미함으로써 기존의 온실가스배출량 평가하는 기준과는 사뭇 다른 접근을 하게 될 것으로 예상된다. 선박의 온실가스 감축을 위해서는 연료의 생산과정을 포함해야 하는 것임으로 앞으로 선박 생산과정 중 발생된 온실가스에 대하여 평가하고 평가값을 통하여 선박 연료유를 선정할 것으로 예상된다.

현재는 온실가스 배출에 대한 전주기를 Fig.1.3과 같이 표현하며 LNG 연료와 화석연료의 생애주기를 나타내고 있다. Tank to Wake(Propeller)라고 표현하며 이는 생산하여 연소하는 모든 단계에서 발생된 온실가스를 의미한다.

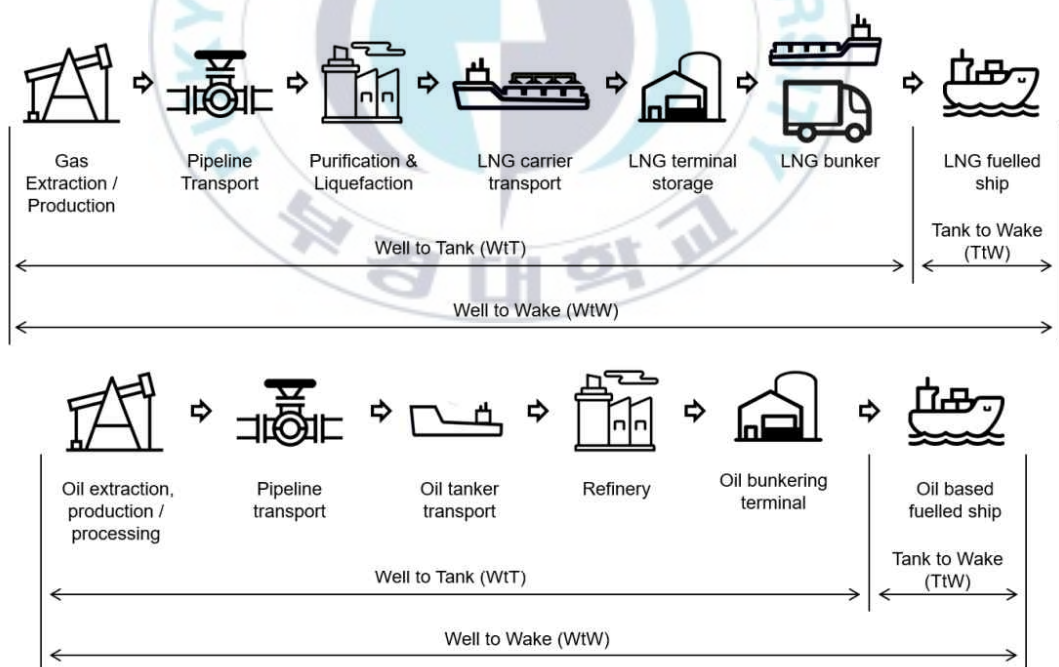


Fig.1.3 Life cycle of LNG fuelled ship ³⁾

이를 좀 더 세분화해서 나누어 보면 연료를 생산하여 선박에 도착한 시점까지를 Well to Tank라고 지칭하며, 선박에서 연소되며 발생된 온실가스를 Tank to Wake(Propeller)라고 표현한다.

Well to Wake(Propeller) 평가방법의 경우 연료의 생산방식에 따른 온실가스배출량 차이가 매우 크며, 기존 선박 연료유인 선박용 중유보다 수소 연료의 온실가스 배출량이 높은 것으로 평가 받기도 한다. Fig.4 값은 노르웨이에서 계산한 노르웨이 기준의 대체연료 생산 시 발생하는 온실가스로서 수소, 메탄올등 대부분의 합성연료의 높은 온실가스 배출량을 보여주고 있다.

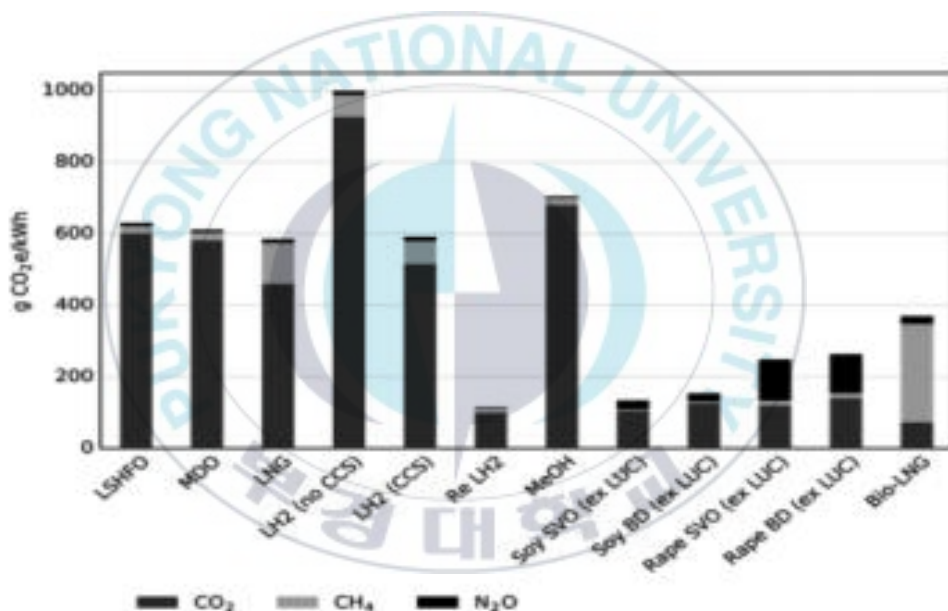


Fig.1.4 Marine fuel Life cycle assessment(WTP) ³⁾

따라서 우리나라에서 생산되는 합성연료는 제한적이지만 향후 온실가스 배출계수의 개발을 통하여 향후 온실가스 저감연료의 선정 및 정책 수립 등에 기초자료로 활용되고자 본 연구를 수행하였다.

제 2 장 선박의 온실가스 규제

2.1 선박의 온실가스 규제

범 지구적인 기후변화 대응을 위한 파리협정과 21차 기후변화협약 당사국 총회(COP21)회의에서 대부분의 당사국은 장기저탄소 발전전략을 수립하였다. 또한 온실가스의 감축목표는 대부분 국가에서 산업구조, 에너지 전환 등을 고려하여 각기 특유의 정책을 수립하지만 선박의 경우 국제항해를 수행하는 선박으로써 국가의 법령이 아닌 국제협약의 법령을 따르게 된다. 따라서 선박의 온실가스의 관리 및 정책개발은 UNFCCC에서 온실가스관리를 이관 받은 국제해사기구(IMO)에서 감축목표설정 규제관리를 수행하게 된다. 규제에 따라 감축된 온실가스량은 일반 국가와 같이 COP 또는 UNFCCC 사무국으로 온실가스 감축량을 보고하게 된다. 전 세계의 온실가스 배출량 중 선박에서 발생하는 온실가스는 2000년 기준 1.8% 였으나 2007년 기준 2.7%로 상승하였으며 지속적인 증가가 예상됨에 따라 국제해사기구에서는 온실가스 감축을 위한 규제를 개발하기 시작하였다 ⁴⁾.

선박의 온실가스 배출규제는 대기오염방지 협약(MAPOL Annex.VI)을 논의를 시작한 1997년부터 논의를 시작하였으며 2000년 해양환경보호위원회 45차에 온실가스 연구 그룹(Greenhouse gas study group)이 결성되었다 ⁵⁾. 2004년도 국제해사기구 총회에서 「선박에서 발생하는 GHG 저감에 관한 정책 및 실행(A.963(23)」 결의서가 채택됨에 따라 해양환경보호위원회(MEPC, Marine Environmental Protection Committee)에서 협약 제정을 목표로 논의가 본격적으로 시작 되었다.

국제해사기구에서 선박의 온실가스배출량 평가를 위하여 선박에서 배출되는 온실가스의 분류는 이산화탄소(CO₂), 아산화질소(N₂O), 메탄(CH₄), 염화불화탄소(HFCs), 과불화 화합물(PFCs), 육불화황(SF₆)로 분류하였다. 당시 LNG의 주성분인 메탄, 과불화화합물, 육불화황의 선박에서의 사용은 미미하였으며, 염화불화탄소는 냉매를 R-22 사용을 금지하며 배출이 거의 되지 않는 것으로 조사됨에 따라 이산화탄소(CO₂)만을 우선적 규제범위에 포함하였다.

2008년도 개최된 제 57차 해양보호위원회에서는 선박의 온실가스 규제에 대하여 3가지 규제 방법이 도출 되었다⁵⁾.

- 1) 신조선 에너지효율 설계지수(EEDI) 기준 제정(기술적 조치)
- 2) 현존선 에너지효율 운항지수(EEOI) 기준 제정(운항적 조치)
- 3) 시장기반조치(탄소세, 배출권 거래제) 도입 검토

운항중인 선박과 신조되는 선박으로 나누어 규제가 시작되었으며, 신조선에 적용되는 EEDI 규제는 강제화 하였으며, 현재 운항하는 선박에는 선박 에너지 효율 관리 계획서(SEEMP, Ship Energy efficiency Management Plan)을 비치하고 EEOI(Energy Efficiency Operational Indicator)를 관리하는 것으로 최초의 선박 온실가스 배출량이 관리되어지기 시작하였다.

따라서 온실가스 감축을 위하여 단기, 중기 장기 온실가스 감축 전략과 접근 방법을 2018년 온실가스 감축전략과 함께 수립하였다. 2018년 채택된 IMO 선박온실가스 감축 초기전략은 2008년 대비 2050년까지 50%의 감축 목표가 설정되었다. IMO 초기전략에 따른 온실가스 감축은 단기(2018년~2030년), 중기(2030년~2040년), 장기(2040년 이후)로 분류하며 감축 조치가 확정되면 규제로서 효력을 가질 것으로 예상된다. 또한 파리협정의 목

표인 온실가스 감축 이행실적을 점검에 맞추어 최종 전략을 2023년까지 논의하여 채택 예정이다.

Fig.2.1과 2.2은 국제해사기구의 온실가스 감축 규제 논의진행에 대한 표이며 2018년 온실가스 감축전략 도입 후 급속도로 온실가스 감축 논의가 진행되는 상황을 나타내고 있다.

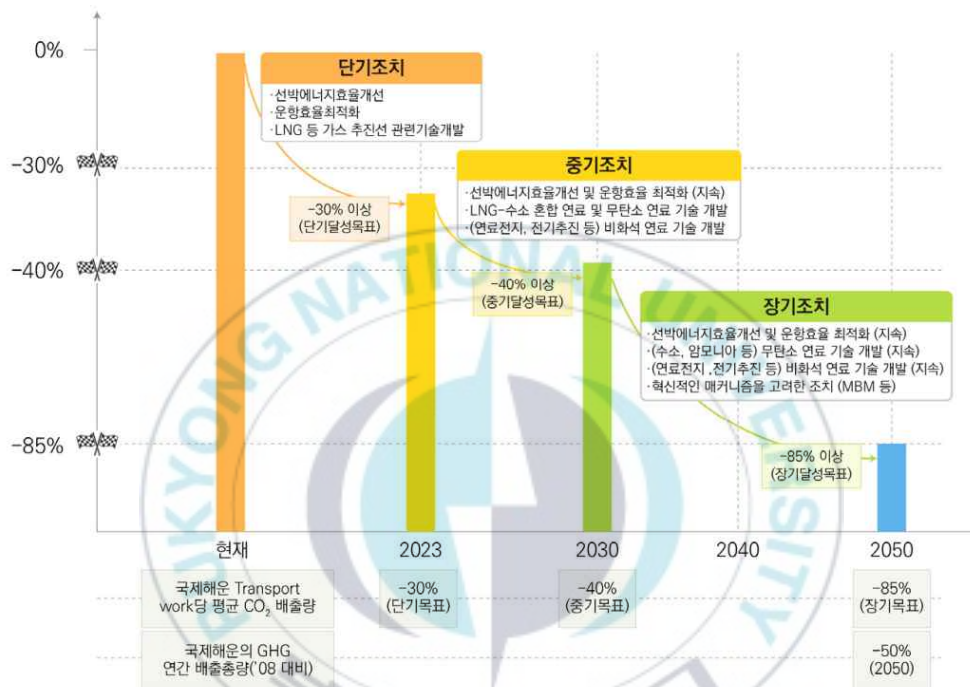


Fig.2.1 IMO's Level of ambition⁶⁾



Fig.2.2 Policy for IMO GHG reduction⁷⁾

2.1.1 선박연료유의 탄소배출 계수

선박에서 발생하는 온실가스 규제를 위한 최초의 안은 회람문서 (Circ./471)을 통하여 온실가스 배출 지수시험을 위한 잠정지침을 마련하였다. 이 문서에서는 선박 연료로 주로 사용되는 선박용 중유는 $C_{15}H_{32}$ 로 구성된 것을 기반으로 탄소배출 3.114를 식 2.1 및 2.2을 통하여 탄소배출계수를 도출하였다. C의 원자량은 12.011, H의 원자량은 1, 산소의 원자량은 15.9994를 기준으로 하였으며, 선박용 중유 중 탄화수소의 비중은 85%를 기준으로 하였다⁸⁾.

$$(12.011 + 2 \times 15.9994) / 12.011 = 3.664 \quad (2.1)$$

$$C_{carbon} = 3.664 \times 0.85 = 3.114 [ton \cdot CO_2 / ton \cdot fuel] \quad (2.2)$$

2.2에서 도출된 3.114를 기반으로 선박에 사용되는 연료의 배출계수가 Table 2.1과 같이 도출되었다.

Table 2.1 Carbon Conversion Factor⁸⁾

Type of fuel	ISO Specification	Carbon content m/m	C_{factor} [tCO ₂ /tFuel]
1. Diesel/Gas Oil	ISO 8217 Grade DMX	0.875	3.2060000
2. Light Fuel Oil	ISO 8217 Grade RMX	0.86	3.151040
3. Heavy Fuel Oil	ISO 8217 Grade RME	0.85	3.114400
4. LPG	Propane	0.819	3.000000
	Butane	0.827	3.030000
5. LNG		0.75	2.750000

2.1.2 선박 에너지 효율 관리 계획서(SEEMP)

2.1.1장과 같이 개발된 탄소배출계수(Carbon conversion factor)에 기반하여 선박 온실가스 규제의 방식을 신조선, 운항선 2가지 그룹으로 나누었으며 신조선의 규제를 위한 신조선 에너지 효율지수(EEDI)와 선박에너지효율관리계획서(SEEMP)로 나누어 규제가 마련되어졌다.

$$\text{INDEX} = \frac{\sum_i FC_i \times C_{\text{carbon}}}{\sum_i m_{\text{cargo},i} \times D_i} \quad (2.3)$$

SEEMP의 경우 선박에서 배출된 온실가스는 계산을 위하여 식 2.3을 개발하고, 연료별 탄소배출계수는 Table 2.1의 계수를 사용하였다. i 는 항해일수 또는 항차, FC 는 연료의 소모량, m 은 화물량, D 는 항해거리로 표기되었다. 이를 통하여 운항 중인 선박의 온실가스 자료를 수집하기 시작하였다.

신조선 에너지효율 설계지수와 더불어 운항선박에 적용되는 선박에너지효율계획서는 각 선박별로 에너지 효율 향상을 하기 위한 기술적인 향상계획, 및 운항적 향상계획을 기재하게 되며 대표적으로 선속 최적화, 해상 상황에 적합한 운항 등에 대한 방법을 기재하게 된다. 이와 더불어 EEOI는 식2.4과 같이 계산하여 매년 선박의 에너지 효율을 관리하도록 되어있다. SEEMP는 선박연료사용량수집(DCS, Data Collection System)을 통하여 SEEMP Part 2를 신설하고 선박비치의무만 가지고 있던 에너지효율 관리계획서를 강화하여 일정 양식에 따라 연료사용량, 항해거리 등을 종합적으로 IMO에 보고하여 국제해운에서 사용되는 정확한 온실가스 배출량 수집을 2019년부터 진행하고 있다.

Table 2.2 CO2 index reporting sheet⁹⁾

NAME AND TYPE OF SHIP;						
Voyage or day (i)	Fuel consumption(FC) at sea and in port in tonnes				Voyage or time period data	
	Fuel type ()	Fuel type ()	Fuel type ()		Cargo (tonnes or units)	Distance (D) (NM)
1						
2						
3						
4						

$$EEOI = \frac{\sum_i \sum_j (FJ_{ij} \times C_{F_j})}{\sum_i m_{cargo_i} \times D} \quad (2.4)$$

2.1.3 신조선 에너지 효율 설계지수(EEDI)

신조선 에너지 효율 설계지수(EEDI, Energy Efficiency Design Index)는 신조선의 연비의 개념으로 1톤의 화물을 운송하는데 온실가스가 얼마나 발생하는지를 지수화 하였다. 또한 선종별, 선박의 크기별로 운항 효율이 다르기 때문에 선종 및 화물량별로 그룹화를 통하여 에너지 효율지수의 기준을 각기 다르게 적용하고 있다.

EEDI 규제를 적용하기 위한 기준선(Base line)을 정의하기 위하여 1999년 1월부터 2009년 1월까지 인도된 선박의 시운전 데이터를 바탕으로 회귀분석을 통하여 선종별 자료를 IMO에서 수집하여, 식 2.3을 활용하여 EEDI 수식의 기본틀인 식2.5 가 개발되어졌다.

$$EEDI = \frac{(\sum_i FC \times C_{carbon})_{Fueltype_1} + (\sum_i FC \times C_{carbon})_{Fueltype_2} + (\sum_i FC \times C_{carbon})_{Fueltype_2} + \dots}{\sum_i m_{cargo} \times Distance_i} \quad (2.5)$$

기술적 조치 중 하나인 신조선 에너지효율 설계지수(EEDI, Energy Efficiency Design Index)로써 신조 대상선박이 1톤의 화물을 1마일 운송할 때 배출되는 이산화탄소를 계산하여 기존의 유사선박 대비 효율 향상 정도를 평가하는 방식이다. 앞에서 설명한 INDEX 수식이 에너지효율 설계지수로 확대 되었다.

자동차의 연비와 유사한 값으로써 계측 EEDI 값(Attained EEDI)이 개발되어졌으며 이 값이 높을수록 이산화탄소를 많이 배출하는 선박으로 판단한다¹⁰⁾. EEDI 수식 식2.5과 같이 구성되며 엔진출력 연료소모량 이산화탄소

환산계수가 분모에 있으며, 문자에는 화물량과 선박의 속력이 자리하게 된다. 분모에는 향후에 개발되는 신기술 적용에 대한 이니셔티브를 제공하기 위한 각종 보정계수(fi, fj, fc, fw, fivse 등)도입을 통하여 에너지 저감장치 등을 포함하는 혁신적 기술 적용을 가능하도록 하고 있으며, MEPC.Circ.815를 통하여 관련 혁신적 기술 도입의 창구를 열어 놓고 있다¹¹⁾.

$$EEDI = \frac{(\prod_{j=1}^M \sum_{i=1}^{nME} P_{ME(i)} \cdot C_{FME(i)} \cdot SFC_{ME(i)}) + (P_{AE} C_{FAE} \cdot SFC_{AE}) + (\prod_{j=1}^M \sum_{i=1}^{nPTI} P_{PTI(i)} \sum_{i=1}^{nFF} f_{eff(i)} P_{AE(i)} \cdot C_{FAE} \cdot SFC_{AE}) - (\sum_{i=1}^{nFF} f_{eff(i)} P_{eff(i)} \cdot C_{FME} \cdot SFC_{ME})}{f_i Capacity V_{ref} f_w} \quad (2.6)$$

fi Capacity .Vref fw: Efficiency Technologies

fi Capacity .Vref fw: Transport work

PME: Main Engine Power (kW);

PAE: Auxiliary Engine Power (kW);

SFC: Specific fuel consumption (g/kW);

C: Fuel to CO₂ factor (g CO₂/ g Fuel) (nearly 3);

Capacity: for Cargo ships DWT, for Passenger ships GT;

Vref: Reference speed (nm/h);

fi: Correction factor for capacity;

fw: Correction factor for performance in real weather;

fi: Correction factor for efficiency

EEDI의 기준선(Base line)을 정의하기 위하여 1999년 1월부터 2009년 1월까지 인도된 선종별로 식2.6을 활용하여 기준선을 도출하였다. 벌크선, 컨테이너선, LNG 운반선 등 총 7개 선종으로 기준선을 도출하여 협약을 적용 중에 있다.

$$\text{Base line} = 3.1144 \frac{190 \sum_{i=1}^{NME} P_{MEi} \times 215 \cdot P_{AE}}{\cap acity \times V_{ref}} \quad (2.7)$$

2013년 이후 총톤수 400톤 이상 신조되는 선박에 대하여 적용되는 규제
로써 계측된 EEDI 값(Attained EEDI)는 2013년 Phase.0 기준선(Base line)
이상, 2015년 Phase.1 10%, 2020년 Phase.2 10%, 2025년 Phase.3 10%로
Phase.3 단계에서는 기준선 대비 30% 감축이 이루어 져야 한다.

최근 개최되었던 MEPC 75차 회의에서는 에너지 효율 향상이 상당히 높
은 수준에 도달한 컨테이너선, 일반화물선, 가스운반선, LNG운반선, 크루
즈선에 대한 EEDI Phase.3의 조기시행 및 감축률 상향이 결정되었다. 이
는 최근의 선박의 감소에 따른 연료소비량 감소, 선박 선형개선 등 선박의
온실가스를 줄이기 위한 다양한 기술의 적용으로 가능한 결과로 판단된다.
또한 온실가스 감축을 가속화 하기 위한 IMO의 전략 중 하나로써 이미 기
술적인 해결책이 있다면, 적용을 유도하기 위하여 EEDI Phase.3의 조기
이행이 결정된 것으로 예상된다. 이는 향후 기술적 대안만 있다면 IMO의
온실가스 감축 규제는 강화될 것이며 EEDI Phase 4 및 5의 도입에 대한
의견 조율 또한 짧은 시일 내에 결정될 수 있을 것으로 예상된다. 따라서
EEDI에 기반한 규제는 점차 강화될 것으로 예상된다. Fig.2.3은 EEDI
Phase 0, 1, 2, 3의 온실가스 기준선 및 감축량에 대하여 도식화된 그래프
이다.

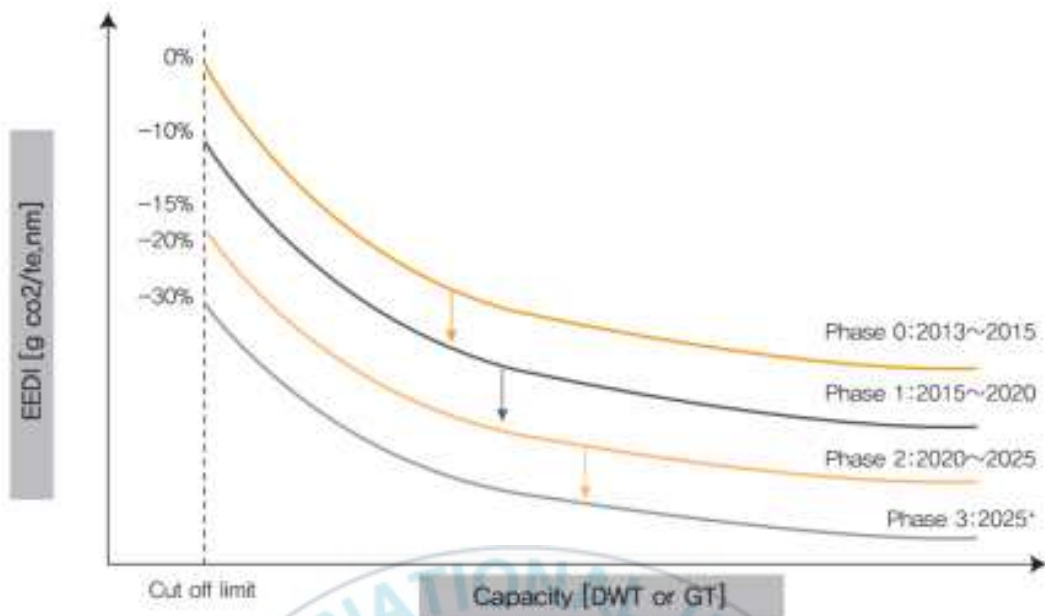


Fig.2.3 Baseline and Regulation value of the EEDI for the new ship¹²⁾

2.1.4 운항선 효율지수(EEXI) 및 탄소집약도지수(CII)

EEXI는 현존선박의 온실가스 효율을 검증하고자 개발된 지수로서 EEDI의 개념인 선박의 운항 중 1톤의 화물을 1해리 운송하는데 배출되는 이산화탄소량을 엔진출력, 재화중량톤수 등 선박의 제원을 활용한다. EEXI 수식은 2.8 수식요약과 같이 지수화한 값으로 해양오염방지협약을 적용 받는 모든 선박에 적용된다. 특히 EEXI 수식은 EEDI 수식을 기반으로 만들어 졌기 때문에 매우 유사하나 선속계측에 대한 방식이 EEDI와는 조금 다르다. EEDI는 선박 시운전시 ISO 15016 또는 ITTC(International Towing Tank conference)의 지침서에 따르지만 운항선의 경우 선박 시운전 환경에서 선속의 계측은 사실상 어려운 점이 많다. 따라서 시뮬레이션 또는 프로그램 또는 추정 선속 출력곡선에 따라 속력 값 도출이 가능하다

$$EEXI = \frac{Power \times SFOC \times Cf}{DWT \times Vref} \quad (2.8)$$

$$EEXI = \frac{(\prod_{j=1}^M \sum_{i=1}^{nME} P_{ME(i)} \cdot C_{FME(i)} \cdot SFC_{ME(i)}) + (P_{AE} \cdot C_{FAE} \cdot SFC_{AE}) + (\prod_{j=1}^M \sum_{i=1}^{nPTI} P_{PTI(i)} - \sum_{i=1}^{nPTI} P_{AEff(i)} \cdot C_{FAE} \cdot SFC_{AE}) - (\sum_{i=1}^{nFF} P_{eff(i)} \cdot C_{FME} \cdot SFC_{ME})}{Capacity \cdot V_{ref} \cdot f_{ref} \cdot f_{ref} \cdot f_{ref}} \quad (2.9)$$

EEXI는 식 2.9와 같이 계산되며 계측 값(Attained EEXI)은 기준선 이상이 되어야 하며, 기준을 만족하지 못할시 Fig.2.4 와 같이 만족하기 위한 기술을 적용하거나 축/기관 출력제한장치(SHaPoli/Engine Power Limitation) 장치를 설치해야 한다.

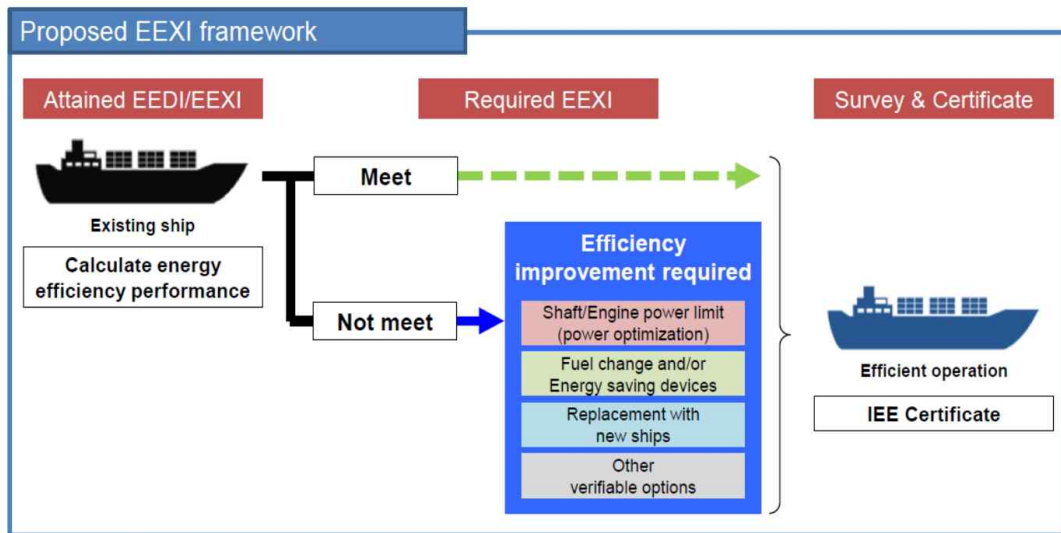


Fig.2.4 EEXI framework¹³⁾

위와 같은 기술을 적용하더라도 에너지 효율향상이 되지 않는 선박은 엔진출력제한장치(EPL, Engine Power Limitation)을 장착해야 한다. 엔진출력제한장치는 곧 선속의 감소를 의미하며 강력한 운항적 조치이다.

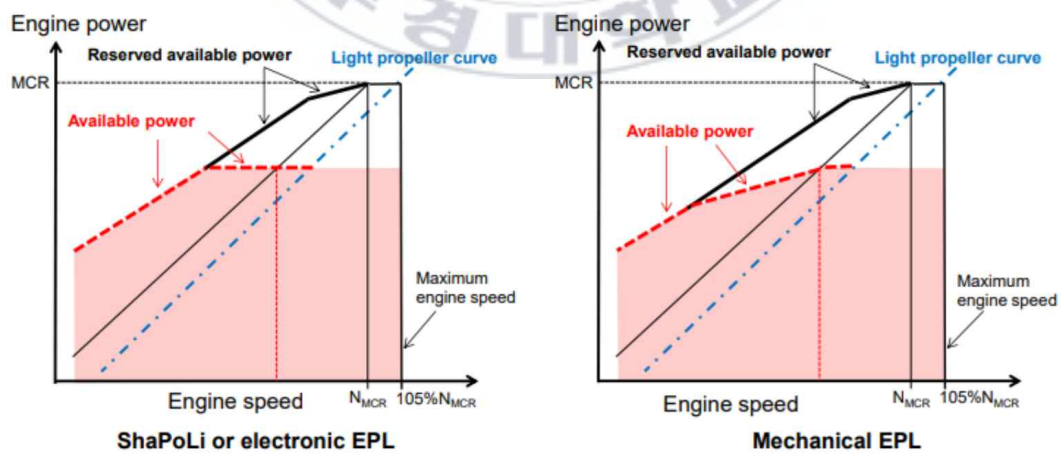


Fig.2.5 Engine load diagram on Shaft/Engine Power Limitation¹³⁾

$$\text{Implied PL} = 100\% - \left(\frac{MCR_{LIM}}{MCR_{ME}} \right) = 100\% - \left(\frac{1}{1 + EEXI_{exceedance}} \right)^{\frac{3}{2}} \quad (2.10)$$

축/기관 출력제한 장치는 식 2.8에 따라 계산되어야 하며 Fig.2.5와 같이 엔진 부하 다이어그램과의 검토를 통하여 장치의 검증을 받게 된다.

Fig.2.6 은 10,000 teu급 컨테이너선박의 EEXI 값을 평가한 도표로써 EEXI 값을 만족하기 위해서는 엔진의 출력을 약 66% 수준까지 낮추어야 하는 문제를 가지게 된다.

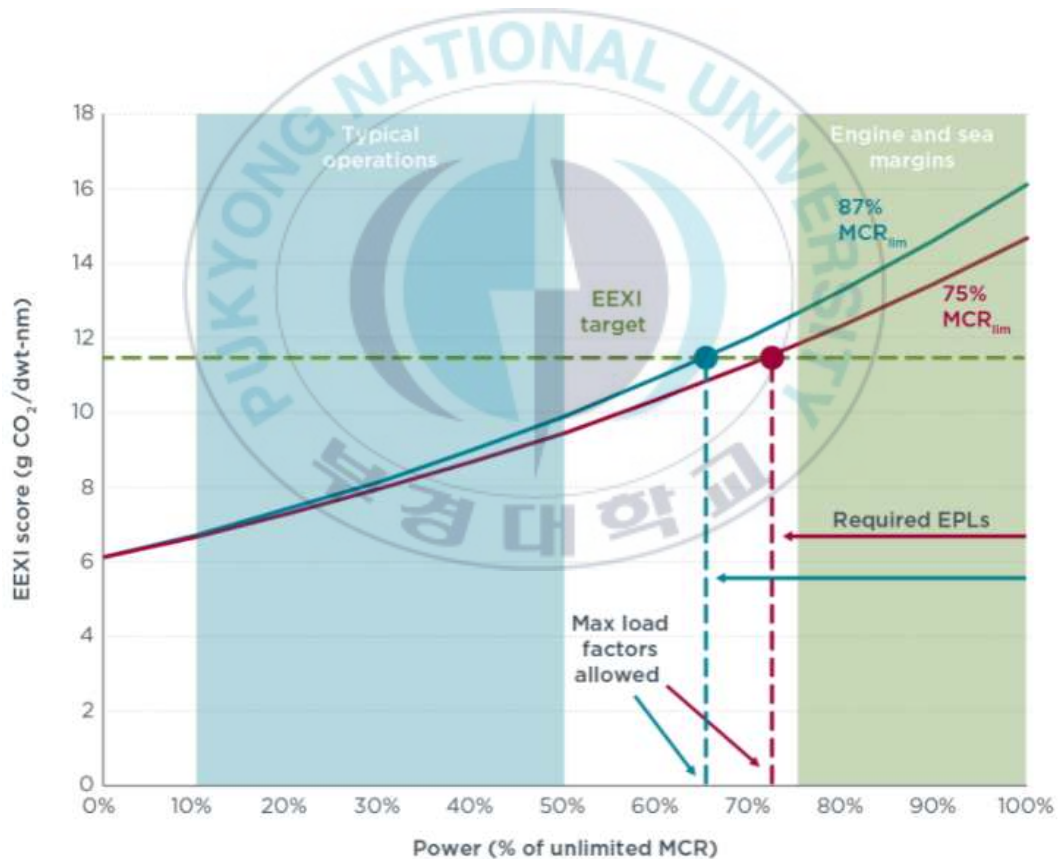


Fig.2.6 EEXI score by main engine power and evaluation point for a 10,000 TEU container ship¹⁴⁾

Fig. 2.7은 MC(Main engine camshaft control) 및 ME(Main engine electric control)엔진이 EEXI 규제를 만족하기 위한 장치로써 MC는 기계적, ME는 전자적/기계적 두가지의 장치를 하고 있다.



Fig.2.7 Method of Engine Power Limitation for MC engine¹⁵⁾

특히 EPL은 엔진최대출력 일정 수준 이하로 유지하도록 하고 있어 선속의 3제곱에 비례하는 연료소비량을 감안할 경우 선박의 온실가스 감축에는 효율적일 것으로 판단하고 있다.

CII는 탄소 선박의 운항시 1톤의 화물을 1해리 운송하는데 배출되는 CO₂량을 연료사용량, 운항거리, 화물량등 선박의 운항정보를 활용하여 계산 및 지수화한 값으로 해양오염방지협약을 적용받는 선박이 대상이다. 총톤수 5,000톤 이상 국제항해에 종사하는 선박에 적용되는 규제로서, 선박의 연간 연료소모량 및 운항거리를 통하여 선박의 화물운송 효율을 계산하고, 해당 기간의 선박에 요구되는 Required CII 대비 Attained CII 달성값 정도에 따라서 Fig.2.8과 같이 A부터 E 등급이 부여된다. 감축률이 매년 강화됨으

로 C등급의 중간값에 해당하는 Attained CII 값이 지속적으로 낮아지는 구조로 되어져 있다.

CII값은 2019년 기준으로 보고된 SEMMP PART.2(DCS)값을 기준으로 2020년~2022년까지 연간 1%씩, 2023년부터 2026년까지는 연간 2%씩 CII 값(선박 탄소 집약도 지수)이 향상되어야 한다.

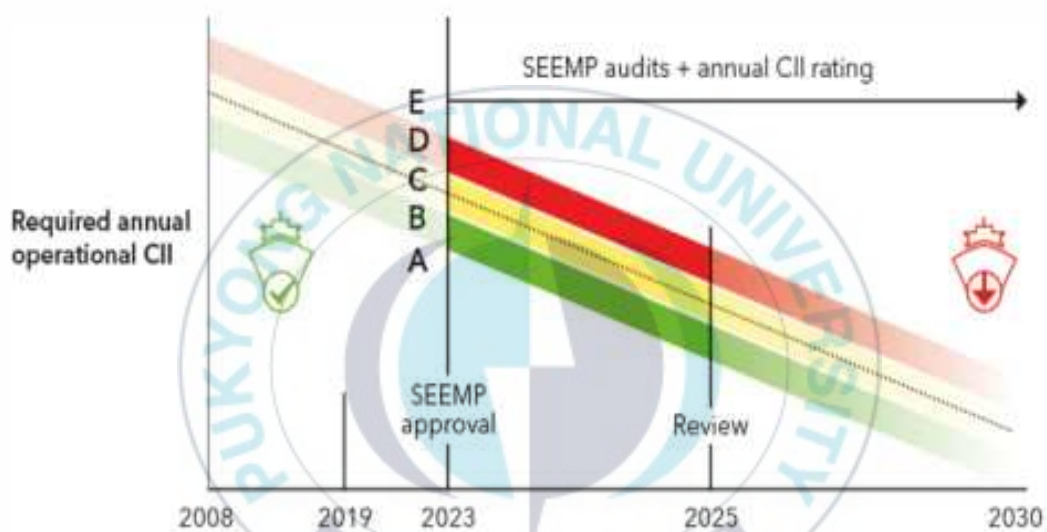


Fig.2.8 Description of Carbon Intensity Index¹⁶⁾

$$\text{Attained CII} = \frac{\sum (FC_j \times C_{f_j})}{\text{Capacity} \times \text{Total Distance travelled}} \quad (2.11)$$

j는 연료유의 종류, FCj는 유종별 연간 연료량, C_{fj}는 탄소전환계수이며 capacity는 선종별 총톤수 또는 재화중량톤수를 적용한다. 이때 재화중량톤

수를 적용하여 CII 값을 계산하는 경우 AER, 총톤수를 사용할 경우 cgDIST로 나뉜다.

이때 기준을 잡기위한 CII 값은 식 2.10과 같이 계산 된다

$$CII_{ref} = aCapacity^{-c} \quad (2.12)$$

a와 c는 2019 IMO DCS를 통하여 산출된 개별 선박의 용량과 CII 달성 값을 기반으로 도출한 매개변수는 Table 2.3과 같이 CII 값을 정리해 볼 수 있다.

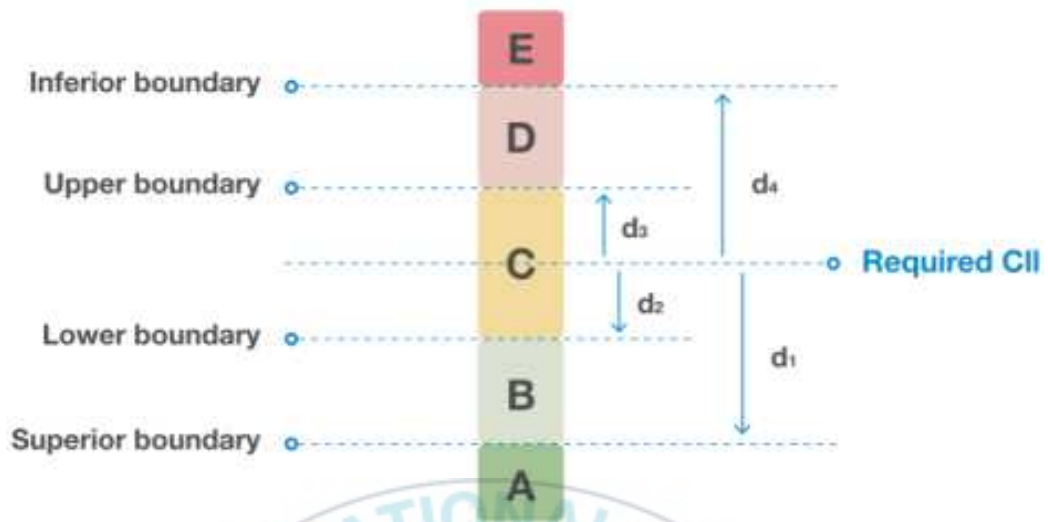
$$\text{Required annual operational CII} = \left(1 - \frac{Z}{100}\right) \times CII_{ref} \quad (2.13)$$

식 2.11에서의 'Z'는 2019 기준값 대비 연도별 CII 감축계수로써, 선종 크기 등에 관계없이 동일한 감축계수를 가지며, 2023년까지 5%, 24년까지 7%, 25년까지 9%, 26년까지 11% 감축의 의무를 가지며 27년 이후는 향후 계수가 만들어질 예정이다.

이때 계산된 CII 값을 통하여 선박은 A부터 E등급으로 판정받게 된다. C등급 평가가 3년 연속되거나 E등급 평가를 받을 경우 CII 달성을 위한 시정계획을 SEEMP에 반영하여야 하며, 기국의 승인을 받아야 한다.

Table 2.3 CII parameter for a and c¹⁷⁾

Ship type	DWT	Capacity	a	c
Bulk Carrier	$\geq 279,000$	279,000	4745	0.622
	$< 279,000$	DWT	4745	0.622
Gas Carrier	$\geq 65,000$	DWT	14405E+7	2.071
	$< 65,000$	DWT	8104	0.639
Tanker	-	DWT	5247	0.610
Container ship	-	DWT	1984	0.489
General cargo ship	$\geq 20,000$	DWT	31948	0.792
	$< 20,000$	DWT	588	0.389
Refrigerated cargo carrier	-	DWT	4600	0.557
Combination carrier	-	DWT	40853	0.812
LNG carrier	$\geq 100,000$	DWT	9.827	0
	$100,000 > \text{DWT} \geq 65,000$	DWT	14479E+10	2.637
	$< 65,000$	65,000	14479E+10	2.637
Ro-ro cargo ship(VC)	-	GT	5739	0.631
Ro-ro cargo ship	-	DWT	1952	0.637
Ro-ro cargo passenger ship	-	GT	7540	0.587
Cruise passenger ship	-	GT	930	0.383



Superior boundary = $\exp(d_1) \times \text{required CII}$

Lower boundary = $\exp(d_2) \times \text{required CII}$

Upper boundary = $\exp(d_3) \times \text{required CII}$

inferior boundary = $\exp(d_4) \times \text{required CII}$

Fig.2.9 CII grade A to E¹⁷⁾

2.2 IMO 온실가스 감축 초기 전략

최근 온실가스 감축에 대한 전 세계적인 필요성이 대두됨에 따라 IMO에서도 2018년 온실가스 감축 초기전략(IMO Initial GHG Strategy Plan)을 수립하였으며 2008년 대비 2050년까지 50%의 온실가스 감축목표를 설정하고 있다. 이는 선박의 탄소집약도(Carbon intensity)를 추정하여, 2050년까지 평균 운송량(Transport Work)를 70% 개선하고 2050년까지 선박에서 배출되는 온실가스 배출량을 50%까지 감축하는 것을 목표로 하고 있다¹⁸⁾.

기존의 온실가스감축을 위한 선박별 평가방법인 SEEMP의 경우 2050년까지 운항적 조치로 온실가스 감축은 약 30%, 기술적 조치 약 5%가량의 규제적 효과가 가능한 것으로 판단되었다¹⁹⁾.

온실가스 감축 초기전략은 Table 2.4와 같이 14가지의 접근 방법을 바탕으로 온실가스 감축전략을 수립하도록 설계되어 졌다. 큰 카테고리 별로 분류해보면 다음과 같다.

- 1) 기존의 EEDI 및 SEEMP의 강화를 통한 온실가스 규제의 강화
- 2) 선속최적화 및 항해방법 최적화를 통한 온실가스 감축
- 3) 메탄 및 휘발성 유기화합물의 저감
- 4) 신기술적용을 확대하기 위한 방법 및 국제적 협력
- 5) 온실가스 저감을 위한 육해상 협력 방안 개발
- 6) 온실가스 저감기술의 연계개발을 위한 협력 방법 및 인센티브 제도 개발
- 7) LCA 및 시장기반 조치도입에 대한 접근 방법

Table 2.4 Candidate measures represent possible short-term further action of IMO on matters related to the reduction of GHG emissions from ships¹⁸⁾

No	Approach Specification	Remark
1	further improvement of the existing energy efficiency framework with a focus on EEDI and SEEMP, taking into account the outcome of the review of EEDI regulations;	CO2
2	develop technical and operational energy efficiency measures for both new and existing ships, including consideration of indicators in line with the three-step approach that can be utilized to indicate and enhance the energy efficiency performance of shipping,	CO2
3	establishment of an Existing Fleet Improvement Programme;	CO2
4	consider and analyse the use of speed optimization and speed reduction as a measure, taking into account safety issues, distance travelled, distortion of the market or to trade and that such measure does not impact on shipping's capability to serve remote geographic areas;	CO2
5	consider and analyse measures to address emissions of methane and further enhance measures to address emissions of Volatile Organic Compounds	VOCS, CH4,
6	encourage the development and update of national action plans to develop policies and strategies to address GHG emissions from international shipping in accordance with guidelines to be developed by the Organization, taking into account the need to avoid regional or unilateral measures;	CO2
7	continue and enhance technical cooperation and capacity-building activities under the ITCP;	
9	consider and analyse measures to encourage port	CO2

	developments and activities globally to facilitate reduction of GHG emissions from shipping, including provision of ship and shore-side/on-shore power supply from renewable sources, infrastructure to support supply of alternative low carbon and zero-carbon fuels, and to further optimize the logistic chain and its planning, including ports;	
10	initiate research and development activities addressing marine propulsion, alternative low-carbon and zero-carbon fuels, and innovative technologies to further enhance the energy efficiency of ships and establish an International Maritime Research Board to coordinate and oversee these R&D efforts;	R&D
11	incentives for first movers to develop and take up new technologies;	Leagal frame
12	develop robust lifecycle GHG/carbon intensity guidelines for all types of fuels, in order to prepare for an implementation programme for effective uptake of alternative low-carbon and zero-carbon fuels;	LCA
13	actively promote the work of the Organization to the international community, in particular, to highlight that the Organization, since the 1990's, has developed and adopted technical and operational measures that have consistently provided a reduction of air emissions from ships, and that measures could support the Sustainable Development Goals, including SDG 13 on Climate Change; and	Leagal frame
14	undertake additional GHG emission studies and consider other studies to inform policy decisions, including the updating of Marginal Abatement Cost Curves and alternative low-carbon and zero-carbon fuels.	MBM

위와 같은 접근 방식 중 첫 번째 EEDI 및 CII 강화는 2023년부터 시행될 예정으로 현존선의 온실가스 배출이 심각하다는 문제점이 큰 이슈가 되면서 단기조치의 가장 큰 규제 방법으로써 EEXI 및 CII가 개발되었다.

EEDI의 경우 현재 AIS 기준 전 세계 운항선박이 약 62,400척이 운항 중이 이중 EEDI 적용 대상선박은 30% 이내로 추정되고 있다. 따라서 EEDI를 적용받는 선박(2013년 1월 1일 이후 건조)된 선박의 사용 연수인 20년 ~ 30년을 고려할 경우 2030년에도 EEDI를 적용받지 않는 현존선의 비중이 높을 것으로 추정하고 있다²⁰⁾

또한 Table 2.5의 선종별 온실가스 감축 예상값과 같이 다수의 선박이 EEDI를 적용받지 않을 경우 온실가스 감축목표 달성은 사실상 어렵다는 사실을 도출하였으며, 기존의 해양환경보호협약(MAPOL)의 기본 원칙 중 하나인 소급불가 원칙을 예외규정으로 적용하더라도, 현존선에 대한 온실가스 감축을 위한 규정 개발이 필요하다는 것에 대부분의 회원국가가 동의하면서 현존선에 대한 온실가스 감축 규제인 EEXI 및 CII를 개발해 내는 계기가 되었다.

또한 국제해사기구에서 온실가스로 이산화탄소만을 규정하고 있었으나 LNG 연료사용 및 암모니아 연료사용에 대비하여 메탄, 아산화질소를 온실가스에 포함하는 연료의 생애주기 평가 가이드라인이 개발 될 것으로 예상되며, 기존의 온실가스 배출기준과는 확연히 다른 구조의 온실가스 규제가 만들어 지고 있다. IMO의 온실가스 감축 초기전략에 따라 최근까지 EEDI Phase.3 조기시행, 운항선 효율지수(EEXI, Energy Efficiency for Existing ship Index) 및 탄소집약도지수(CII, Carbon Intensity Index)를 도입하기로 결정하였다. 따라서 기존의 EEXI와 CII는 EEDI와 EEOI보다 높은 수준의 감축량이 필요함으로, 과거의 규제들의 중요성은 줄어들 것으로 판단된다.

Table 2.5 Estimated distribution of emissions from international shipping per generation (one decade), assuming no changes in carbon intensity²⁰⁾

Generation	Current	Low growth		High growth	
	2015	2030	2050	2030	2050
Ships built before 2000	24%				
Ships built 2000-2010	40%	7%		12%	
Ships built 2010-2020	36%	45%		36%	
Ships built 2020-2030		48%	16%	52%	15%
Ships built 2030-2040			38%		33%
Ships built 2040-2050			46%		52%

제 3 장 선박 연료유 온실가스 생애주기 평가

3.1 생애 주기 온실가스 평가(Life Cycle Assessment)의 개요

생애 주기 온실가스 평가는 제품 또는 시스템의 전 과정과 관련된 투입 및 산출에 대한 목록을 정리하고, 이와 관련된 모든 환경 영향을 평가하여, 정리된 목록 분석과 영향 평가를 분석하여 제품에서 발생하는 온실가스를 평가하기 위한 기법이다. 원재료가 생산되는 최초 과정인 원료물질의 채취, 가공, 투입 에너지, 이송, 유통, 소비, 유지보수, 재활용, 폐기의 전 생애주기를 평가하는 것이다

생애주기평가는 1963년 세계 에너지회의(World Energy Conference)에서 Harold Smith가 화학제품을 생산하기 위한 과정에 투입된 에너지 총량을 계산한 방법이 시초이며, 1969년 위 연구에 기반하여 코카콜라에서 수행한 유리병과 플라스틱 병에 대한 전 과정평가가 현재의 생애 주기 평가의 기초가 되었다. 이후 1970년대 자원 환경 프로파일 분석(Resource and Environmental Profile Analysis)을 통하여 유사제품의 제조하더라도 발생된 온실가스, 투입된 에너지, 환경 배출물을 비교할 수 있도록 하는 연구가 각광을 받기 시작하였다.

1980년대 부터는 대량생산으로 인한 폐기물 문제가 국제적인 문제로 대두되면서 에너지, 원료, 수질 배출물 및 폐기물 문제를 포함하는 평가기법이 활발하게 연구되면서 생애주기 평가 기법이 개발되어지고 활성화 되기 시작하였다²¹⁾.

1990년대 부터는 유럽 내 환경 독성 화학회(The Society of Environmental Toxicology And Chemistry, SETAC)과 미국 환경청(Environmental

Protection Agency)에서는 생애주기 평가의 구체적인 방법에 대한 연구를 통하여 국제표준화기구(ISO)가 환경경영의 표준을 추진하기 위하여 기술위원회(Technical Committee)를 설립하여 ISO/TC207 (Environmental management)에서 국제표준을 제정하기 시작하였다.

Table 3.1 Structure of ISO/TC207

Reference	TITLE
ISO/TC 207/SC1	Environmental management systems
ISO/TC 207/SC2	Environmental auditing and related environmental investigations
ISO/TC 207/SC3	Environmental labelling
ISO/TC 207/SC4	Environmental performance evaluation
ISO/TC 207/SC5	Life cycle assessment
ISO/TC 207/SC7	Greenhouse gas management and related activities

SC5 Life Cycle Assessment에서는 생애주기 평가에 대한 표준으로 ISO 14040 Environmental management Life cycle assessment Principles and framework 와 14044 Environmental management Life cycle assessment Requirements and guidelines을 제정하여 제품에 대한 생애주기 평가를 세계가 공통적으로 수행할 수 있는 도구를 개발하였다.

전 과정평가는 목적 및 범위, 목록 분석, 전 과정 영향평가, 전 과정 해석 단계와 같이 수행되며 아래 그림처럼 표현된다.

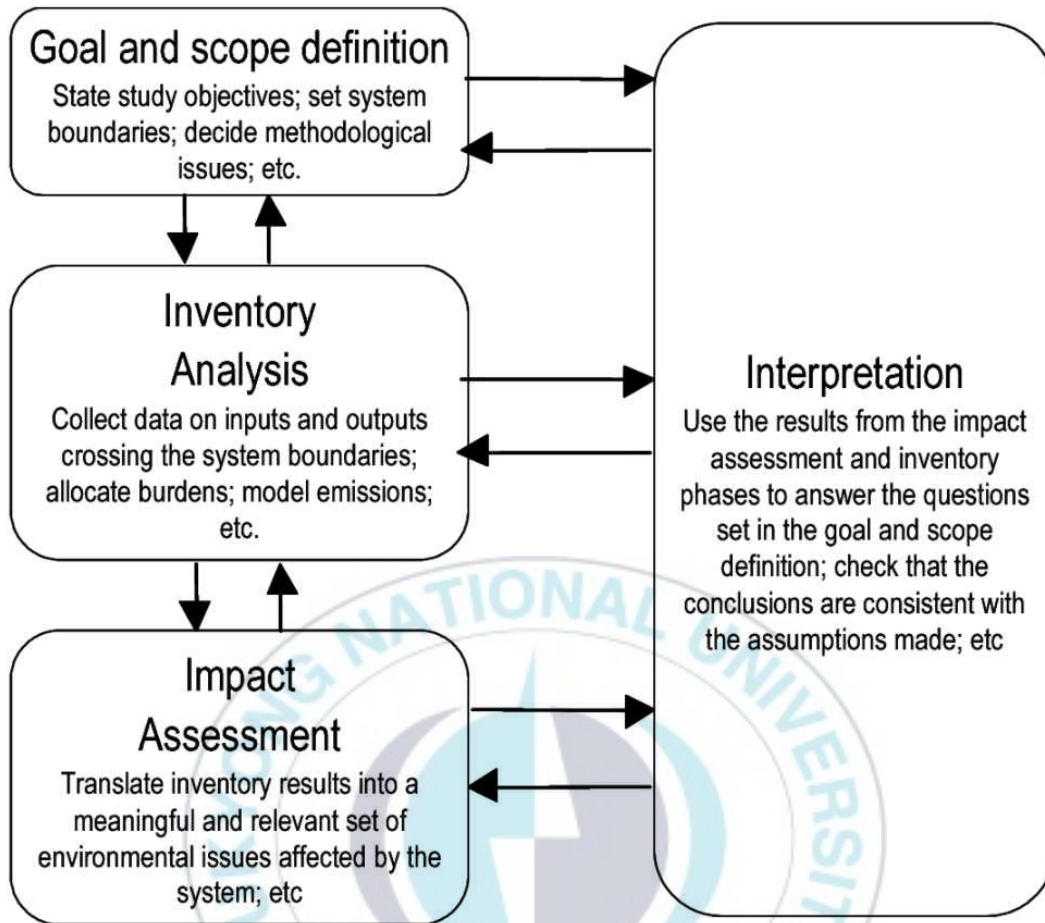


Fig.3.1 Definition of life cycle assessment framework²²⁾

생애주기평가는 제품이나 서비스가 환경적으로 영향을 평가하는 방법으로 제품, 서비스의 친환경성을 비교하여 설계과정 및 생산과정에서 발생되는 온실가스를 비교함으로써, 의사결정권자들의 제품, 서비스 선택에 도움을 주기 위한 방법으로써, 제품의 친환경적 성격을 최적화 하기 위한 방법이다. 일부에서는 원자재 생산에서부터 제품의 소멸까지의 전 과정은 ‘요람에서 무덤까지(Cradle to Grave)’라고도 표현된다.

국내에서는 환경성적표지제도에 따라 제품의 생애주기 온실가스를 평가하며, 환경영향을 계량화하여 도표, 그래프 등으로 표시하는 제도이다. 국

제품준화기구에서는 환경성적표지제도를 3가지로 나누며, 우리나라에서 사용하는 환경성적표지제도는 Type III에 해당된다.

환경성적표지제도(EPD, Environmental Product Declaration)는 미국(1992년), 캐나다(1997년), 스웨덴(1998년), 일본(2000년)부터 시작하였으며 우리나라에서는 2001년 2월 부터 “환경 기술 및 지원에 관한법률”을 개정하여 본격 시행하였다.

세계최초의 환경성적표지제도 도입국가인 미국은 CEP(Certified Eco - Profile)라는 명칭으로 최초 도입하였으며 건축자재, 전기제품, 식품포장용기, 포장재 완충재, 의약품, 펄프, 자동차 제품 등이 있다.

일본의 경우 Eco-Leaf 제도를 2000년 25개 제품군을 대상으로 시범 도입하였으며, 2002년 정식 시행이후 17개 제품군을 대상으로 하고 있으며, 컴퓨터, 프로젝터, 인쇄기, 도자기, 카메라, 구조용 골재, 프린터, 비데 등에 대하여 수행하고 있다.

스웨덴 환경성적표지제도는 1998년 시행이후 EU의 공동인증 제도를 활용하여 덴마크, 노르웨이 등 인근국가와의 상호 인정을 통하여 운영되고 있으며, 티슈, 믹서, 펌프, 케이블, 자동차, 로봇, 운송 차량등 다양한 제품에 대한 인증이 진행되고 있다.

우리나라의 환경성적표지 인증방법은 제조업체에서 원료의 채취, 제조, 사용, 및 폐기에 걸친 생애주기 동안에 사용된 자원, 배출된 오염물질, 배출된 오염물질이 지구환경에 미치는 영향을 조사한다. 현재 2021년 현재 환경성적표지 인증을 받은 제품, 서비스는 1400여 종이며, 콘크리트, 철강재, 식료품(설탕, 생수, 술등)을 비롯하여, 서울-강릉, 서울-부산 간 철도 서비스, 부산 1호선 철도, 인천-LA 간 항공서비스, 김포-제주 항공운송서비스 등 다양한 분야에서 인증을 받고 있다.

그간 우리나라의 전 과정 평가는 상당한 비용과 시간, 전문인력을 필요로 하였기 때문에 대기업 위주로 연구, 인증되어져 왔다. 따라서 대기업 생산 제품인 전기전자, 화학, 철강제품이 대부분이었으나 최근 앞에서 언급한 것과 같이 다양한 제품군, 중견, 중소기업 등으로 확대되고 있으며, 이는 소비자의 친환경성을 평가 및 홍보하기 위한 수단으로의 제공을 위함으로 소비자의 친환경 제품의 선택의 니즈가 확대된 것으로 평가할 수 있다.

환경성적표지제도는 동일한 제품을 구매하더라도 온실가스 배출량이 적고, 오염물질이 적은 제품을 선택하도록 구매자의 의사결정을 지원하기 위한 하나의 방법이며, 향후 대부분의 제품이 환경성적표지 제도를 활용하도록 정부 정책으로써 유도 할 것으로 예상된다. 선박의 연료는 현재까지 인증 받은 바가 없으나 점차 육해상 연료의 부분으로도 확대되어질 것으로 예상된다. Fig.3.2는 환경성적표지제도에 따라 인증 받은 제품 및 서비스에 부착할 수 있는 인증마크 이다.

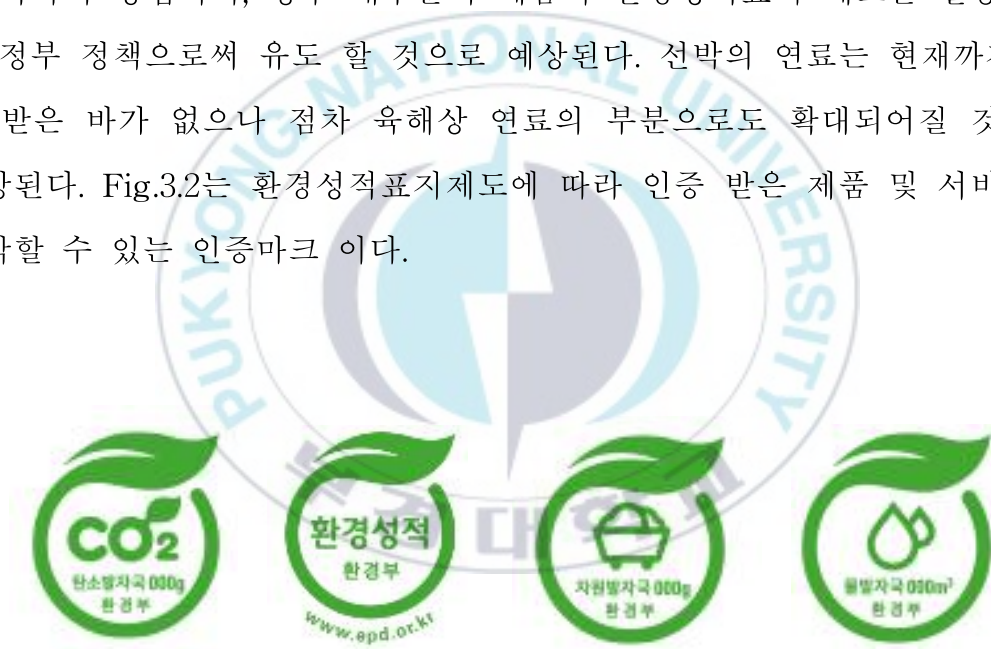


Fig.3.2 Symbol for EPD

3.2 선박 연료유 생애주기 평가

3.2.1 평가대상 대체 연료 선정

최근 친환경 선박에 대한 필요성이 대두됨에 따라 우리나라에서는 친환경 선박 기술개발 및 보급전략을 수립하였으며, 친환경 선박에 대한 정의를 시작하고 있다. 국제해사기구에서는 친환경 선박이라는 용어를 사용하기보다는 온실가스감축, 대기오염저감 등 명확한 감축 대상을 지칭하고 있어 포괄적인 친환경 선박이라는 정의를 내리기는 어려운 상황이다. 그러나 최근 산업통상자원부, 해양수산부가 발표한 친환경선박 기술개발 및 보급 확산계획에 따르면 친환경 선박은 ‘친환경 연료를 동력원으로 사용하거나 해양오염저감 기술 또는 선박에너지 효율향상기술을 탑재한 선박으로 정의하고 있다.

Table 3.2 Definition of Eco-Friend ship at KOREAN law ²³⁾

가. 해양오염저감 기술 또는 선박에너지 효율기술 적용 설계 선박
나. 액화천연가스(LNG), 수소, 암모니아 등 친환경에너지 추진 선박
다. 충전받은 전기에너지를 동력원으로 하는 전기추진선박
라. 연료와 전기에너지를 조합하여 동력으로 사용하는 하이브리드 선박
마. 수소 등을 사용하여 발생시킨 전기에너지를 이용한 연료전지 선박

위와 같은 정의에 따라 친환경 선박으로 분류하고 있으나 선박의 다양한 추진 방법에 따라 친환경 선박을 단순히 위 분류로만 나누는 것은 어려움을 가지고 있다. 특히 국제항해선박의 경우 LNG 이외의 연료는 사용이 어렵다. 또한 하이브리드 선박의 경우 대부분의 선박용 4행정 발전기를 통하여 발전된 전기를 사용하여 모터를 추진할 경우 기존 2행정 추진엔진보다 효율이 떨어지는 문제를 가지게 될 수 있어 친환경 선박으로의 정의가 어려울 수 있다.

Table 3.3 Definition of High efficiency vessel⁷⁾

구분	정의
선박오염저감/ 고효율	선박배출 오염물질 저감장치를 설치하거나 에너지 효율기술이 적용되어 설계된 선박
해양오염 저감기술	선박에서 배출되는 오염물질을 저감하는 기술
	· 황산화물 저감장치(스크러버)
	· 질소산화물 저감장치(SCR)
	· 미세먼지(입자상물질) 저감 필터(DPF)
	· 배기가스 재순환 장치(EGR)
선박에너지 효율기술	· 선박평형수 처리장치(BWMS)
	선박의 에너지 효율을 높이는 기술
	· 최적선형설계기술(선형설계, 에너지 절감 부가물(ESD) 등)
	· 신소재 설계기술(고장력강, 내 부식강, 경량소재 등)
	· 마찰저항 저감기술(공기운할, 선체코팅, Bio Fouling 등)
	· 추진기 설계 기술(복합프로펠러, 고효율 추진기 등)
	· 운항효율 최적화 기술(항로탐색, 감시시스템 등)
	· 에너지 하베스팅 기술(폐열·냉열회수, 발전 등)
	· 이산화탄소포집장치(CCS)

Table 3.4 Definition of eco friendly ship⁷⁾

구분	정의
친환경에너지 추진선박	아래 나열된 친환경에너지를 이용하여 추진하는 선박
LNG/CNG	액화천연가스(LNG), 압축천연가스(CNG)를 연료로 사용하여 추진하는 선박
LPG	액화석유가스(LPG)를 연료로 사용하여 추진하는 선박
메탄올	메탄올을 연료로 사용하여 추진하는 선박
암모니아	암모니아를 연료로 사용하여 추진하는 선박
수소	수소를 연료로 사용하여 추진하는 선박
기타 에너지	산업부 및 해수부 장관이 인정하는 에너지를 사용하여 추진하는 선박(예: 혼합연료, 바이오연료, 에탄올, 풍력, 태양열, 태양광 등)
전기추진선박	충전 받은 전기에너지를 동력원으로 사용하는 선박
하이브리드 선박	연료와 전기에너지를 조합하여 동력원으로 사용하는 선박
연료전지 추진선박	수소·암모니아 등을 사용하여 발생한 전기에너지를 이용한 연료전지를 동력원으로 사용하는 선박

Table 3.3 및 3.4 에서처럼 우리나라의 법령에서는 위와 같은 에너지를 사용하는 선박을 친환경 에너지 선박으로 정의하고 있다.

Table 3.5 Specification of Alternative fuel²⁴⁾

Fuel	Ammonia	Liquefied Hydrogen	Hydrogen Gas	LNG	Diesel	Methanol
Storage state	Liquefied	Liquefied	Gas	Liquefied	Liquefied	Liquefied
Storage Temp	25	-253	25	-162	25	25
Storage Pressure (kPa)	100-1700	101-3,600	25,000	101-125	101	101
Density(kg/m ³)	603	71	17.5	430-470	480	786
LCV (MJ/kg)	18.6-18.8	120	120	49	43	19.7
Octane Number	130	130	130	120	-	109
Flame speed	0.015	3.5	3.5	0.34	-	0.43

Table 3.5는 기존연료를 대체하기 위한 저탄소, 무탄소 연료에 대한 성상을 요약해 놓은 표이다. 과거 선박에서 널리 사용되던 HFO(Heavy Fuel Oil, 중유)와 같은 화석연료의 대안으로 MGO(Marine Gas Oil, 선박용 경유)나 LSFO(Low Sulfur Fuel Oil)와 같은 저유황유, LNG, LPG, 바이오디젤, 메탄올, 암모니아, 수소 등의 친환경 연료가 존재한다. 이 중에서 선박 배기가스 규제 충족을 위한 탄소배출 저감 목적으로 LNG 추진선, 저유황유 사용, 배기가스 후처리장치 도입 등을 고려할 수 있으나 여전히 화석연료를 사용한다는 점에서 CO₂ 규제강화 대응에 한계점을 내포하고 있다. 온실가스배출저감 목표 달성을 위한 하나의 완벽한 해결책은 없으며, 다양한 기술적, 운항적, 혁신적 방법들을 함께 적용함으로써 실현할 수 있다. 탄소중립 연료는 연 생산 및 소비과정에서 탄소배출을 0으로 만들 수 있는 연료를 말하며, 가용성 측면에서 대표적인 후보로는 바이오 연료, 메탄올, 암모니아, 수소가 꼽힌다.

바이오 연료로는 보리, 옥수수 등 전분작물의 당화로 얻은 당분을 알코올 발효시켜 생산하는 에탄올, 음식물 쓰레기나 축분, 동물체 등의 유기성 폐기물로부터 발생하는 합성가스를 이용하여 생산하는 메탄올, 유기성 폐기물의 혐기발효를 통해 생산되는 메탄가스로 만드는 바이오가스, 유채나 콩 등 유지작물에서 추출한 채종유의 에스테르화(esterification)를 통해 얻는 바이오디젤이 있다. 바이오디젤은 기존 화석연료(MGO)와 거의 동일한 성질을 가지고 있고 에너지밀도도 유사하여 기존 선박의 연료 계통장치와 연료탱크를 그대로 사용할 수 있으며, 바이오가스는 주성분이 메탄이기에 LNG와 특성이 거의 동일하여 LNG추진선박에 바로 적용할 수 있는 장점이 있다. 즉, 바이오 연료는 기존 연료유, LNG 연료공급 시스템에 큰 변화 없이 적용이 가능하여 공급단가, 연료 수급 등 경제성, 온실가스 감축량 인정이 될 경우, 기술적으로 즉시 사용 가능한 연료다. 바이오 연료의 단점으

로는 에탄올과 메탄올의 경우 에너지밀도가 낮은 편이며, 바이오디젤과 바이오가스의 생산을 위해서는 단위공정에 대규모 설비투자가 필요하다는 점을 들 수 있다. 또한, 그 원료가 되는 식량의 수급 문제와 더불어 타 산업의 부산물로 생성되는 폐기물인 축산분뇨, 음식물 쓰레기 등은 그 생산량을 갑작스레 증대시키기 어렵다. 현재는 높은 공급단가로 경제성이 부족하고 식량안보와 연결되어 있어 충분한 공급이 이뤄질지 미지수이다. 이러한 한계를 극복하기 위해 3세대 바이오매스로 꼽히는 미세조류 기반의 바이오연료 생산을 고려할 수 있다

메탄올은 전기를 이용한 수전해로 생산된 수소(H_2)를 이산화탄소(CO_2) 또는 일산화탄소(CO)와 반응시켜 합성할 수 있다. 이는 장기적으로 포집된 이산화탄소를 활용할 수 있다는 점에서 친환경이지만 현재 이산화탄소 포집 기술이 미비하고, 수전해에 사용되는 전기가 재생에너지가 아닌 화석연료로부터 생산되는 경우 이산화탄소 배출이 발생하며, 메탄올의 에너지밀도가 낮아 연료로 사용되기에는 효율성이 높지 않다.

암모니아(NH_3)는 하버-보쉬법(Haber-Bosch)을 바탕으로 수소와 질소를 화학적으로 합성하여 생산할 수 있어 수소저장의 다른 형태로 주목받는데, 합성효율은 70%로 높으나 고압과 고온의 공정상 에너지 소비가 많다. 암모니아는 무색의 강한 냄새를 가진 기체로 공기보다 가볍기에 환기성이 좋으며 천장과 같은 높은 곳으로 상승하는 성질이 있어 누출가스의 제어가 용이한 편이다. 또한, 암모니아 자체는 폭발성이 거의 없는 장점이 있다. 하지만 암모니아를 선박 연료로 사용하는 데에는 다음과 같은 제약 사항이 있다.

암모니아는 유독성으로 분류되는 연료이다. IMO의 IGC Code(The International Code of the Construction and Equipment of Ships Carrying

Liquefied Gases in Bulk)²⁵⁾는 천연가스보다 안정수준이 낮은 유독성 연료의 사용을 금하고 있다.

암모니아는 안전성 측면에서 부식성 및 독성을 가지고 있어 선박 연료로 사용하기 위해서는 암모니아의 독성과 연소 특성을 고려한 기준이 필요하다. 예를 들어, 연소하지 않고 배출된 암모니아는 건조한 대기 중에서는 빠르게 상승할 수 있지만, 해상에서는 공기 중 습도의 영향으로 반응하여 상승하지 못하고 선체 표면에 남아 선체부식을 일으킬 수 있다. 암모니아는 일반 연료와 비교해서 점화가 어렵고 화염전파속도도 매우 느리며 연소 속도도 느리기 때문에 단독연소의 한계를 가지고 있다.

하지만 석유 등의 연료, 염소가스, 요소가스 또는 금, 수은, 탈륨 등과 같은 중금속과 반응하면 급격한 폭발을 일으킬 수 있다. 또한, 암모니아는 대기 중의 다른 물질과 결합 시 초미세먼지의 주요성분을 만들기에 환경부에서는 암모니아 배출허용기준(12~30ppm)을 정하고 있다. 암모니아는 -33°C 에서 액화하는데, 액화 암모니아는 기존 화석연료와 비교할 때 비교적 낮은 체적 에너지 밀도를 가지고 있기에 약 4.1배 큰 저장 탱크가 필요하다. 연료의 저장 및 운반의 측면에서 암모니아는 바이오디젤이나 메탄올보다는 좋지 않지만, 바이오가스나 수소보다는 월등히 좋은 저장 특성을 가지고 있다. 기존 연료 대비 상대적인 탱크 크기를 비교해 보면 메탄올 연료는 2.3배, 암모니아 연료는 4.1배, 수소 연료는 7.6배²⁶⁾로 수소보다 유리하다.

다른 탄소중립 연료와 비교하면 암모니아는 운송 기술도 이미 확보되어 있고 운송 비용이 저렴한 편이다. 가스가 액화되는 상한온도를 의미하는 임계온도를 비교해 보면 LNG의 경우 임계온도가 -82.95°C 로 상온에서는 아무리 압력을 가하더라도 액화되지 않고 저온 또는 저온압력으로 저장하여야 한다. 암모니아는 임계온도가 132°C 로 상온에서 일정한 압력을 가하면 액화가 가능하여 저장이 용이하다. 발열량 측면을 살펴보면, 수소에 비

해서는 낮지만 메탄올과는 비슷하다. IMO는 최근메틸알코올과 에틸알코올에 관한 상세규정의 잠정지침 개발을 완료하고 연료전지, 저인화점 디젤, LPG에 관한 상세요건 개발을 진행 중이며 암모니아와 수소에 대한 안전기준을 개발 준비 중에 있다.

수소는 무탄소 연료로 이미 미국, 일본, EU에서는 기술 개발 및 투자가 활발히 이루어지고 있다. 수소는 질량 대비 에너지 밀도가 매우 높으며, 체적 에너지 밀도가 낮은 단점을 가지고 있으며, 극저온(-253°C) 저장으로 운송효율 제고 등에 있어 기술적 난이도가 높은 연료이다.

수소의 에너지밀도는 질량 기준 120 MJ/kg 으로 천연가스의 2.5배, 디젤의 2.8배, 체적 기준 8.5 GJ/m^3 으로 천연가스의 40%, 디젤의 23%이다. 수소의 발열량은 $28,670 \text{ kcal/kg}$ 으로 LNG의 2.5배이고, 황산화물 및 이산화탄소 배출량이 사실상 없어 효율적인 친환경 연료로 주목받고 있다.

Fig.3.4 및 Fig.3.5은 정부에서 발표한 대체연료 사용에 따른 경제성과 온실가스 감축량을 표현한 것으로써 수소 암모니아는 무탄소 연료로 구분하고 있으며 수소의 경제성도 매우 높은 것으로 평가하고 있다.



Fig.3.4 Fuel economy of alternative fuel ⁷⁾

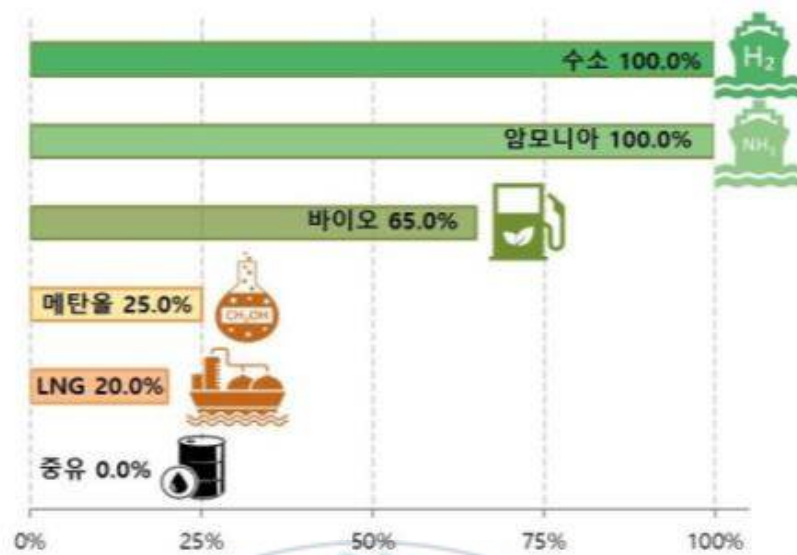


Fig.3.5 Canded GHG reduction value ⁷⁾

Table 3.6 Storage method for alternative fuel²⁶⁾

Type	MGO	LNG	Bio Gas	Bio Diesel	Methanol	Ammonia	Hydro gen
Fuel	Fossil fuel		Zero or low carbon fuel				
Storage condition	room Temp	-162°C	-162°C	room Temp	room Temp	-34°C or 10bar	-253°C
Relative fuel Tank size	1	2.3	2.3	1	2.3	4.1	7.6
CAPEX	1	1.3	1.3	1	1.15	1.2	Expen sive
Fuel cost & Availabilty	Easy		Hard to mass produ ction	Hard to expect price and Food security issue	Expen sive for CCS cost	Expen sive to mass produ ction	Expen sive for storag e and transpo rtation

Table 3.4 와 같이 대체연료로서 활용이 가능할 것으로 예상되는 무탄소 연료는 암모니아와 수소이며, 저탄소 연료는 LNG 및 바이오 연료로 보인다.

그러나 Table 3.6 과 같이 국내의 바이오 연료는 생산방식에 따른 온실 가스 배출량의 편차가 매우 크기 때문에 본 연구의 범위에서는 제외 하였다.

따라서 저탄소 연료 LNG, 무탄소 연료 암모니아, 수소의 생애주기에 대하여 평가대상으로 하고자 한다.



3.2.2 선박 연료유 온실가스 생애주기 평가의 목적 및 범위

선박 연료유 생애주기 평가를 위해서는 온실가스 발생의 범위를 정하고 그에 따른 목표를 설정하여야 한다. 본 범위에 따라 친환경 연료가 아닌 것으로 판단되어 질 수도 있음으로 목적이 매우 중요하다.

현재 선박에서 배출되는 온실가스에 대한 평가는 엔진에서 배출되는 온실가스 물질 중 이산화탄소만을 온실가스로 평가하고 있다. 그러나 Table 3.7와 같이 선박 기관의 연소과정에서 발생하는 온실가스는 메탄, 아산화질소가 있으며, 연료전환에 따라 발생량은 점차 증가될 가능성이 농후하다.

앞에서 언급한 것과 같이 선박에서 주로 발생하는 온실가스는 이산화탄소이지만, LNG 보급 확대에 따른 메탄(CH_4) 및 엔진 연소 시 발생하는 아산화질소(N_2O)도 온실가스의 범위로 포함하고자 한다. 육불화황, 과불화탄소는 선박에서 사용되지 않으며, 염화불화탄소의 경우 이미 선박에서는 사용할 수 없도록 규제된 물질로써 Table 3.7와 같이 교토의정서에 정의된 6대 온실가스 중 3가지 온실가스만을 온실가스 범위로 한정한다.

온실가스 배출의 범위는 기존에는 선상에서 배출되는 온실가스(Tank to Propeller)의 과정만 평가되는 것으로 볼 수 있다. 연료의 추출부터 프로펠러의 에너지로 전환되는 전 과정에 대하여 평가를 추진하고자 한다.

Table 3.7 GHG Definition at IPCC²⁷⁾

Gas	Qualifying Sources	Emission trends since the late 1980s	Lifetime (years)	GWP	Annex. I
Carbon dioxide (CO ₂)	Fossil fuel burning, cement	EU static increase other OECD countries, Sharp decline EITs	100	1	81.2
Methane	Rice, biomass burning and decay fossil fuel production	Decline in most countries (big increase Canada, US, Norway)	12.2 ± 3	28	13.7
Nitrous Oxide (N ₂ O)	Fertilizer fossil fuel burning, land conversion to agriculture	Carries, small increase in many countries decline expected before 2000, decline in EITs	120	268	4.0
Hydrofluorocarbons (HFCs)	Industry refrigerants	fast rising emissions due to substitution for CFCs	1.5 - 264	140-11,700	0.56
Perfluorocarbons (PFCs)	Industry aluminum electronic and electrical industries fire fighting solvents	static	2,600 - 50,000	Avg 6,770	0.29
Sulphur hexafluoride (SF ₆)	Electronic and electrical industries insulation	Increase in most countries, further rise expected	3,200	23,900	0.30

Fig.3.6 와 같이 Well to Wake 전 과정에 대하여 선박 연료를 평가하며 이 경우 연료의 생산, 이송과정 중에 과다한 온실가스가 배출되는 경우를 식별 할 수 있다. 이는 선박에서 발생하는 온실가스 평가를 유리하게 하기 위하여 생산과정에서 다량의 온실가스를 배출하는 합성연료에 대한 식별을 위하여 하는 것으로써, 생산과정에서 온실가스 배출량이 증가하는 문제점을 파악하고 전체적인 온실가스 감축을 위한 방법이다.

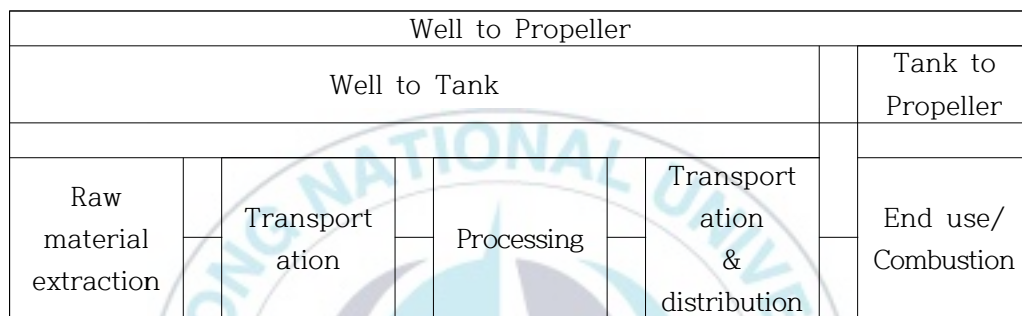


Fig.3.6 Definition of fuel lifecycle stages²⁸⁾

즉 국제해운에서 배출되는 온실가스는 감축되나 다른 산업으로의 배출량 이전을 야기하여 온실가스의 총 배출량 관점에서는 오히려 온실가스가 증가하는 악영향을 미칠 수 있다. 이를 방지하기 위해서 육상에서 사용되는 전 과정 온실가스 평가(Life cycle assessment)를 적용하여 연료별 평가가 필요하다. 앞에서 언급한 제품의 온실가스 평가는 국제표준화기구(ISO)에서 개발한 ISO14000 시리즈를 온실가스 영향평가를 위한 도구로써 사용한다.

전 과정 온실가스 평가는 목적과 범위에 따라 방법이 달라질 수 있다. 예를 들어 같은 물리적 성상이 같은 선박용 중유이더라도 생산지와 생산지에서 이동된 연료에는 운송 시 발생된 온실가스 배출량이 추가 됨으로 전체적인 온실가스 배출량이 상승되어지게 된다. 특히 선박의 경우 추진 시스템이 각기 다르고, 사용되는 연료도 선박용 중유, 선박용 가스오일, 선박

용 디젤오일, 액화천연가스, 액화석유가스 등 다양하기 때문에 온실가스평가의 원칙이 매우 중요하다.

특히 수소의 경우 생산과정 중 투입된 에너지가 무탄소 에너지여부가 매우 중요하게 된다.

본 연구에서 가장 중요한 것 중 하나는 전 과정 평가의 범위이다. 기존의 선박의 온실가스 평가는 Tank to Wake 부분에서도 이산화탄소 배출량만을 온실가스로 하고 있다. 이는 2.1장의 변환계수(Conversion factor)의 온실가스배출량을 고려 시 분자량에 기반한 이산화탄소 배출량만을 산정할 수 밖에는 없었다. 그러나 실질적인 온실가스 감축에 대해서 평가하기 위해서는 선박연료유 전 과정(Well to Wake)에서 발생하는 이산화탄소, 메탄, 아산화질소 등 모든 온실가스에 대하여 평가가 필요하다.

따라서 생애주기평가 기준을 식 3.1을 수립하여 선박에서 발생하는 온실가스 배출에 대한 원칙을 수립 하였다.

$$GHGe[gCO_{2eq}] = \text{Well to Tank(input energy)} + \text{Tank to Wake(fuel consumed including fugitive emissions)} \quad (3.1)$$

Table 3.8 Scope of Life cycle assessment for alternative fuel

LCA GHG emissions	Well to Tank	Tank to Wake
$GHGe [gCO_{2eq}] =$	Well to Tank (input energy)	Tank to Wake (fuel consumed including fugitive emissions)
CO ₂ CH ₄ N ₂ O	CO ₂ CH ₄ N ₂ O	CO ₂ CH ₄ N ₂ O
Total ship's GHG emissions that can be measured in[gCO _{2eq} /MJ]	WtT GHG energy carrier emissions: fuels, electricity that can be measured in[gCO _{2eq} /MJ]	TtW GHG emissions from fuel consumed and fugitive emissions that can be measured in [gCO _{2eq} /MJ]

각 온실가스별 지구온난화지수(GWP, Global Warming Potential)는 Table 3.9와 같이 국제해사기구에서 사용하는 GWP 100을 적용하였으며 이 기준은 IPCC AR5 기준으로 적용하였다.

Table 3.9 GWP for each GHG²⁹⁾

GHG	GWP-IPCC AR5
CO ₂	1
CH ₄	28
N ₂ O	265

Well to Wake에서는 연료의 추출, 정제, 가공, 변환, 운송 등에 투입되는 에너지 및 전기로 인하여 배출된 온실가스가 산정되며, Tank to Wake에서는 연료사용으로 인하여 배출된 이산화탄소, 메탄, 아산화질소를 GWP로 변환하여 산정하는 것으로 원칙을 수립하였다. 이중 운송에 대한 부분은 우리나라에 도착하는 에너지를 기준으로 잡았으며 우리나라에서 전력 그리드망에서 발생된 전기탄소배출계수는 $0.4598 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}^{30)}$ 로 계산하였으며, 국가 그리드망 이외 재생에너지 단독발전을 통하여 생산된 연료의 경우 개별 탄소배출계수를 사용을 기준으로 하였으며, 탄소포집 등 에너지 후처리 기술에 대한 평가는 포함하지 않았다.



제 4장 선박 대체연료의 생애주기평가

4.1 선박 대체연료의 범위

우리나라의 기후변화 대응을 위한 온실가스 감축의 근본적인 해결 방법은 화석연료 소비를 줄여야 하며, 이는 단기적으로 각 제조산업 및 에너지 산업에 부담으로 작용하며 경제에 큰 영향을 미칠 수밖에 없다. 온실가스 발생을 줄이기 위해서는 원천적으로 탄소배출이 없는 무탄소 연료로의 전환이 필요하며, 화석연료를 사용하더라도 발생된 탄소를 포집, 저장, 활용할 수 있는 기술을 적용하는 방법이 있다.

Table 4.1 Assessed criteria for evaluating the most appropriate carbon capture technology⁷⁾

Evaluation criterion for candidate ship	Chemical adsorption	adsorption	Membrane separation	Cryogenic separation
Technology maturity	HIGH	LOW	LOW	Medium
CO ₂ purity (est.) from process	99%	Purity and capture rate are linked. In general, CO ₂ purity is low (80% for adsorption, 60% for membranes)		99.9%
CO ₂ capture rate potential (est.)	90%~99%			90%-99%
Sensitivity to impurities	NO _x & SO _x	H ₂ O NO _x AND SO _x	NO _x & SO _x	Potentially SO _x , H ₂ O

Table 4.1와 같이 탄소를 포집, 저장, 활용하는 기술은 이미 기술이 개발되어져 있으나 경제성이 낮은 것으로 판단되고 있다. 최근 선사의 분석 보고서를 검토한 결과 1톤의 이산화탄소를 처리하기 위한 비용은 175 \$/tCO₂로서 매우 높은 수준을 보이고 있어 대체연료의 사용이 점점 가속화 될 것으로 보인다³¹⁾.

3장에서 언급 했던 것처럼, 기존의 온실가스 배출량 산정은 선박에서 (Tank to Wake)에서 발생된 이산화탄소만을 온실가스로써 평가하였다. 그러나 일부 무탄소 연료는 선박에서 온실가스 배출량은 0에 가깝지만, 연료를 생산하는 과정에서 오히려 많은 온실가스를 배출하는 문제를 가지고 있는 것으로 알려지면서 연료의 전주기에 대한 평가를 시작하게 되었다.

따라서 본 4장에서는 앞에서 언급한 연료 중 대체연료로서 가능성이 높은 것으로 예상되는 수소, 암모니아, LNG의 전 과정(Well to Wake)중 생산에서 연료탱크까지(Well to Tank)까지의 과정을 분석하고 온실가스배출량을 산정해 보고자 한다.

연료의 생산, 운송과정까지에 대한 LCA 분석을 위하여 미국의 국책연구소(Argonne National Laboratory)의 운송 시 발생하는 온실가스 평가에 데이터 베이스에 기반한 상용 LCA 툴인 GREET를 사용하여 해외에서 국내까지 이송 시 발생하는 온실가스에 대한 평가결과를 활용하였다.

4.2 수소 연료의 생애주기(Well to Tank) 온실가스 평가

4.2.1 수소 연료의 특성

수소는 지구상에 많이 있는 물질로써 물, 탄화수소, 알코올 등 다른 요소들과 쉽게 결합되는 물질이다. 수소의 특성에 따른 기술적 난이도에도 불구하고 수소연료전지의 경우 오염원의 배출과 관련해서 이미 검증이 되었기에 안전과 경제성 등의 문제만 해결되면 가장 현실적인 대안이 될 수 있다.

수소는 천연가스, 나프타 등과 같은 화석연료를 개질하여 생산될 수 있고, 이 과정에서 이산화탄소를 배출하는 수소를 그레이(gray) 수소라고 불리며, 생산과정 중 이산화탄소를 포집할 경우 블루(blue) 수소, 신재생 에너지원 또는 온실가스가 발생하지 않는 전력을 통하여 수전해 생산을 할 경우 그린(green) 수소라고 일반적으로 정의한다.

수소는 무색, 무취, 무미한 가연성 기체이며, 독성이 없어 누출이 되더라도 중독의 위험성은 낮은 물질이다. 수소의 가장 큰 특징은 가장 가벼운 원소이며, 원자번호는 1, 원자량은 1.00782519이다³²⁾. 화학반응 시 발생하는 생성물중의 하나로 지구의 대기 중에서는 0.1 ppm 정도의 극히 희박한 농도를 가지고 있다.

선박에서 수소를 연료로 사용하기 위해서는 수소연료전지로써 사용이 가능하며 현재 기술로 40%~60%의 효율성을 달성할 수 있으며, 이는 4행정 엔진 약 41%, 디젤 엔진 약 48% 효율성과 비교해서 상당히 높은 수준이다.

수소연료전지는 리튬-이온 배터리와 비교할 경우 5배 이상 높은 에너지 밀도를 갖고 있고 충전속도도 빠른 이점이 있다. 수소선박에는 엔진의 출력을 수시로 변경하는 선박 특성을 고려하여 전기 부하의 변동에 따른 출

력 조절에 유리한 ‘고분자 전해질형 연료전지(PEMFC)’가 주로 사용되며, 수소선박은 질소산화물(NOx)뿐만 아니라 황산화물(SOx)의 배출이 없고 이산화탄소 배출도 50%가량 절감할 수 있다.

수소선박은 배기가스 저감, 저진동·저소음, 상대적으로 단순한 구동체계, 자율운항기술과의 접목, 향후 기술발전 및 보급 확대에 따른 가격 하락 가능성 등 미래 조선·해운 트렌드 및 시장성 측면에서 장점을 보유하고 있다. 수소선박은 자동차와 달리 구동을 위한 전력량을 배터리로 공급받기에는 배터리의 체적 및 중량에서의 비효율성 문제가 있기에 선박 운항에 요구되는 배터리 용량이 너무 크고 육상과 달리 충전을 자주 하기 어려운 상황을 고려해야 한다.

4.2.2 수소 선박의 구성

수소연료 추진 선박의 시스템은 Fig.4.1과 같이 크게 3가지로 구성된다



Fig.4.1 Concept of Hydrogen fuel ship³³⁾

수소연료 저장·공급 시스템은 수소를 -256도의 액체 혹은 고압의 기체 상태로 연료탱크에 저장하는 수소연료 저장시스템과 수소연료전지 시스템

에서 요구하는 온도, 압력 등의 조건에 맞추어 대기압 상태의 극저온 액체 수소를 기화시키거나 고압 상태의 수소를 연료전지시스템에 공급하는 시스템이다. 시스템은 통상 10 bar 이하, 상온이라는 연료전지 공급 조건에 부합하는 수소를 공급하기 위해 펌프, 기화기, 열교환기 등의 기자재로 구성된다.

연료탱크는 다시 고압저장탱크와 액화저장탱크로 나눌 수 있다. 고압저장탱크는 상온에서 기체 상태의 수소를 30~70[MPa] 범위의 압력을 가해 저장하는 방식으로 연료 소모가 적은 소형선박에 적합하다. 고압저장 탱크에 필요한 기술로는 저장용기 내외벽 구조설계, 보강재 및 저장용기 지지 구조 설계, 구조강도 확보, 특수소재(CFRP, GFRP, Graphene) 라이너 개발 등이 있다.

액화저장탱크는 0.5~1[MPa] 압력에서 수소를 영하 250℃도 이하로 액화하여 저장하는 방식으로 연료소모가 많은 중대형선박에 적합하다. 액화저장탱크에 필요한 기술로는 극저온과 수소취화성에 안정적인 재료 개발, 단열재료/구조 기술 등이 있다.

연료공급시스템은 연료전지에서 전기를 생산하기 위해 수소를 연료전지에 공급하는 장치로 수소공급장치(펌프), 열교환기, 수소 기화기 등으로 구성된다. 연료공급시스템에는 연료전지 가동에 필요한 온도와 압력으로 수소를 안정적으로 공급하는 기술과 기화기를 포함한 기자재 안전성 평가 등이 필요하다. 선박용 수소연료공급시스템(HGS; Hydrogen Generation Systems) 시장은 아직 초기 단계이다.

수소 연료전지시스템의 연료전지(Fuel Cell)는 수소와 같은 화학에너지를 전기에너지로 변화시키는 발전장치를 일컫는다. 연료전지시스템은 연료전지 스택, 수소 등의 연료공급장치, 공기공급장치, 열관리장치로 구성된다. 이 중 핵심기자재인 연료전지 스택(stack)은 발전장치에 해당하며 전극, 전해질, 분리판으로 구성된 셀이 적층으로 이루어진 구조이다. 스택은 막전극

접합체(MEA, Membrane Electrode Assembly), 가스확산층, 분리판, 가스켓 등으로 구성되며, 연료전지의 특성은 전해질에 따라 달라진다.

Table 4.2 및 4.3과 같이 작동온도 및 사용 용도에 따라 고분자 전해질 연료전지(PEMFC; Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell)와 용융 탄산염 연료전지(MCFC; Molten Carbonate Fuel Cell) 그리고 고체 산화물 연료전지(SOFC; Solid Oxide Fuel Cell) 등으로 구분된다. 연료전지의 스택 이외의 구성품을 BOP(Balance of Plant)라고 하며 공기공급장치, 연료변환기, 열관리장치 등이 해당된다.

Table 4.2 Specification of Fuel cell ³⁴⁾

Type	Electrolyte	Catalyst	Power	Working Temp
PEMFC, Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell	High molecular membrane	Platinum	1-10kW	80- 100
SOFC, Solid Oxide Fuel Cell	Ceramic	Nickel	1kW-MW	600- 1000
MCFC, Molten Carbonate Fuel Cell	Carbonates	Nickel	100kW-1 MW	650
PAFC, Phosphoric Acid Fuel Cell	Phosphoric Acid	Platinum	under MW	180- 210
AFC, Alkaline Fuel Cell	potassium hydroxide	Platinum	200kW Under	60- 220
DFMC, Direct Methanol Fuel Cell	High molecular membrane	Platinum	1kW Under	100 Under

Table 4.3 Technical status of each fuel cell ³⁴⁾

PEMFC, Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell	As the most actively studied technology, commercialization of practical use is also progressing faster than other batteries
SOFC, Solid Oxide Fuel Cell	250kW commercialization, 2mW demonstration at USA and Japan It is more efficient than MCFC, so it is used as a distributed power source for large power plants, apartment complexes, and large buildings
MCFC, Molten Carbonate Fuel Cell	it is used as a distributed power source for large power plants, apartment complexes, and large buildings
PAFC, Phosphoric Acid Fuel Cell	It is currently in the commercialization stage in the United States and Japan with the most advanced technology
AFC, Alkaline Fuel Cell	Use pure hydrogen and pure oxygen.
DFMC, Direct Methanol Fuel Cell	Most actively researched along with high polymer electrolyte fuel cells.

따라서 수소를 선박에 적용할 경우 수소를 동력화 하는 과정에서 발생되는 온실가스는 거의 없는 것으로 파악된다.

4.2.3 수소 연료의 국내 생산과정에서 발생하는 온실가스 평가

우리나라에서는 수소 생산은 석유화학 산업의 공정용, 반도체/광섬유 제조, 철강산업 등에서 생산 원료인 납사, 나사에서 생산된 가스, 부탄, 스티렌모노머를 이용하여 제조된다. 수산화나트륨과 연관된 산업에서는 해수를 전기 분해하여 부생 수소를 생산하고, 철강업계에서는 코크스 가스를 고순도의 수소로 정제하여 수소를 생산한다. 또한 석유화학 업계에서는 나프타를 이용한 부분 산화법을 사용하거나, 수증기 개질을 통하여 수소를 생산한다. 특히 에틸렌을 생산하는 석유화학 산업에서는 납사를 분해하는 과정에서 부생수소를 생산하고 있다.

Table 4.4는 국내에서 생산되는 수소를 그레이, 블루, 그린으로 분류하여 생산방식과 생산비용, 생산 비중을 정리한 표이다

Table 4.4 Compare of hydrogen production method

Type of hydrogen	Production method	Relative production cost	Production
Grey	From Fossil fuel	1	99% >
Blue	CCS or CCU from Grey hydrogen	1 + CCS cost	0.7%
Green	With the power of new and renewable energy	2.5	

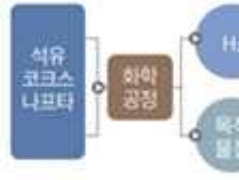
구분	추출(개질)	부생수소	수전해
원리			
특징	• 기존 에너지 활용 가능 • CO₂ 발생	• 현재 가장 저렴한 방법 • 분리·정제로 생산	• 탄소제로 수소 생산 방법 • 현재는 고비용

Fig.4.2 Principles and characteristics of hydrogen production methods³⁶⁾

따라서 수소는 에너지원은 아니며 1차 에너지원을 가공한 에너지 매체 (Energy Carrier)이다. 따라서 수소를 생산하는 방식과 다양한 에너지원을 사용하여 수소를 생산해 낼 수 있다.

Table 4.5와 같이 우리나라에서의 수소는 천연가스, 석탄, 석유, 재생에너지, 원자력을 포함한 다양한 에너지 자원에서 생산할 수 있다. 오늘날 수소 대부분은 화석연료로부터 생산되며, 그 중 약 75%는 천연가스를 CCUS(Carbon capture, utilization and storage: 탄소 포집, 활용 및 저장) 없이 개질해서 생산하고, 나머지 25%의 대부분은 중국에서 석탄으로부터 생산한다. CCS(Carbon capture and storage: 탄소 포집 및 저장)와 결합한 화석연료로부터의 수소생산은 지리적 및 사회적 수용성을 전제조건으로 한다.

CCUS를 결합한 천연가스와 재생에너지로부터의 저탄소 수소생산의 비용경쟁력은 천연가스와 재생에너지 가격에 의해 결정된다. 현재 천연가스로부터의 개질을 통한 수소생산 비용은 USD 0.7-1.6/kgH₂ 정도다. 이 과

정에서 발생하는 CO₂를 포집하면 비용은 대략 USD 1.2-2.0/kgH₂로 높아진다.

Table 4.5 Comparison of raw materials, energy sources, and technology levels of hydrogen production methods ³⁷⁾

Type	Method	Sources	Energy	Technical Level
From Fossil fuel	Steam forming	NG LPG, Naphtha	Heat	Commercial
	CO ₂ forming	NG	Heat	Starting
	Partial oxidation	Coal, HFO	Heat	Commercial
	Geothermal reforming	NG LPG, Naptha	Heat	Commerical
	Direct decomposition	Natural gas	Heat	Commerical
From Non Fossil fuel	Electrolysis	Water	Electric	Commerical
	Thermochemical decomposition	Water	Heat	in study
	Biological degradation	Water or bio mass	Heat, microorganism	in study
	Photolysis	water	Solar	in study

재생에너지로부터의 수전해를 통한 수소생산 비용은 USD 3.2-7.7/kgH₂ 수준이며, 재생에너지와 수전해 기술발전에 따른 비용하락으로 세계 일부 지역에서는 재생에너지를 활용한 수전해 기반 수소생산이 천연가스 개질을 기반한 수소생산과 비교해 가격경쟁력을 갖추고 있다.

오늘날의 에너지 부문에서 수소의 사용은 정유부문이나 화학부문에서 암모니아 및 메탄올의 생산으로 제한되어 있다. 2019년 기준 세계 수소 수요

량은 약 75 MtH₂(또는 215 Mtoe)이다. 아래는 수소를 생산하기 위한 개질 방법을 기반으로 한 온실가스 배출량 산정이다.

수소 생산을 위해 주로 사용되는 화석연료 개질법은 생산비용 측면에서 가장 경쟁력이 높다. 전 세계적으로도 수소생산의 비율은 천연가스 기반 50%, 원유 기반 31%, 석탄 기반 19% 이다. 천연가스, 원유 등 화석연료 기반의 연료를 사용하여 개질 수소생산 공정은 일반적으로 개질반응(WGS, water-gas shift) 반응에 의해 수소와 이산화탄소가 생성된다. 수소 개질 시스템은 화석연료에 포함되어있는 황 성분을 제거하는 탈황 공정, 스팀반응 개질(reforming)공정, WGS 공정이 이루어지고, 고온이동공정(high-temperature shift), 정제를 위한 압력변동흡수공정(PSA, Pressure swing absorption)의 네 가지 시스템으로 구성된다.

천연가스는 탈황 공정으로 투입되기 전 두 개의 방식으로 나뉘며 소량이 PSA 가스와 혼합 후 연소되어 열량을 공급 후 탄소를 배출한다. 대부분 천연가스는 촉매를 통과하며 황이 제거되어지며, 미량의 탄소 배출이 있지만 공정과 비교할 경우 생성량이 미미하다. 탈황 가스는 증기와 혼합된 직후 개질기에서 반응하게 되며 일반적으로 니켈 기반 촉매에서 고온고압 상태로 발생되게 된다. 개질기를 통과한 고온의 생성 가스들은 냉각됨과 동시에 공정에서 증기가 발생한다. 그 후 배출가스에 증기를 반응시켜 일산화탄소를 이산화탄소 및 수소로 전환한다. 마지막으로 가스에 존재하는 불순물이 흡착제 제거되고 최종 수소가 생산된다.

이 공정에서는 온실가스는 두 공정에서 발생하며, 개질과 탈황 공정 화학식에서 처럼 화석연료 내 탄소는 100% 이산화탄소로 배출된다. 탄소 외 물질은 반응기 가열 등과 같은 개별공정에서 사용된 에너지 등의 온실가스이다.

물의 전기분해 후 수소와 산소를 생산하는 방식인 수전해 수소생산 방식은 가장 환경 친화적인 방법으로 평가된다. 그러나 전기분해를 위한 매우 많은 량의 전력이 요구되며 이 전력을 재생에너지로부터 사용된다면 Net zero연료로 가능한 연료가 되며 수전해 기술의 가장 큰 장점으로 분류할 수 있다.

국내에서 사용하는 수소생산방식은 천연가스, 에탄올과 바이오 연료와 같은 신재생 에너지를 사용하는 액체연료기화법과 수전해 분해방식이 추진되고 있다. 그러나 이런 방식은 이산화탄소 처리기술이 가능해야 탈탄소 에너지로서의 역할을 할 수 있다.

국내의 수소 생산은 천연가스, 석유가스, 나프타 개질 및 수전해 생산방법으로 파악되며 위 4가지 생산법에 대하여 수소의 생산 전 과정 평가를 위하여 Fig.18 와 같이 전 과정 흐름을 설정하였다.

수소 제조의 전 과정 단계에서 원료인 LNG의 해외에서 도입, 채취, 제품 제조, 수송 및 운송 등의 모든 단계를 포함한다.

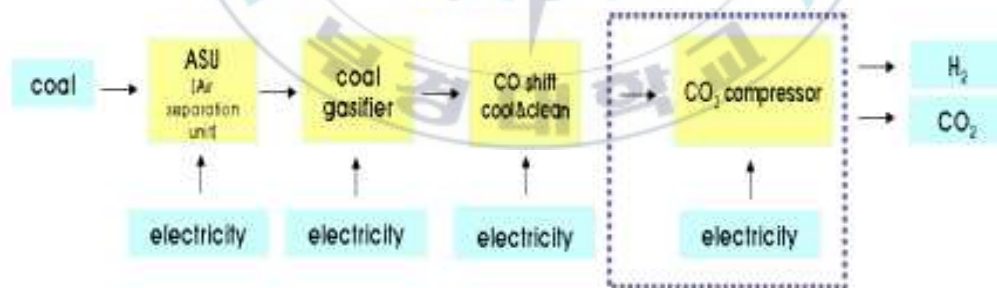


Fig.4.3 Scope of hydrogen Life cycle assessment

수소 생산을 위한 투입과 산출물의 범주는 다음과 같이 분류된다.

- 원료 : 천연가스
- 에너지 : 전기(전기를 생산하기 위한 에너지)

- 제품 : 최종 생산물 수소

수소를 생산하기 위한 단위 공정은 SMR 방식을 기본으로 하며 반응 과정은 다음과 같다



1) 천연가스 개질 수소 생산

천연가스 개질을 통한 수소생산은 공정의 효율에 따라 온실가스 배출량의 변화가 크다. 따라서 공정효율(LHV)은 62.2%의³⁸⁾ 값을 사용하고, 천연가스 주성분인 메탄 대비 수소의 생산의 화학식의 비율인 4를 적용하여 에너지 투입량을 산정하고, 원료 및 공급 에너지량을 합하여 투입된 LNG의 양을 기반하여 이산화탄소 배출량을 산정하였다.

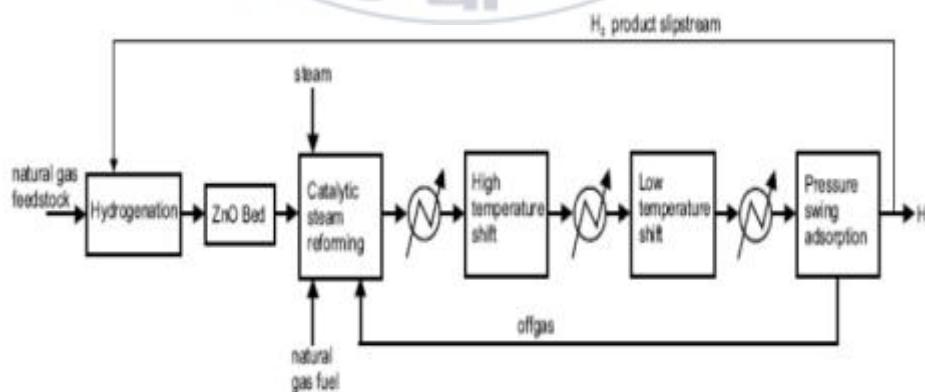


Fig.4.4 H₂ production process from LNG³⁹⁾

Fig.4.4 는 LNG를 통하여 수소를 만들어 내는 과정을 도식화 한 것으로써 외부에서 별도의 에너지가 투입되어야 함을 알 수 있다. 천연가스 수증기 개질은 고온의 수증기(700℃ ~ 1000℃)를 생성하여 천연가스 성분인 메탄을 분리시키며, 촉매가 존재할 경우 메탄과 3 ~ 25[bar] 압력의 수증기가 상호작용하여 수소, 및 이산화탄소가 발생하게 된다.

국내의 천연가스 개질 공정 시 천연가스의 수입으로 인한 특수성에 따라 Fig.4.4의에서와 같이 LNG 이송에 따른 온실가스 배출량이 추가로 산정되었다.



위 공정에서 소모되는 천연가스 투입량을 기준으로 수소 1 mol을 생산하기 위하여 이산화탄소 0.52 mol 과 2.07 mol의 천연가스가 필요로 하며 이는 수소 생산 시 11.37 kgCO₂/kg이 발생하는 것으로 계산되었다. 또한 4장에서 계산된 LNG 도입에 따른 온실가스 배출 계수 0.9448 kgGHG/kg으로 Fig.4.5와 같은 Greet 프로그램을 사용하여 Fig.4.6 과 같이 도출되었으며, 국내도착 후 LNG를 기화시키기 위하여 0.02 kgCO₂/kg 의 이산화탄소가 배출됨⁴⁰⁾을 확인 하였다. 따라서 에너지 LCA 값은 0.9648 kgCO₂/kg이며, 수소 1 kg 을 생산하기 위해서는 12.3348 kgCO₂/kg 이 필요하다.

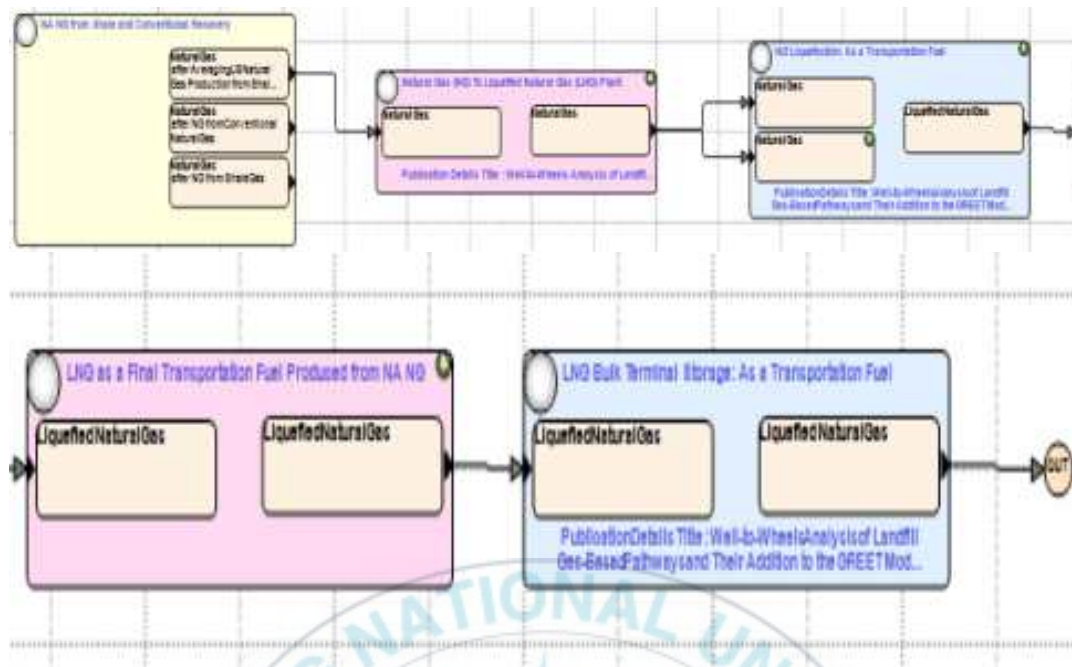


Fig.4.5 LCA model for LNG (GREET Program)

Results for		Natural Gas and Flare Gas (Transportation)	
Per		Output: Liquefied Natural Gas	
Target Year		1 ko of Liquefied Natural Gas	
2020			
Icons and filters			
Emissions		...	
Well to Use		...	
Emissions		...	
CO2 Total		0.5200 kg	
CO2		0.5202 kg	
CO2_Biogenic		-2.3037e-4 kg	
VOC		0.3543 g	
CO		0.8727 g	
NOx		1.0272 g	
PM10		38.6145 mg	
PM2.5		35.6708 mg	
SOx		0.5767 g	
CH4		14.0063 g	
N2O		8.0082 mg	
BC		5.4304 mg	
POC		18.3430 mg	
Groups		...	
GHG-100		0.9448 kg	

Fig.4.6 LCA result for LNG (GREET Program)

2) LPG 가스 개질 수소 생산

천연가스개질과 마찬가지로, 액화석유가스와 수소의 화학비를 13으로 적용하고, LPG를 활용하여 수소를 생산 시 발생하는 이산화탄소 배출량의 변화가 민감하므로 공정효율은 58.2%로 고정하였다⁴¹⁾. LPG의 성분함량은 다양하나 주성분인 프로판과 부탄에 대하여 고정하였다.



위에서 설정한 공정에서 추가로 소모되는 LPG 투입량을 추정시 2.22 mol의 LPG가 필요로 하게 되며 이는 수소 1 mol을 생산하기 위하여 0.68 mol의 이산화탄소가 발생한다. 이는 수소 1 kg 생산을 위하여 15.03 kg의 이산화탄소가 발생하는 것으로 도출되었다.

우리나라의 LPG 수입은 2020년 기준 662.8만 톤이며 국내생산량은 375.9만 톤으로 파악된다. GREET 프로그램을 활용하여 Fig.4.7, 4.8 과 같이 국내생산 LCA 모델을 수립하여 계산하였으며, Fig4.9, 10과 같이 수입에 모델로 설계하여 해외 수입 0.5735 kgGHG/kg 값과 수입 시 0.8343 kgGHG/kg을 도출하였다. 따라서 해외에서 수입된 LPG를 사용할 경우 15.8035 kg CO₂/kg, 국내생산 LPG 사용 시 15.8643 kgCO₂/kg이 발생된다.

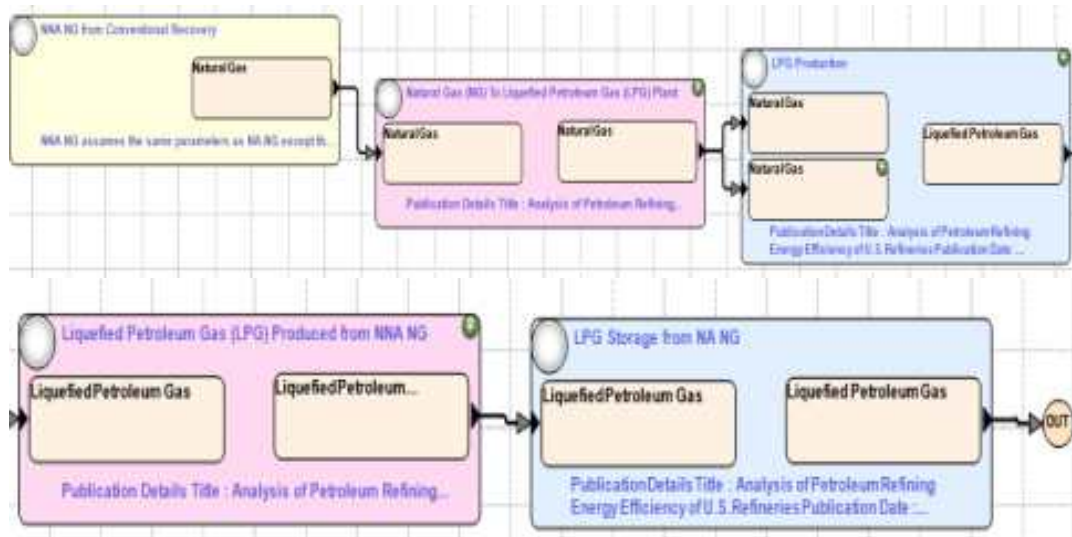


Fig.4.7 LCA Model for LPG(Production in Korea) (GREET Program)

Results for Liquefied Petroleum Gas from Crude Oil		
Main Output: Liquefied Petroleum Gas		
Per Target Year	1 kg	of Liquefied Petroleum Gas
2020		
+ ↓ ≡		
▼ Emissions		
▼ Well to Use		---
▼ Emissions		---
▼ CO2 Total		0.6829 kg
CO2		0.6839 kg
CO2_Biogenic		-0.0010 kg
VOC		0.3571 g
CO		0.5880 g
NOx		0.8579 g
PM10		83.2644 mg
PM2.5		71.0239 mg
SOx		0.3032 g
CH4		4.8835 g
N2O		10.8265 mg
BC		8.0352 mg
POC		14.2331 mg
▼ Groups		---
GHG-100		0.8343 kg

Fig.4.8 LCA result for LPG(Production in Korea) (GREET Program)

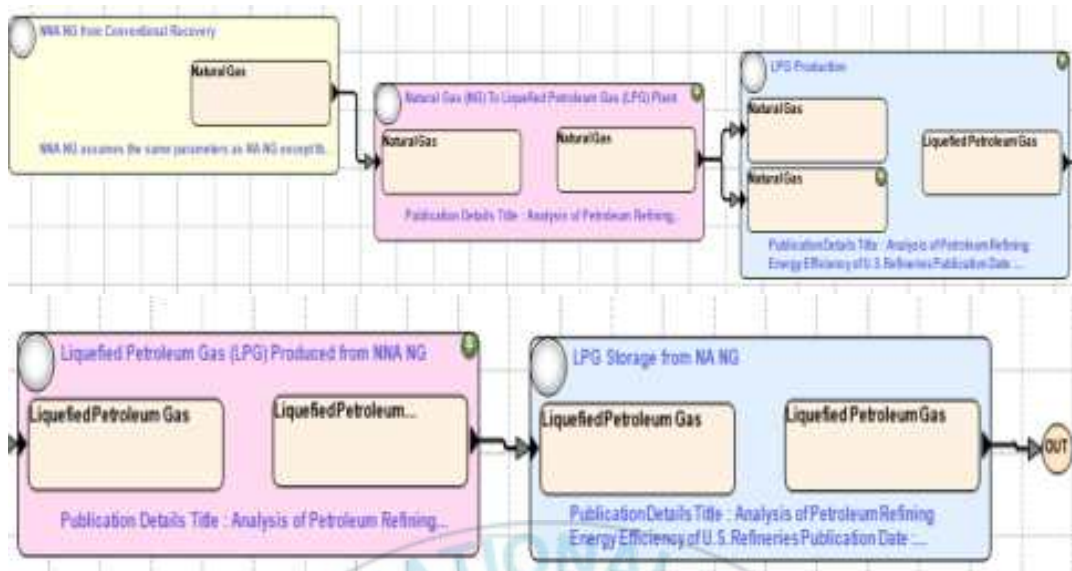


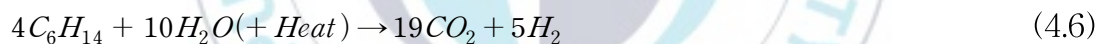
Fig.4.9 LCA Model for LPG(import from Middle asia) (GREET Program)

Results for Liquefied Petroleum Gas from Non-North American Natural Gas		
Main Output: Liquefied Petroleum Gas		
Per	1 kg	of Liquefied Petroleum Gas
Target Year	2020	
▼ Emissions		---
▼ Well to Use		---
▼ Emissions		---
▼ CO2 Total		0.3551 kg
CO2		0.3554 kg
CO2_Biogenic		-3.2301e-4 kg
VOC		0.5740 g
CO		0.7350 g
NOx		0.9512 g
PM10		34.9117 mg
PM2.5		30.7648 mg
SOx		1.0149 g
CH4		7.1161 g
N2O		7.4763 mg
BC		6.0304 mg
POC		12.5514 mg
▼ Groups		---
GHG-100		0.5735 kg

Fig.4.10 LCA result for LPG(import from Middle asia) (GREET Program)

3) 나프타 개질 수소 생산

나프타를 활용하여 수소를 생산할 경우 발생하는 수소의 공정효율은 이산화탄소 배출량의 변수로 적용할 수 있다. 우리나라의 나프타에 기반한 수소생산은 대부분 대형 석유화학 설비에서 생산됨으로 공정효율은 60.4%로 고정하였다. 나프타는 탄소 5개 ~ 12개로 구성된 체인구조이며, 석유화학산업의 주원료 중 하나이다. 일부 공정 중 탄소의 고리를 끊어내기 위하여 스팀을 사용하게 되는데, 이 과정에서 수소가 발생하게 된다. 나프타의 경우 원료의 분자 형태가 길쭉한 형태로써 메탄으로 전환 또는 개질의 안전성 확보를 위하여 예비 개질을 해야할 경우도 생긴다. 본 연구에서는 나프타 대표 물질을 물질 질량에 대한 산술 평균을 활용 탄소 6개인 n-Hexane으로 산정하였으며 나프타 수소 생산 화학비를 19로 적용하여 이산화탄소 배출량을 분석결과 15.02 kgCO₂/kg이 발생하는 것으로 도출 되었다.



나프타를 국내로 도입하는 경우 발생하는 온실가스 및 나프타 생산과정에서 발생하는 온실가스를 GREET 프로그램을 모델링하여 Fig.26과 같이결과 값을 도출한 결과 0.6676 GHG/kg의 결과 값을 얻었다. 따라서 15.7876 kgCO₂/kg이 수소 1 kg을 생산할 때 발생하는 것으로 도출 되었다.

Results for		Crude Naphtha from Crude Oil
Main Output: Crude Naphtha		
Per	1 kg	of Crude Naphtha
Target Year	2020	
Emissions		...
Well to Use		...
Emissions		...
CO2 Total		0.5251 kg
CO2		0.5260 kg
CO2_Biogenic		-8.5586e-4 kg
VOC		1.0981 g
CO		0.5016 g
NOx		0.7931 g
PM10		55.9224 mg
PM2.5		48.3272 mg
SOx		0.2331 g
CH4		4.5249 g
N2O		9.4361 mg
BC		8.5867 mg
POC		14.9674 mg
Groups		...
GHG-100		0.6676 kg

Fig.4.11 LCA result for LPG(Production in Korea) (GREET Program)

4) 수전해 수소 생산

수전해 전기분해시 발생하는 이산화탄소는 소모되는 전력량기준이 필요하며, 수소 1 kg을 생산하기 위해서 전기 56 kWh⁴¹⁾ 전력이 소모되는 선행연구를 기반으로 국내 전력계통망의 탄소 배출계수는 0.459 g/kWh⁴²⁾로 기준하여 계산하였다. 따라서 국내 전력망의 전기를 활용할 경우, 25.704 kg CO₂/kg이 발생하는 것으로 추산된다. 따라서 수전해의 경우 수소 투입되는 전력이 신재생에너지 또는 온실가스가 배출되지 않는 방법으로 생산될 경우 수전해 수소는 Net-zero의 에너지원이 될 수 있는 가능성이 있다.

위의 결과 값은 기체 수소를 생산하기 위한 공정에 투입되는 에너지로써 LCA 값을 산출하였다. 그러나 선박의 경우 액화수소의 사용도 고려되

어지고 있기 때문에 액화를 위한 공정에 필요한 에너지량을 추산하여야 최종적인 수소의 생산에서 발생하는 온실가스를 추정할 수 있다. 현재 국내에는 액화수소 생산시설이 없기 때문에 해외에서 생산하는 수소의 액화시 필요한 에너지는 약 11 ~ 13[kWh/kg]⁴³⁾으로 천연가스 액화 시 필요 전력인 0.3 kWh/kg의 약 40배로 추정된다.

따라서 수소 액화공정에서 발생하는 온실가스는 5.049 kgCO₂/kg 으로 기체 대비 상승하게 되는 것이며, 현재 수소의 이송에 따른 BOG 처리 등에 대한 연구결과는 없는 실정으로 생산까지만의 LCA를 산정하였다. 위 계산을 정리하면 Table 4.6 과 같이 수소 생산시 발생된 온실가스가 도출된다.

Table 4.6 LCA result of CO₂ emission (kg-CO₂/kg-H₂) depending on hydrogen production methods in Korea

Method	Feed(Raw) Production	H ₂ Production process	Total ammount at gas (CO ₂ /kg)	Total ammount at Liquid (CO ₂ /kg)
NG reforming	0.9448	11.37	12.3348	17.3838
LPG reforming	0.8343 (Production in KOREA)	15.03	15.8643	20.9043
	0.5735 (Import from middle asia)	15.03	15.6035	20.649
Naphtha reforming	0.6676	15.02	15.6876	20.7276
Electrolysis	25.704	-	25.704	30.753

4.3 암모니아 연료의 생애주기(Well to Tank) 온실가스 평가

4.3.1 암모니아 연료의 특성

전통적으로 암모니아는 천연가스나 석탄을 고압(~200 bar)과 고온(300°C~400°C)으로 반응시키는 Haber-Bosch 공정을 통해 생산한다. 즉, 천연가스를 개질하거나 석탄을 가스화를 통해 수소 생산 후 분리하여, 수소, 질소와의 화학반응($N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3$)을 통해 합성한다. 이 과정은 고온과 고압이 요구되기에 에너지 사용량이 많고, 전세계의 온실가스 배출량 중 약 1%~2%가 암모니아의 생산과정 중 생성되는 것으로 알려졌다.

암모니아는 일종의 수소와 비슷한 에너지원으로 분류하며 수소를 암모니아 형태로 이송하는 수단으로 활용한다는 점만 다른 것이다. 전 세계적으로 수소경제가 활성화된다면 수소 운송 방법으로 암모니아의 생산, 이송 및 활용이 증가하게 될 것이다. 암모니아 산업은 수소 산업의 발전과 상호연계관계로서 성장하는 것이다. 하지만 암모니아는 수소 경제 활성화를 위한 과도기 연료로 사용으로 활용될지 또는 수소와 연계되어 공통적으로 활용하는 기술로써 활용될 지에 대해서는 수소 이동에 대한 기술과 암모니아 연소 효율과도 함께 고려되어 질 것으로 예상된다.

암모니아 산업 성장은 세계적으로 일부 국가에 한정되어져 있는 생산 규모가 확대되어 규모의 경제를 통해 생산 및 운송비용 절감을 할 것으로 예상되며 앞으로 암모니아의 경쟁력을 더욱 향상시킬 것이다. 암모니아 생산부터 활용까지의 전반적인 연구는 Ammonia Energy Association(AEA)에서 전문적으로 다루어지고 있다.

Net Zero 암모니아 생산 중 온실가스 감축을 위해서는 연료의 생산과 이송 공정에서 감축되어야 하기 때문에 CO₂ footprint를 잘 파악해야 실질적인 무탄소 연료로 분류될 수 있다.

암모니아의 증기압은 1.46 MPa(37.8℃)로, 비교적 액화하기 쉬운 가스이다. 암모니아는 상온에서도 일정압력을 가하게 되면 액화가 됨으로 이송에 유리한 에너지가 된다.

화석연료 대와 비교할 경우 암모니아는 무색의 강한 냄새로 인하여 누출 시 바로 식별할 수 있는 장점이 있다. 공기보다 가벼워 누설이 되더라도 환기성이 좋고, 선박 기관실에서 누출되더라도 상층의 배기구를 통하여 누출가스의 제어가 쉬운 편이다. 암모니아는 폭발성이 거의 없어 운송, 연료로의 사용의 관점에서 선박용 연료로 사용하는 것은 용이하다.

암모니아 저장 탱크 내에서 액체의 온도를 상승시키거나 기체에 가해진 압력을 낮출 경우 액체의 내부에서도 기화가 일어나게 됨으로 항상 일정압력이상을 유지하여야 한다. 암모니아의 비등점은 1기압에서 -33.5℃로 LPG(약 -40℃)로 유사 연료보다 관리가 용이하다. 암모니아는 어느 정도의 압력 하에서 쉽게 액화되고, 대기에서 쉽게 기화하기 때문에 엔진으로의 공급은 유리한 편이다.

암모니아가 액화 된 경우 낮은 체적 에너지 밀도로 기존 연료탱크와 체적을 비교하면 약 4.1배 정도 큰 탱크가 필요하다. 이는 선박에 적용에 큰 단점으로 다가 올 수 있으며, 이 경우 압력을 상승시키거나 본선에서의 개질 등의 추가적인 기술을 적용하여 보완하기 위한 기술이 개발되어 지고 있다.

선박 연료의 저장 및 운반 측면에서 암모니아는 비교되는 바이오 디젤, 메탄올 대비 저장 성능은 부족하지만, 바이오 가스나 수소 대비 저장 성능이 뛰어나다. 다른 대체 연료에 비하여 운송 비용이 저렴한 특징과 육상에서의 다수 실적을 가지고 있어 선박으로의 특화가 필요한 상황의 연료이다.

4.3.2 암모니아 연료추진 선박의 구성

암모니아는 수소를 사용하기 위한 방법 중 하나로 높은 이동비용을 저감하고자 기술개발 되는 에너지 원 중 하나로, 수소는 부피당 저장용량이 암모니아보다 크며 이에 따른 이송 비용 도 매우 높아 경제적 효과가 줄어들게 된다. 이를 극복하기 위하여 수소를 암모니아 형태로 저장용량 및 편의성을 증가를 통하여 저장 운송 비용을 줄이는 수소 에너지 캐리어로서의 암모니아가 대두되고 있다.

선박에서 취급하는 연료의 연소 특성 파악은 화재 및 폭발과 관련되어 선박의 안전 확보에 중요하다. 연료의 취급, 처리, 사용 등에 있어 장치의 불안정한 상태 또는 인적오류에 의해 연료가 누출되는 경우, 누출된 연료로 주위에 발화원으로 폭발 또는 화재가 발생할 수 있어 선박에서는 특별한 관리가 필요하다. 특히 SOLAS 에서도 암모니아를 독성물질로 분류하고 있어, 그동안에는 선박연료로써 고려되지 않았으나, 최근 탄소저감을 위하여 선박 에너지로 거론되고 있어 최초로 독성연료가 선박 연료로써 활용되어 질 것으로 예상된다.

일반적으로 암모니아 선박은 LPG를 운반선과 비슷한 사양으로 건조되며, 끓는 점(LPG -40°C , 암모니아 -33°C)과 압력과 온도를 견딜 수 있는 강재로 제작한다. 탱크에 응력이 가해지면 해당 부위의 금속 조직의 열화로 부식이 잘 발생되며, 열화가 심해질 경우 가스가 누출될 수 있다. 탱크 제작 중 용접 후 발생한 응력을 고온의 열처리로 제거하는데 열처리 후 강도를 유지 할 수 있도록 조선소의 충분한 시공능력이 중요하다. 특히 암모니아는 증기와 수분이 접촉 될 경우 부식의 우려로 인하여 탱크 내부의 관리 및 제작 공정의 공수가 기존보다 상승하게 된다.

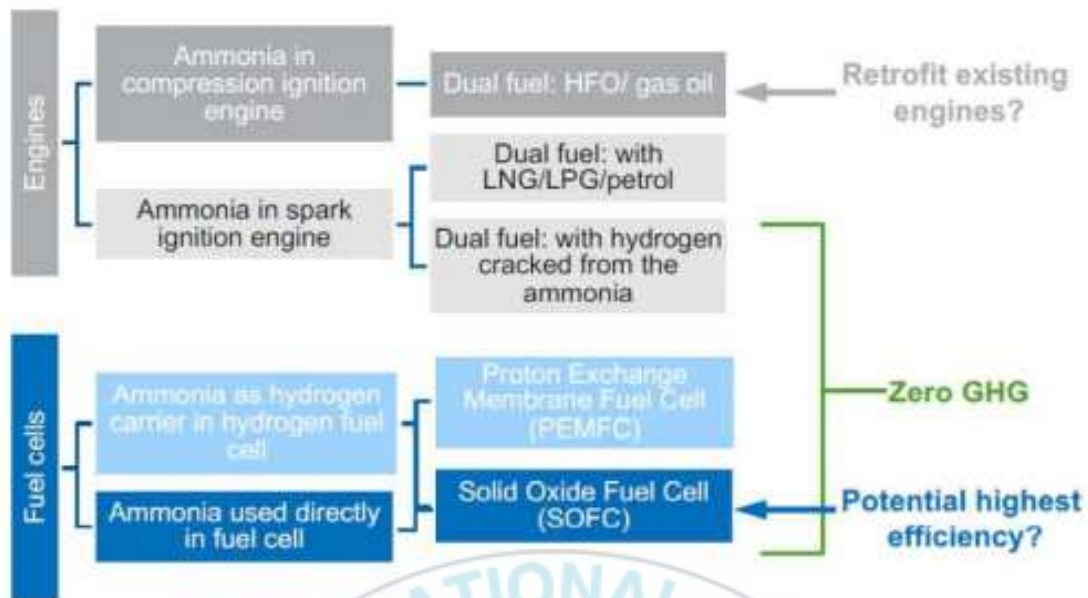


Fig.4.12 Ammonia transition method

위 Fig.4.12 와 같이 암모니아를 연료로 사용하는 방법은 연료전지와 엔진으로 사용하는 방법이 있다. 그러나 현재 두 가지 기술 모두 상용화가 되어져 있지는 않은 상태이다. 암모니아 엔진은 2024년도 상용화가 예정되어져 있으며, 암모니아 연료전지의 경우 용량이 1 MW를 넘지 못하고 있어 선박엔진 출력에 도달하기까지는 상당한 시간이 필요할 것으로 보인다.

엔진 제조사에서는 현재 암모니아 직분사 엔진을 개발하고 있으며, MAN Energy Solution은 2024년, Wärtsilä사는 2025년 상업용 엔진으로서 출시할 예정을 가지고 기술개발을 추진 중에 있다. 암모니아를 연소시키는 기술은 다양하게 입증된 기술이긴 하나 선박용 엔진과 같이 대형엔진에서 적용하는 기술은 아직 완벽한 기술은 아닌 것으로 보인다.

MAN 에너지 솔루션 사에서는 ME-LGIP라는 엔진 2018년도부터 개발을 진행 중이며 이 엔진은 암모니아와 물성이 비슷한 LPG 엔진과 겸용될 수 있도록 개발되어지는 엔진이다. LPG는 공기보다 무겁기 때문에 기관실 바닥으로 가라 앉을 수 있는 문제점을 가지고 있으나 엔진 내부의 이중 배관

의 벤틸레이션으로 대부분 보완하고 있는 것으로 알려져 있다. 따라서 기존의 LPG 엔진으로 설치된 선박은 LPG 탱크의 크기가 확장 및 연료공급 시스템의 개조를 통하여 암모니아 엔진으로의 전환이 가능할 것으로 예상되었으나, 암모니아의 낮은 연소 성질을 개선하기 위해서는 엔진 헤드의 연료공급 시스템의 전환이 필요하게 되어 ME-LGIA 엔진으로 추가 기술개발 중에 있다.

2행정 암모니아 연료 엔진은 액체 가스를 직접 분사하는 구조로 프로판 (ME-LGIP, LPG) 및 액체 가스 분사 메탄올 (ME-LGIM)의 기존 엔진 개념과 유사한 개념으로 설계되어 지는 것으로 알려져 있다. 부식, 독성 및 낮은 인화성으로 암모니아 엔진은 자연발화 온도가 높고 연소속도가 느린 암모니아의 특성을 극복하기 위하여 파일럿 오일이 필요하며, 파일럿 오일은 대부분 화석연료임으로 온실가스배출량이 일부 증가하는 단점을 지니게 된다. 연료는 엔진 분사노즐 전까지 70 bar 액상으로 공급되며, 부스터 연료 인젝션 밸브를 통하여 600-700[bar]로 가압되어 실린더에 분사된다. 암모니아의 연소의 문제점은 녹스의 증가와 물의 발생으로 부식의 위험에 노출 되어 이를 해결하기 위한 기술적 해결 방안을 강구하는 것으로 알려져 있다. 암모니아의 연소 반응식은 식 4.7과 같다.



또한 높은 질소의 비중으로 배기 가스 중 질소산화물이 다량 증가하게 되어 후처리 기술, 선택 촉매(SCR)를 통하여 시스템으로 줄 일 수 있으나 암모니아의 슬립량에 대한 정확한 정보는 현재까지 존재하지 않아 SCR의 크기 및 용량에 대해서는 엔진 개발 이후 확인이 가능할 것으로 예상된다.

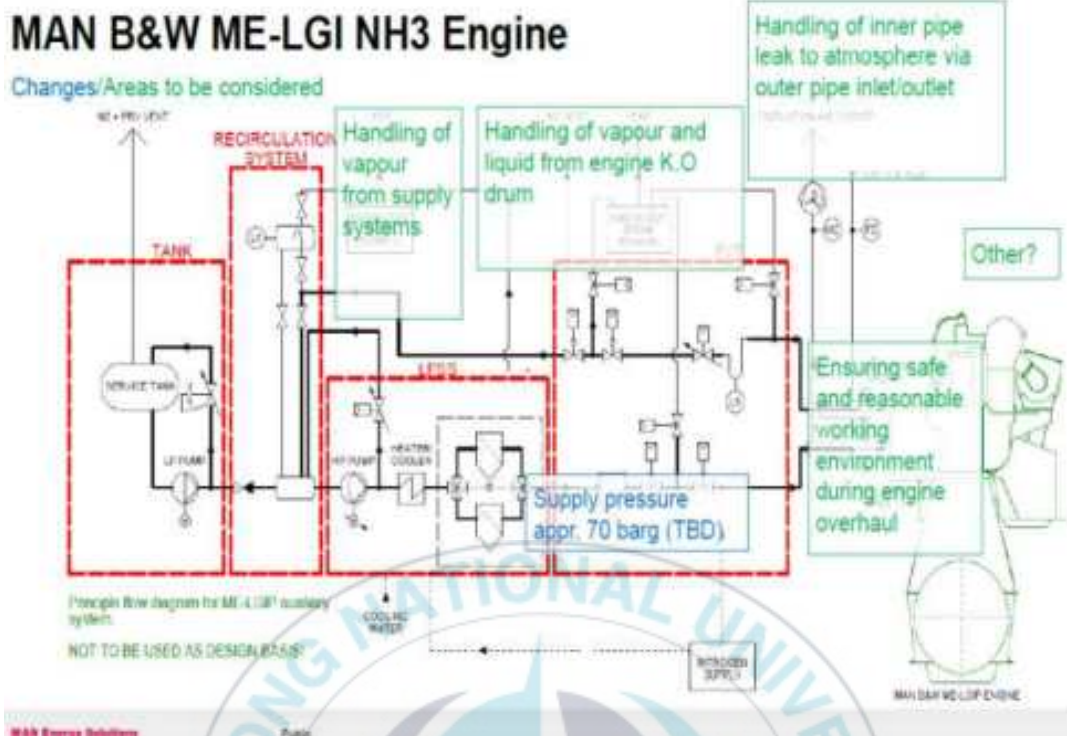


Fig.4.13 ME-LGI (Ammonia ready engine)⁴⁴⁾

연료공급장치(LFSS, liquid fuel supply system)는 통상 펌프, 열교환기, 밸브, 버퍼탱크, 필터 및 계기로 구성되며 연료공급 펌프의 출구 압력은 약 70 bar 정도로 가압 후 온도를 상승시켜 엔진에 요구되는 온도(25 ℃~55 ℃)를 만족하도록 설계된다.

암모니아를 연료로 선박을 추진하는 방법은 Fig.4.13과 연료전지를 사용하는 방법으로 수소연료전지와 출력부분의 구성은 유사하며, 연료전지에는 전해질인 지르코니아를 한 쪽 면에 설치하고, 연료극에 발전의 연료가 되는 암모니아를 기체상태로 공급, 반대 측의 공기극에 공기를 공급하여 양극 사이에서 전력을 발생시키는 구조로 설계된다. 암모니아의 단점인 부식성으로 인하여 연료전지 및 주변 부품에서 부식하는 문제는 아직까지 해결해야 하는 문제이지만, 암모니아 연료전지는 수소연료전지와 전압, 출력의 안전성을 비교하여도 동등한 수준의 양호한 발전특성이 확인되었다.

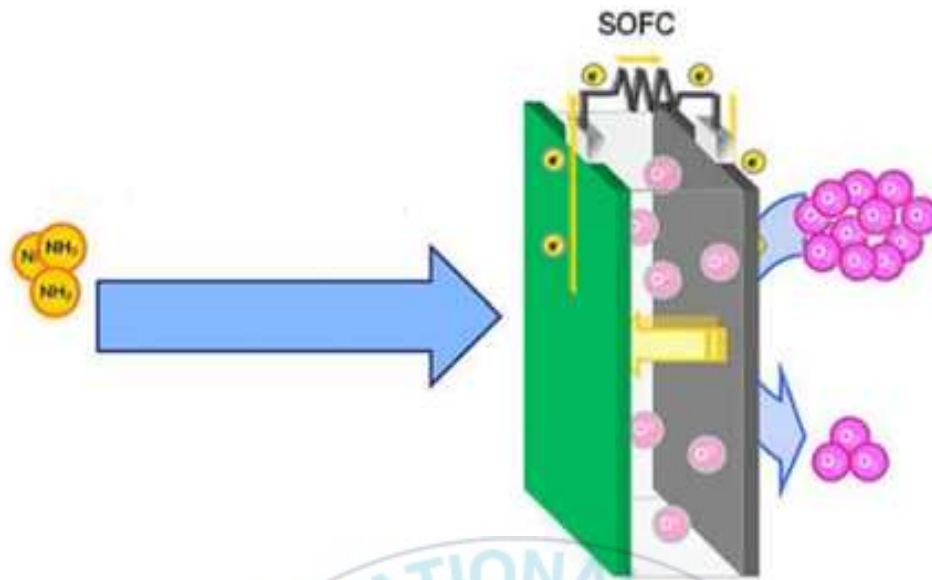


Fig.4.14 Diagram of ammonia fuel cell

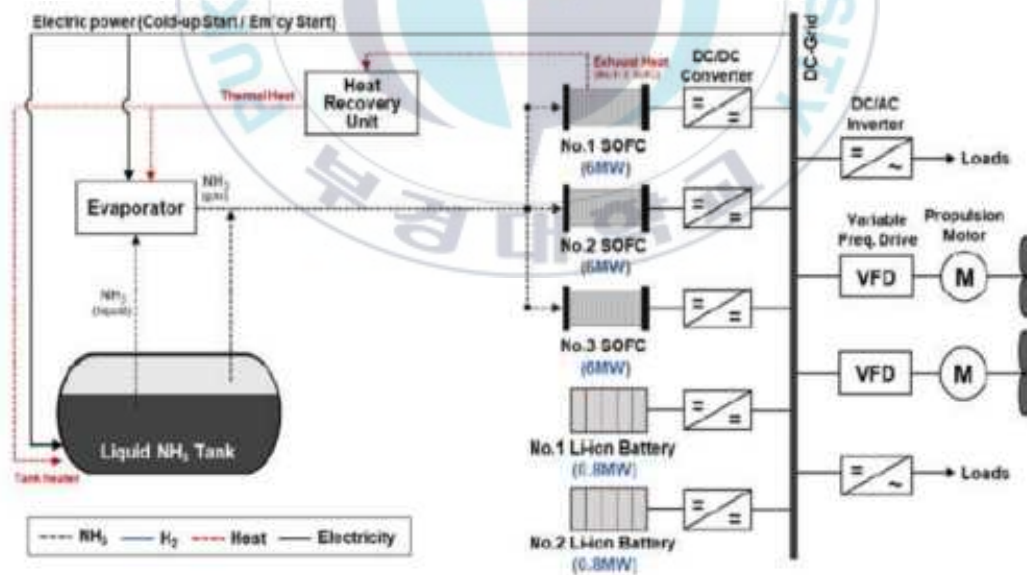


Fig.4.15 Ammonia supply system for Fuel cell in marine use

4.3.3 암모니아 연료의 국내 생산과정에서 발생하는 온실가스 평가

현재까지의 암모니아의 생산 방법은 하버보쉬법을 사용한 방식으로 천연가스와 같은 화석연료를 사용하여 200 bar이상, 온도 400℃이상의 고온의 조건을 갖추어야하기 때문에 높은 에너지가 투입되어야 한다. 그러나 최근 암모니아는 탄소배출이 없는 무탄소 연료이기 때문에 생산과정의 온실가스 감축을 통한 Net-Zero를 달성하기 위한 기술이 개발되어지고 있다.

탄소배출이 없는 그린 암모니아 생산을 위하여 재생에너지를 통해 얻은 전기를 사용하여 물을 분해하여 수소를 생산, 공기 중에서 분리된 질소를 이용하여 전기적으로 합성하여 생산된다.

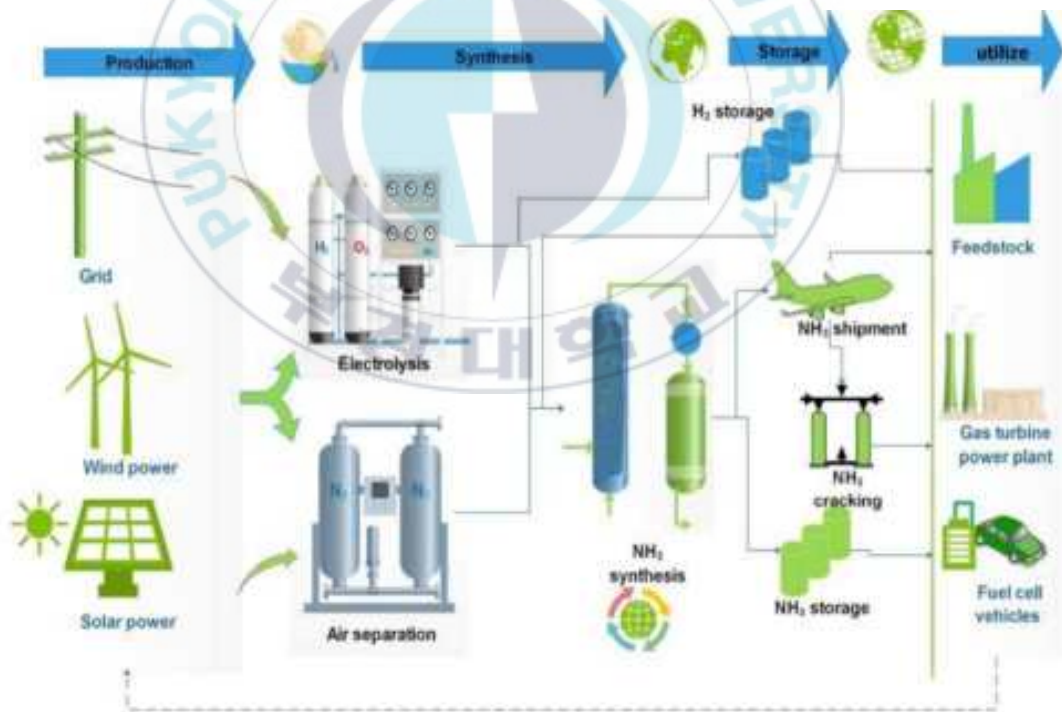


Fig.4.16 Production process for ammonia

특히, 물과 공기를 이용하여 대기압에서 전기화학적 반응을 통해 암모니아를 생산하기에 미래에 재생에너지 가격이 낮아지면 경쟁력을 갖출 수 있으며, 재생에너지의 간헐성이라는 특징을 보완하여 잉여전력 손실을 최소화할 수 있기에 재생에너지의 경제성과 안정성 확보에 이바지할 수 있다.

그린 암모니아의 경제성을 살펴보면, 2025년부터는 소규모 암모니아 생산공장이 등장하여 그린 암모니아 톤당 \$650-850 범위의 비용이 발생할 것으로 예상되며, 2030년에는 톤당 \$450-600, 2040년에는 톤당 \$275-450 수준으로 비용이 낮아질 것으로 기대된다. 특히, 암모니아의 수요가 늘어날수록 생산비용도 낮아져 가격경쟁력이 높아질 것으로 예상 된다

일본은 2020년 기준 약 100만 톤의 암모니아를 소비하고 있으며 약 20만 톤은 수입되고 있다. 따라서 2030년 CO₂-free 암모니아 수입 목표로 자국내 소비예상량을 300만 톤으로 설정했다. 반면 국내에서는 생산단가가 낮아 경제성이 없기 때문에 연간 약 140만 톤을 전량수입하고 있다. 최근 발생한 요소수 부족사태와도 같은 맥락으로 볼 수 있다.

비료 제조사들은 나프타를 원료로 암모니아를 생산하였으나 나프타는 나프타 제조 원료인 천연가스와 비교할 경우 매우 고가이기 때문에 경제성에서 문제를 가지고 있었다. 나프타를 원료로 암모니아를 생산하는 방식은 경제성이 없을 뿐더러, 해외에서 천연가스를 원료로 생산한 암모니아를 직접 수입하는 것이 경제적이기 때문에 전량 수입에 의존하고 있다.

그러나 암모니아는 오랜 시간동안 비료 생산 등 관련 산업계에서 사용한 경험 및 기술축적 등으로 우리나라에서는 운송 인프라가 확보되어진 연료이다. 직접 연소로 이용할 수도 있으므로 암모니아의 대량 운송 시 대형 선박에서 직접 사용할 수 있도록 하는 직접 연소 방식에 관심이 높아지고 있는 이유 이다.

이 경우 저비용으로 생산된 암모니아를 해상으로 운송하는 선박의 경우 암모니아를 연료로 사용하는 방법이 강구되고 있으며 24년도부터 각 엔진 사별 암모니아 추진엔진이 등장할 것으로 예상되고 있다.

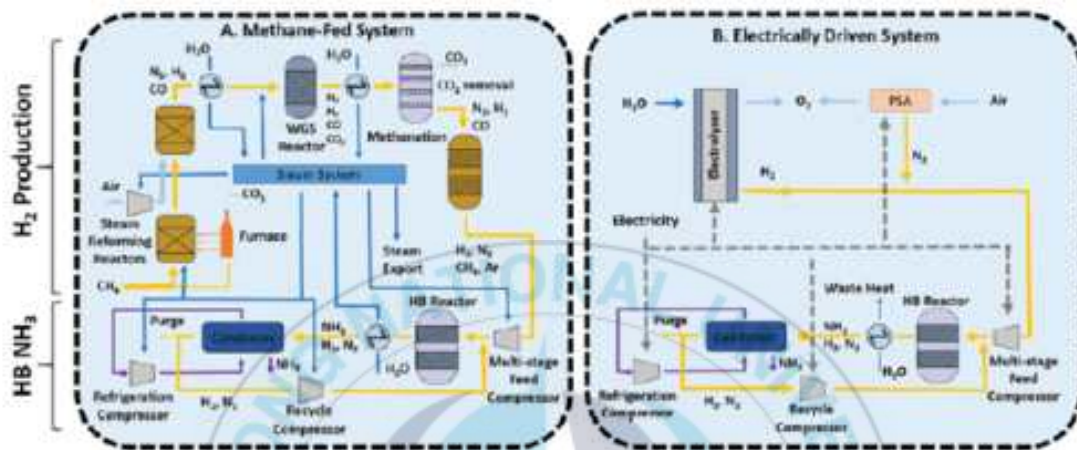


Fig.4.17 Schematic diagram (A) a typical conventional methane-fed Haber-Bosch process and (B) an electrically powered alternative. Courtesy of Royal Society of Chemistry⁴⁵⁾

현재 암모니아는 비료의 원료로 사용 되고 있어 식량 생산에 매우 큰 영향을 주고 있다. 전 세계적으로 연간 1억 8,000만 톤의 암모니아가 생산되고 약 10%의 암모니아는 선박으로 운송되고 있다. 따라서 우리나라에는 암모니아를 생산하는 별도의 플랜트가 없으며 국내에는 롯데정밀화학이 전체 유통량의 70%를 처리하고 있으며, 과거 직접 생산을 하기도 했었으나 경제성이 없어 생산을 중단하여 실질적 국내 생산은 되지 않고 있다. 그러나 최근 암모니아를 수소의 에너지 캐리어로 활용하기 위하여 국내 기업들이 그린 암모니아 생산을 위한 기술협력 등을 추진하고 있으나 현재 그린 암모니아 생산은 되지 않고 있다. 앞서서도 설명한 것과 같이 암모니아 생산에

가장 많이 사용되는 하버-보슈(Haber-Bosch)법으로 가장 경제적인 생산방식으로 대규모 생산에 적합하여 1909년 부터 현재까지 사용되고 있다.

화석연료기반 수소 생산은 천연가스를 개질하는 방식으로 질소는 극저온 공기분리 및 멤브레인을 활용한 방식을 통해 생산하는 것이 일반적이다. 수소와 질소는 200~400[bar], 450°C의 환경조건에서 촉매 반응을 통하여 생산되는 발열반응이다. 촉매는 400°C 이상의 조건을 형성시켜야 함으로 iron-based 촉매를 주로 사용하고 있다. 환경조건을 위하여 투입되는 에너지 소비량을 줄이기 위해 압력 온도를 낮추기 위한 연구들이 진행되고 있으나 암모니아 수율이 낮아지게 되어 생산효과가 떨어지는 점을 고려한다면 작동조건을 쉽게 낮추지는 못한다.

하버-보슈법은 고온고압에서 공정이 진행 되기 때문에 투입되는 에너지량이 많으며 이는 온실가스배출이 많다는 것을 의미한다. 암모니아의 경우 생산에 필요한 에너지 소비량은 수소와 같이 높은 편이나, 공정 효율 향상 등을 통해 합성 암모니아의 생산적 효율은 약 70% 정도로 높은 수준이다.

연료 생산단가 의존성은 60% 정도이며, 암모니아 1톤 생산에 투입되는 에너지는 평균 38.6 GJ이나, 최신의 공정을 적용한 플랜트에서는 28 GJ~29 GJ 까지 효율향상이 되었다. 천연가스/석탄과 같은 화석연료를 기반으로 수소를 생산시, 암모니아 1톤 생산을 위하여 1.5 ~ 1.6[Ton]의 이산화탄소를 발생시킨다.

최근에는 저온, 저압 환경에서 물과 질소를 전기적으로 반응시켜 암모니아를 합성하는 방법은 환경조건의 온도가 기존대비 낮아 소요되는 에너지를 줄여들며, 저탄소, 무탄소 에너지를 활용한 암모니아 생산이 가능하여 향후 탄소중립적 암모니아 생산 보급에 용이하다.

전기화학적 암모니아 생산공정의 핵심기술은 질소분자의 삼중결합을 해제하는 촉매개발로써, 수소를 첨가하는 수첨반응속도가 빠르거나 또는 질

소를 해리해리 흡착할 수 있는 화학적 흡착력이 좋은 질소 환원 전극 촉매 개발이 필수적이다⁴⁶⁾. 재생에너지원으로부터 발생된 전력을 사용해야만 Net-Zero가 가능할 것이며 재생에너지 전기가격이 높아 경제성이 낮지만, 재생에너지 60원/kWh 이하가 될 경우 일부 지역에서 경제성을 확보할 수 있다.⁴⁶⁾

암모니아의 대량생산은 하버-보쉬법을 사용하고 있으며, 전기화학적 방식은 경제적인 이유로 상업적으로 사용된 사례가 부족하다. 따라서 탄소배출이 적은 암모니아의 생산을 위해서는 하버-보쉬법을 이용하며 공정에 투입되는 수소는 재생에너지 전력인 수전해 전기생산 또는 LNG 개질 시 배출되는 이산화탄소를 포집하여 탄소 중립을 만들어 내야한다.

1) 하버 보쉬법을 통한 암모니아 생산

암모니아의 생산공정 중 가장 널리 사용되고 있는 공정으로써 현재 우리나라에는 생산하는 공급처가 없는 실정이다. 따라서 해외의 사례를 기반으로 암모니아 생산 시 발생하는 온실가스량을 산정하고자 한다.

하버 보쉬공정은 400℃의 고온, 250 bar의 고압에서 암모니아를 생산하고, 천연가스 기반 생산을 기준으로 한다. 특히 질소분자의 삼중결합을 끊어내기 위해서 1000℃ 이상의 고온이 필요하며 너무 높힐 경우 식 4.8과 같이 역반응이 진행될 수 있다.



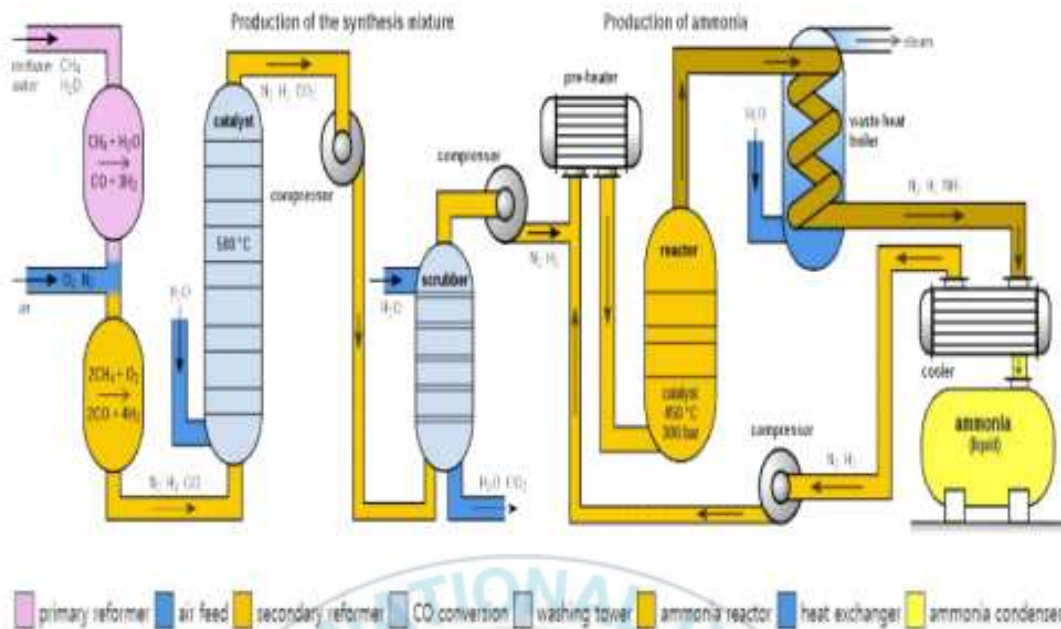


Fig.4.18 Haber-Bosch process for ammonia production

암모니아 1톤을 생산하기 위해서는 32 GJ/ton의 에너지가 소비되며 3.45 kgCO₂/kg의 온실가스가 생산과정에서 발생된다. 암모니아의 주 생산국은 LNG 수출국으로써 현지에서 생산된 천연가스를 활용하여 생산하는 방식이다. 따라서 GREET 프로그램을 활용하여 현지에서 액화하기 전 발생된 온실가스를 FEED 과정으로 Fig.4.19 와 같이 추가하였다. 따라서 원료의 생산과정에서 0.4048 kgCO₂/kg 이 발생하였고, 암모니아 1 kg을 생산하기 위해서 3.8548 kgCO₂/kg이 발생하였다.

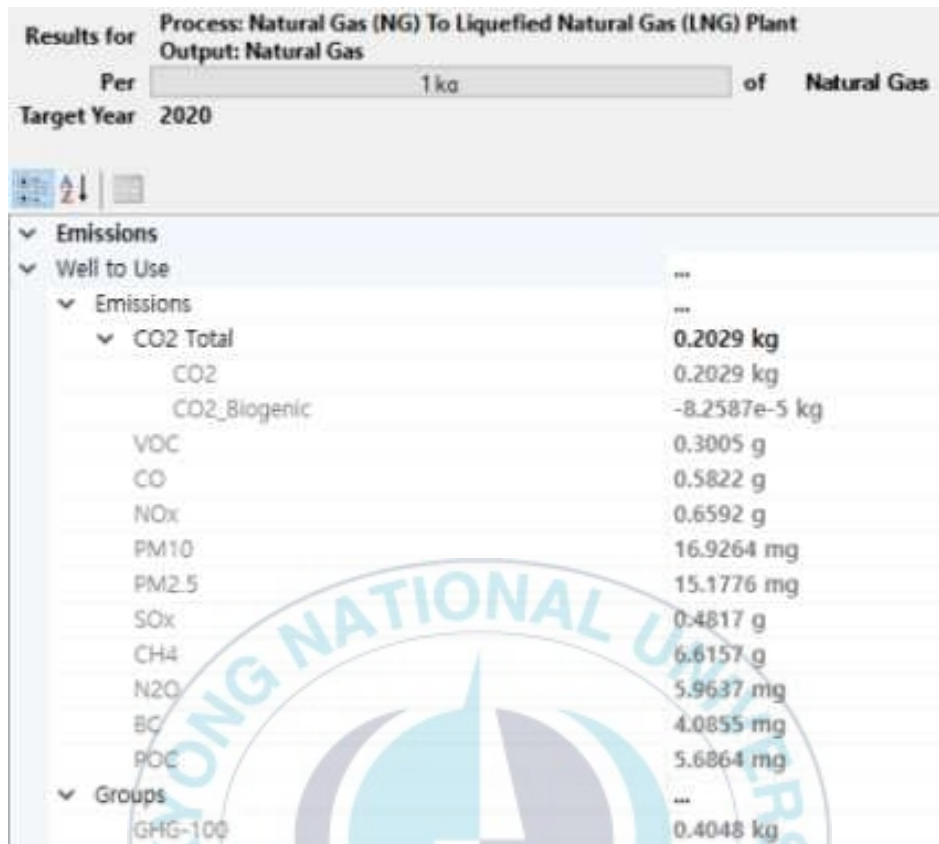


Fig.4.19 LCA result for LNG (GREET Program)

2) 전기화학적 암모니아 합성법

질소와 물 또는 수소를 원료로 하여 전기화학적 암모니아 합성기술을 적용할 경우 저에너지(29 GJ/ton)로 생산이 가능하며 온실가스가 투입되며 이산화 탄소의 배출이 없이 생산이 가능하다. 3.12 kgCO₂/kg의 온실가스를 배출하며 수소를 기반으로 생산할 경우 수소 생산에 따른 온실가스 배출량이 증가되게 된다. 향후 Net Zero를 추구하기 위해서는 화이트 수소를 사용하여 전기화학적 암모니아 합성법을 이용하여 암모니아를 생성하는 것이 온실가스 배출을 줄일 수 있는 방법으로 판단된다.

4.4 LNG 연료의 생애주기(Well to Tank) 온실가스 평가

4.4.1 LNG 연료의 특성

액화천연가스는 메탄을 주성분으로 에탄, 프로판, 질소 등이 혼합된 가스로써 이산화탄소, 탄화수소 등은 제조 공정 중 제거되어 불순물이 포함되어 있지 않은 청정한 에너지 원 중 하나이다. 우리가 과거 가정에서 사용한 LPG(액화석유가스)는 원유를 도입하여 정제하는 과정에서 부산물로써 생산이 가능하지만, 천연가스는 산지에서 생산한 천연가스를 정제, 액화한 채로 도입하는 연료이다. LNG는 Table 4.7과 같이 기존 연료와는 달리 황화합물질, 불순물이 포함되어 있지 않아, 연료로 사용하는 경우 오염물질 배출이 적고, 그을음이 거의 없어 친환경 에너지원 중 하나로 분류한다. 그러나 LPG와 같이 상온에서 액화할 수 없어 -163°C 극저온에서 액화해야 하는 문제점을 가지고 있다.

Table 4.7 Methane, Ethane, Propane properties⁴⁷⁾

Properties	Chemical formula	Molecular weight	Boiling point (°C)	Density		Critical temp (°C)	Critical Pressure (MPa)	Auto-ignition temp (°C)	Combustion scale (%)
				Liquid	Vapour				
				kg/m³					
Methane	CH ₄	16.04	-161.5	0.42	0.716	-82.6	4.60	537	5.0~15.0
Ethane	C ₂ H ₆	30.07	-88.6	0.54	1.356	32.2	4.87	472	2.9~13.0
Propane	C ₃ H ₈	44.10	-42.1	0.58	2.009	96.6	4.24	450	2.0~9.5

액화천연가스는 Table 기체 대비 600배로 부피가 줄어들게 되어 운송시 매우 큰 장점을 가지게 된다. 따라서 액화를 통한 장거리 대규모 운송을 해야만 LNG의 경제성을 유지 할 수 있으며, 이와 연계하여 LNG는 액화 기술, 냉동기술, LNG선 기술, 냉열활용기술 등 연관 기술들의 개발 및 활용이 수반되게 된다.

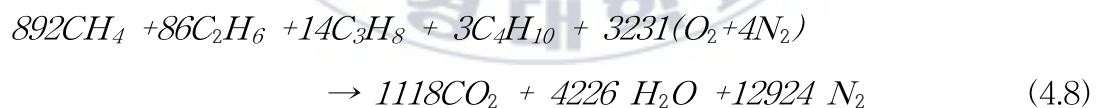
Table 4.8 Properties of LNG⁴⁸⁾

	Methane	Ethane	Propane	Butane	Pentane	Nitrogen
Molecular Weight	16.042	30.068	44.096	58.120	72.150	28.016
Boiling point at 1 bar abs(°C)	-161	-88.6	-42.1	-0.5	36.1	-195.8
Liquid density at boiling point(kg/m ³)	0.426	0.5441	0.5807	0.6018	0.6102	0.8086
Vapour RD at 15 °C	0.553	1.04	1.55	2.00	2.49	0.97
Gas volume liquid ratio at boiling point and 1 bar abs	619	431	311	222	205	694
Flammable limits in air by Volume (%)	5.3~14	3.1~12.5	2.1~9.5	1.8~8.5	3~12.4	Non-flammable
Auto-ignition temperature(°C)	595	510	468	365	-	-
Gross heating value at 15°C(kJ/kg)	55,550	51,870	50,360	49,520	49,010	

Table. 4.9 LNG Composition⁴⁹⁾

Properties	Composition (%)
Methane	89.26
Ethane	8.64
Propane	1.44
i-butane	0.27
n-butane	0.35
i-pentane	0
n-pentane	0
Nitrogen	0.04

Table 4.9과 같이 LNG의 구성성분비로 LNG 연료의 연소반응식을 식을 구성해 보았다.



LNG를 연소용 이론공기량은 10.57 [Nm³Air/Nm³LNG]이며, LNG를 연소를 예측하기 위해서는 발열량과 웨버지수(Wobbe Index)가 중요한 값이다.

웨버지수는 연소기와 입열 에너지의 크기 비율을 지수화 한 값으로써 발열량과 비중의 함수이며, 가스 호환성을 검토하는 척도로써 이용된다.

$$W = \frac{CV}{\sqrt{\rho}}$$

W : Wobbe Number
 CV : Calorific Value
 ρ : 0°C, 1atm gas density

Fig.4.20은 LNG 산지별 특성에 따른 LNG 웨버지수를 나타낸 그림이다.

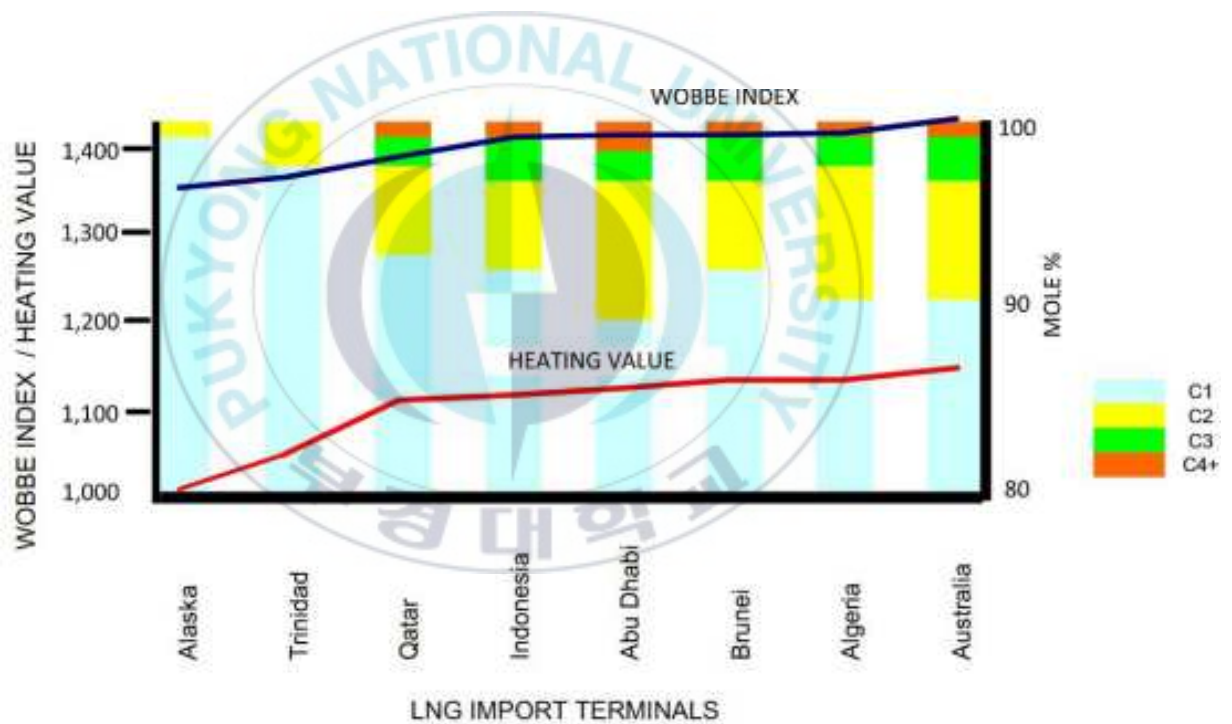


Fig.4.20 Distribution map for Wobbe Index⁵⁰⁾

우리나라의 천연가스 웨버지수는 산업부 고시에 따라 51.50~56.52 (12,300~13,500 kcal/m³)이며, 산지에 따라 웨버지수 및 발열량은 큰 차이를 가지게 된다.

선박용 가스 엔진의 경우 연소 품질을 예측하기 위한 기준으로써 메탄가 (MN, Methane Number)가 사용된다. 메탄가는 크게 4가지 방법으로 계산되며 AVL, DGC , MN Gas, MWN, 방식이 있으며 AVL법을 전 세계적으로 활용하고 있다.

메탄가를 결정하는 중요한 요소는 탄소(carbon)와 수소(hydrogen)의 비 (ratio)가 중요한 역할을 한다. 특히 가스엔진의 노킹성은 엔진의 성능과 직결되기 때문에 중요한 값으로도 평가되어지고 있다.

또한 최근 개발된 합성생산 가스의 경우 메탄가는 화석 연료대비 낮은 수준임으로 가스엔진을 구성할 경우 유의하여야 한다.

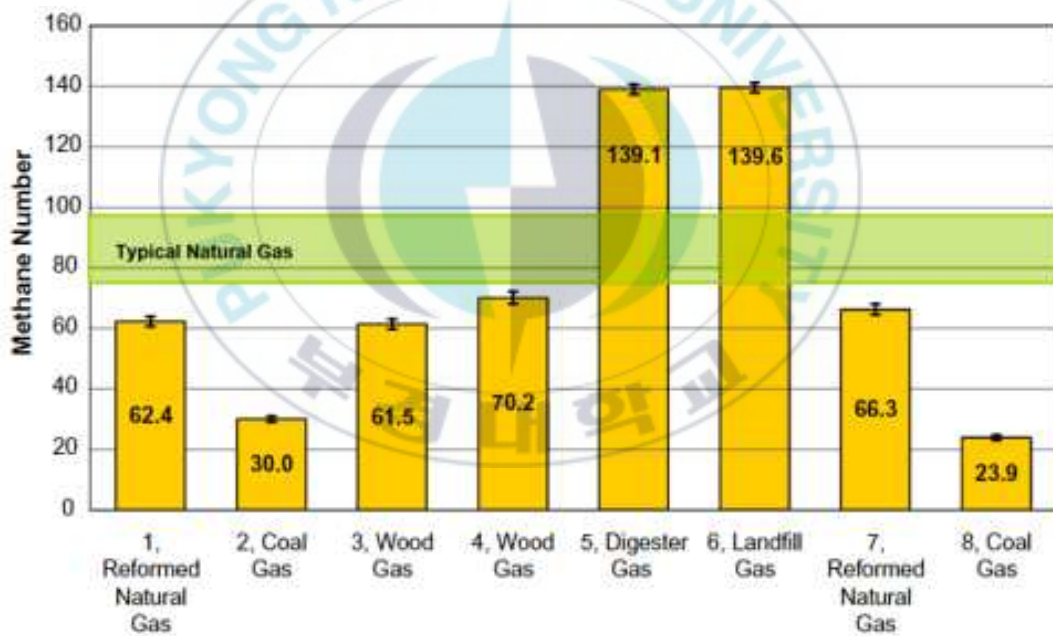


Fig.4.21 Methane number results for simulated fuels⁵¹⁾

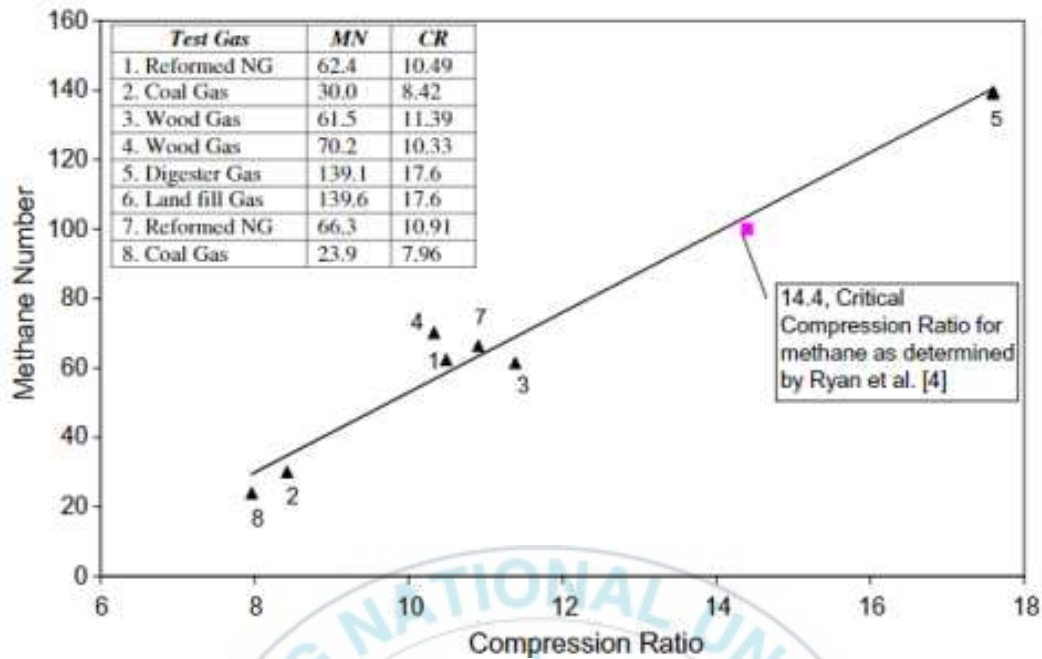


Fig.4.22 Test gas compression ratio vs measured methane number⁵²⁾

Fig.4.21, 4.22와 같이 대체연료와 메탄가의 연계에 대한 연구에 따르면, 석탄, 나무에서 생산된 가스의 메탄가는 30 ~ 70 [MN] 정도이나 매립지에서 측정된 메탄값은 140 MN으로 일반적인 천연가스(75 ~ 97) 보다 높은 수준으로 선박 엔진 및 시스템을 설계할 경우 충분한 고려가 되어져야할 수준의 값 차이를 보인다.

이는 향후 온실가스 감축을 위한 대체연료의 보급 확산에 따라서 생산과정에서 온실가스가 적게 배출되는 재생, 합성, Bio LNG를 사용할 가능성이 농후함으로, 이를 대비하기 위하여 엔진, 기자재 설계시 충분한 반영이 필요할 것으로 예상된다.

4.4.2 LNG 연료 선박의 구성

LNG 연료추진선 기술은 액화천연가스를 연료탱크의 설계와 제작 기술, 저장된 액화천연가스를 기체상태의 천연가스로 상변환하여 엔진의 연소를 위하여 공급하는 가스연료공급 시스템과 연계 기술, 천연가스 연료를 선박에 적절히 공급하기 위한 제어시스템 및 위 기술을 종합적으로 고려하여 선박을 설계 생산하는 기술로 분류할 수 있다.

1. LNG 연료 저장탱크

선박의 건조를 위해서는 선박의 항해거리, 속력 등을 종합적으로 고려하여 엔진과 탱크용량을 선정하게 된다. 기존의 연료는 선박의 선체와 기관실 사이의 공간을 활용하여 형상에 구애받지 않고 설계하였으나, LNG의 경우 극저온의 특성, 증발가스 발생의 억제, 가스연료 운반선 규정 등의 규제로 인하여 기존선박과 같은 배치가 불가능하다. 미국해안경비대 규정에서는 거주구 하방에 연료탱크를 설치할 수 없게 하는 등의 복잡한 규정과, 복원성 등의 문제로 인하여 Table 4.10과 같이 배치 또한 어려운 점으로 꼽힌다.

Table 4.10 Type of LNG Tank

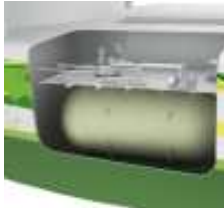
	Type A	Type B	Type C	Memberane
Desige pressure (Boiling)	≤ 0.07 MPa	≤ 0.07 MPa	High pressure	≤ 0.025 MPa
Secondary Barrier	No	Partial Secondary Barrier	No	Secondary Barrier
Capacity efficiency	High	Medium	Low	High

연근해를 운항하는 LNG 연료추진선박은 Type C 형태를 주로 사용하며, 원양을 항해하는 선박에서도 화물의 손실을 최소화 하기 위하여 선미부에 Type C 탱크를 설치하는 형태로 대부분 구성이 되고 있으며, 일부 컨테이너에서는 Type B를 적용하기도 한다.

LNG는 기존연료 대비 중량당 발열량은 높은 편이나(LNG 54.7 MJ/kg, MDO 42.7 MJ/kg)이나 단위 부피당 에너지 밀도가 기존연료 대비 약 62.5% 수준으로 동일 열량의 연료를 선박 저장하기 위한 부피가 증가하게 된다. 따라서 약 1.6 배의 탱크용량이 커지게 되며 2차 방벽, 증발가스처리 등의 부가적인 설비를 포함할 경우 약 2 배의 정도의 공간이 추가되게 된다.

Table 4.11과 같이선박에 적용된 LNG 탱크는 2가지 정도로 볼 수 있으며, 선박의 구조와 일체화되어 제작되는 멤브레인타입의 LNG 탱크, 선박 구조물과는 독립적으로 제작되어 연결된 지지구조로 제작되는 독립형 탱크로 나뉘어 질 수 있으며 이 소재는 스테인리스 스틸, 알루미늄, 인바강, 9% 니켈강을 사용할 수 있다.

Table 4.11 Classification of LNG Tank

Type	Membrane	Type A	Type B	Type C
Shape				
Tank name	MarK III, NO96 KC-1	ADBT	MOSS, SPB	Cylinder type Bi-lobe type Lattice type

1990년대 초 LNG 탱크는 안전성이 높은 MOSS Type의 LNG 탱크를 주로 사용하였으나 공정이 어렵고 공간효율성이 떨어지는 문제를 가지고 있었다. 따라서 프랑스 GTT사에서 기술을 적용한 멤브레인 타입의 LNG Tank를 개발 적용하고 있으며 국내기술은 세계 최고 수준이다.

그러나 GTT사의 기술을 적용할 경우 기술료를 선가의 약 5% 가량 지불하고 있어 손실이 우리나라 조선소의 경쟁력이 약화되는 문제로 대두되고 있어, 우리나라의 LNG 탱크 제작기술을 활용하여 KC-1(Korea Cargo Containment)를 개발하여 2018년도부터 운항 중에 있다.

대형 LNG 운반선의 경우 멤브레인 형태를 활용하여 공간효율성, 가격경쟁력이 제일 높은 수준의 기술이다. 그러나 LNG 연료추진선에 적용하기 위하여 형태와 크기가 변경될 경우 증발가스 발생량이 상사되지 않음으로, 기존의 0.15%/day 보다 많은 양의 증발가스가 발생할 수 있다.

득립형 탱크 Type-A는 2차 방벽을 탱크 및 선체에 설치해야함으로 설치 공수 및 가격문제로 인하여 LNG 연료추진선에 적용하기 어려운 점이 있다.

Fig 4.23, 4.24는 Type B 탱크로 일본에서 대부분 원천기술을 가지고 있는 MOSS 타입과 SPB(Self supporting Prismatic 각형)타입 탱크로 나눌 수 있다. MOSS 타입은 공간효율이 매우 나쁘기 때문에 적용이 어려우며, SPB 탱크는 슬로싱 및 공간효율성 측면의 장점이 있으며, 건조 시에도 별도 제작 후 탑재하는 방식을 채택하여 공정효율의 향상도 가능하다. 그러나 제작비가 고가이며 고난이도의 지지 구조의 설계로 인한 비용적, 기술적 손실이 예상되어 보편적으로 사용되지는 않는다.

Type C 탱크는 설계 압력이 2.5 bar 이상으로 실린더형상을 가지며, 이 경우 공간손실 증가로, 선박의 크기가 커질 가능성이 있어, 거주구와 연돌사이의 후미 부분 또는 화물창 상부의 구조 사이에 설치하는 경우가 많다.

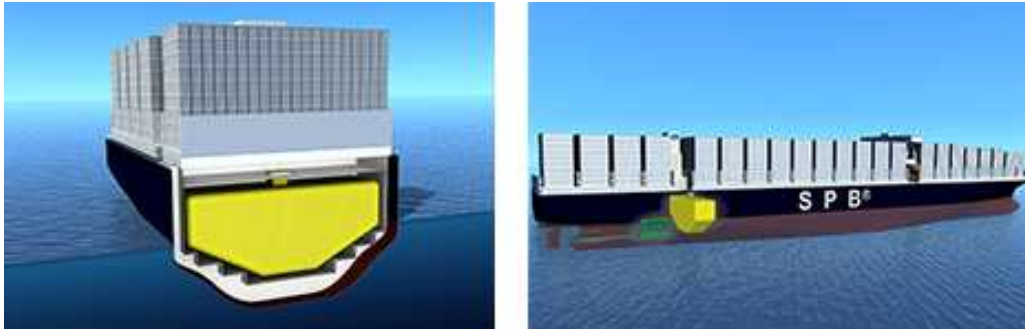


Fig.4.23 LNG Fuelled ship Tank(SPB) ⁵³⁾

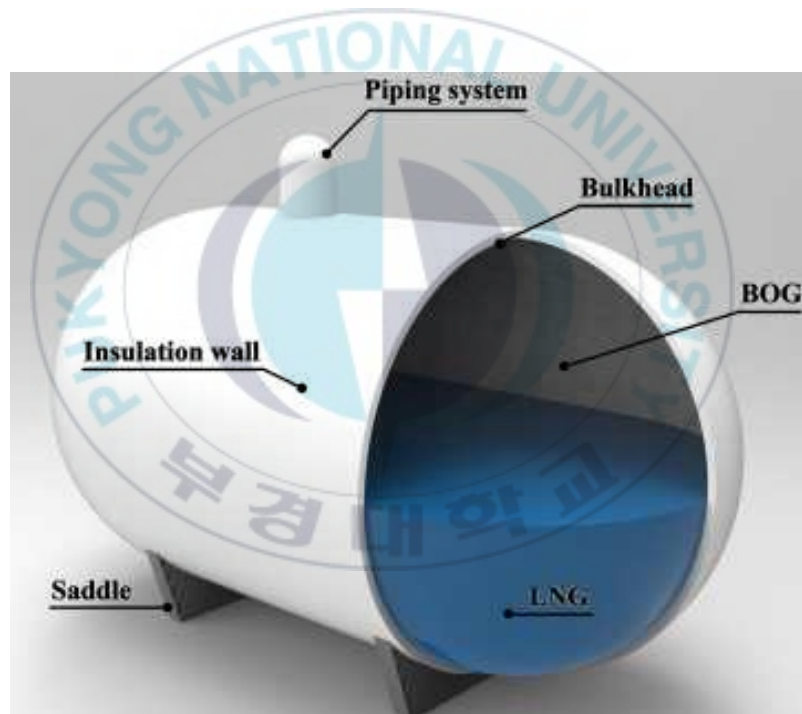


Fig.4.24 LNG Fuelled ship Tank(Type C) ⁵⁴⁾

Table 4.12 Comparison for Type of LNG tank ⁵⁵⁾

Type of Tank	Strengths	Weakness	Remark
Membrane	Low cost Low weight	The maximum drying period. Measures to deal with BOG are needed. sloshing. The space utilization is low. The fuel supply system is complicated.	MK-III, NO96 , KC-1
Type A	Low weight The space utilization is in the middle.	shipbuilding period increased. Tank price in the middle. Measures to deal with boil-off gas (BOG) are needed. The fuel supply system is complicated	It's not applicable
Type B	The space utilization is in the middle. No problem with sloshing. Shipbuilding period is short.	Tank price in the middle. Evaporated gas (BOG) needs treatment measures. The fuel supply system is complicated	SPB
Type C (Cylinder Type)	The drying period is the shortest. Can be installed on top of Deck. No problem with BOG.	Tank price is high. Tank is heavy. Space utilization is also very low when placing tanks on board.	It is suitable for small ship
Type C (Lattice Type)	The drying period is the shortest. Can be installed on top of Deck. High utilization of space. No problem with BOG.	Tank price is the highest. Tank is the heaviest	It is suitable large vessel

현재 대부분의 LNG 연료추진선박의 연료탱크는 Type-C 이며 기존의 LNG 연료추진선박이 대부분 연안을 항해하는 선박으로 Type-C가 적용되었으며, 최근 한국과 호주를 운항하는 대형 벌크선박에도 적용됨에 따라 화물의 손실이 적고 온실가스감축량을 만족하는 정도의 LNG 연료추진선박이 대두되고 있다.

2. 엔진 및 기자재

LNG 연료추진 선박용 엔진은 해외 엔진기술사 중심으로 개발되어 우리나라의 엔진 제조사와의 라이선스 계약을 통하여 생산되고 있다. 해외 엔진기술사마다 가스분사압력, 온도 등의 차이가 있으며, 각기 다른 엔진의 사이클을 사용하면서 엔진의 온실가스 감축량과 구동 조건이 달라지고 있다. 이는 연료공급시스템의 추가 유무로도 이어져 선박 건조 비용과 선박 공간효율과도 연계되어 이어지고 있다.

디젤 사이클을 사용하는 ME-GI 엔진은 고압분사(250 bar) 이상으로 공급하고 있으나, 엔진효율이 우수하며, 최근 문제가 되는 메탄슬립의 문제가 비교적 작은 편이다. 최근에는 저압형태의 ME-GA 엔진을 개발하여 저압과 고압을 동시에 적용할 수 있는 엔진이 개발되고 있다

또한 오토 사이클을 사용하는 X-DF 엔진은 약(10 bar) 내외의 압력을 사용하여 효율은 낮지만 시스템 구성이 용이한 장점을 가지고 있으며, 메탄슬립의 문제점을 가지고 있다. 최근에는 메탄슬립의 문제를 해소하기 위하여 EGR을 적용하여 메탄 슬립의 문제를 해소하며 LNG 연료의 온실가스 감축효과를 향상 시키고 있다.

3. LNG 연료공급 시스템

LNG 연료추진선박은 LNG 연료를 공급하기 위한 LNG 연료공급시스템이 설치되어야하며, 기존 화석연료기반 연료공급시스템과 보다 복잡하고 다양한 기자재가 구성되어져야 한다.

Table 4.13 LNG FGSS Component for Engine type⁵⁶⁾

	ME-GI	DFDE	X-DF
Engine			
Maker	MDT	Rolls-Royce / MDT / Wartsila / Hyma	WinGD
Require Pressure	300 bar	5.5~7 bar	16 bar
Adjusted Cycle	Diesel Cycle	Otto Cycle	Otto Cycle
FGS Component	HP Pump + HP Vaporizer	LP Vaporizer + PBC	LP Booster Pump + LP Vaporizer
Heating Source	Glycol Water (Electric Heating)	Glycol Water (Waste Heat)	Glycol / Oil
Applicable	VLCC, Container, Bulk, PC, Cruise	Car Ferry, RO-RO, RO-PAX, Tug	VLCC, Container, Bulk, PC, Cruise

LNG 연료공급시스템은 엔진의 요구압력에 따라 가스연료공급시스템의 구성을 구분할 수 있다. LNG의 공급압력은 Table 4.13와 같이 300 bar, 16 bar, 5.5 bar로 구분되며 분사시점에 따라 공급압력이 조금씩 차이를 보이게 된다.

디젤사이클의 경우 엔진의 TDC 인근에서 분사를 해야 하기때문에 높은 압력으로 분사가 되어져야함으로 엔진의 압축압력보다 높은 수준과 무화, 관통, 확산의 에너지가 필요함으로 300 bar 내외의 압력을 요구하게 된다. 300 bar를 형성하기 위해서는 액체상태의 가압, 기체상태의 가압 방식으로 나뉘게 되며, 액체상태의 가압은 피스톤 펌프를 통한 가압방식으로써 맥동 현상이 발생하게 되며, 비교적 낮은 전력 소비형태를 가지게 된다. 기체상태의 가압은 압축기를 병렬로 구성하여 300 bar를 형성하게 되며 600배 팽창된 기체상태는 매우 높은 전력소모를 가지게 되는 단점이 있으나 압력의 맥동이 작고, 가스 압력 온도의 제어도 매우 유리하게 되어 안전한 운영이 가능한 방식이다.

오토사이클의 경우 흡기이전 분사를 통하여 낮은 압력의 분사가 가능한 상태로 TDC와 BDC 중간 부분에 있는 Gas admission valve 또는 피스톤 헤드의 밸브의 개폐를 통하여 가스가 분사되게 된다. 이때 예혼합상태로 실린더 내부로 분사되어 TDC에서 폭발하게 된다. 이때 흡기효율을 높이기 위하여 흡기밸브와 배기밸브가 동시에 개방되어진 상태인 Valve Overlap기간으로 인하여 메탄슬립의 문제가 발생되며, 메탄슬립인 저감기술을 발달로 점차 감소되어지고 있다. 따라서 저압 연료공급시스템은 펌프 또는 압축기만으로 구성이 가능하며, Type C 탱크를 16 bar로 유지할 경우 PVU를 사용함만으로도 압력 유지가 가능하여 매우 간단한 시스템이 구성될 수 있다.

4.4.3 LNG 연료의 국내 생산과정에서 발생하는 온실가스 평가

우리나라는 LNG를 100% 수입하고 있어 도입되는 과정에서 발생된 온실가스가 추가되어지게 된다. 우리나라에서 가장 많이 수입하고 있는 카타르에서 국내까지의 수송 과정 중 발생하는 온실가스 배출량은 약 0.22 ~ 0.25 [kgCO₂/kg] 으로써 작은 양이라고 볼 수 있지만 LNG의 도입을 위해서 발생하는 온실가스는 액화, 생산, 및 하역 후 기화, 공급과정에서 추가적인 온실가스가 발생된다.

우리나라는 약 40% 인 14,250,000 ton의 LNG를 카타르에서 수입하고 있으며 항해거리는 약 11,297 km를 기준으로 하였으며, GREET 프로그램을 사용하여 카타르 기준 국내 도입 시까지 발생하는 온실가스 배출량을 추정하였다.

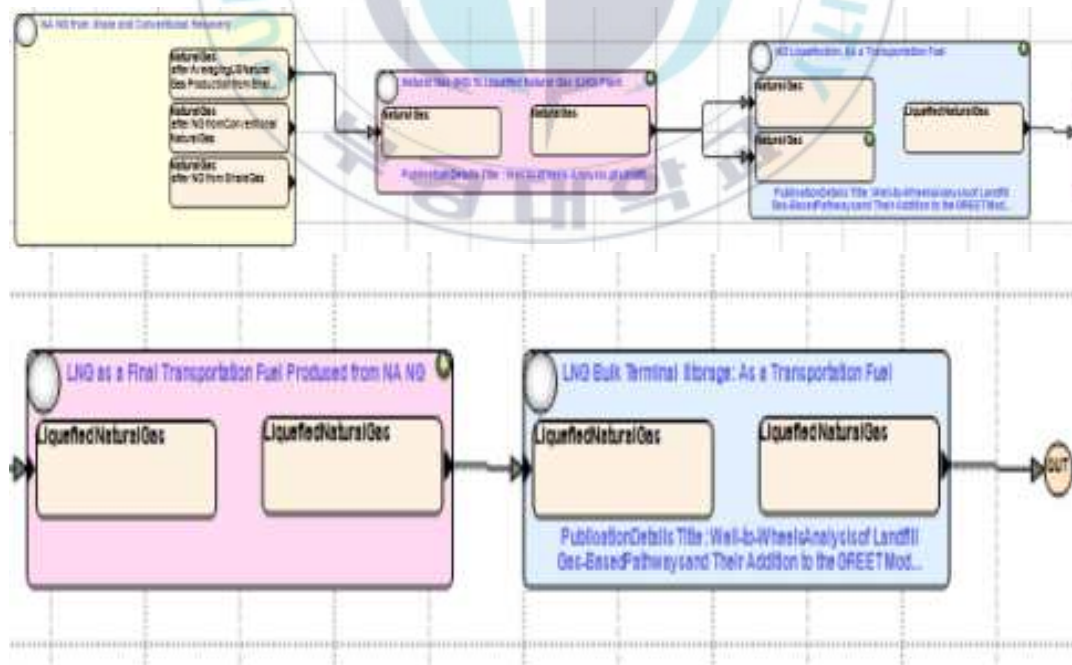


Fig.4.14 LCA model for LNG from Ras Laffan (GREET Program)

국내 LNG를 국내로 도입하기 위하여 소비되는 온실가스량을 GREET 프로그램을 통하여 산출한 결과 0.9448 kgGHG/kg으로 도출되었으며, 국내 도착 후 LNG를 기화시키기 위하여 0.02 kgCO₂/kg의 이산화탄소가 배출됨⁵⁷⁾을 확인 하였다. 따라서 국내에서 사용되는 LNG의 Well to Tank의 온실가스 배출 계수는 0.9468 kgGHG/kg 값을 도출 하였다.

Results for Natural Gas and Flare Gas (Transportation)	
Output: Liquefied Natural Gas	
Per	of Liquefied Natural Gas
1 kg	
Target Year 2020	
▼ Emissions	...
▼ Well to Use	...
▼ Emissions	...
▼ CO2 Total	0.5200 kg
CO2	0.5202 kg
CO2_Biogenic	-2.3037e-4 kg
VOC	0.3543 g
CO	0.8727 g
NOx	1.0272 g
PM10	38.6145 mg
PM2.5	35.6708 mg
SOx	0.5767 g
CH4	14.0063 g
N2O	8.0082 mg
BC	5.4304 mg
POC	18.3430 mg
▼ Groups	...
GHG-100	0.9448 kg

Fig.4.15 LCA result for LNG (GREET Program)

4.5 대체연료의 Tank to Propeller 온실가스 평가 결과

지금까지의 Table 4.14과 같이 선박 온실가스는 선박에서 엔진의 연소를 통하여 발생된 이산화탄소만을 온실가스로 분류하였다. 그러나 선박에서 배출되는 온실가스는 이산화탄소, 메탄, 아산화질소가 있으며, 이는 UNFCCC의 6대 온실가스에 해당하는 물질이지만 국제해사기구의 온실가스 범위에 포함되어져 있지 않는 문제를 가지고 있었다.

Table 4.14 Fuel mass to CO₂ mass conversion factor

Type of fuel	Carbon content	CF (tCO ₂ /tfuel)
Diesel/Gas oil	0.875	3.206000
Light fuel oil	0.86	3.151040
Heavy fuel oil	0.85	3.114400
Liquefied petroleum gas	0.819	3.000000
	0.827	3.030000
Liquefied Natural gas	0.75	2.750000

최근 LNG 연료추진선이 대두되며 선박의 연료로써 LNG의 사용량이 증가함에 따라 LNG 연료의 문제점 중 하나인 메탄슬립 문제가 대두되며 메탄으로 인한 온실가스 문제에 대한 국제적인 문제가 부각되기 시작하였다. 특히 4행정 엔진에서 발생하는 메탄 슬립은 기존의 연료보다 온실가스 배

출량이 많은 문제점을 가지고 있는 연구결과가 발표됨에 따라 메탄의 규제 필요성이 점차 대두되고 있는 실정이다. 특히 IMO 온실가스 감축 초기전략에서는 온실가스 감축 조치 중의 하나로 ‘메탄 및 휘발성 유기화합물의 감축’을 내세우고 있다. 따라서 메탄의 온실가스 배출 문제가 점차 대두되고 있다. 이와 더불어 선박의 대체 연료로 거론되는 연료 중 하나인 암모니아는 질소환경에 노출됨에 따라 GWP 268인 아산화질소의 배출의 위험성이 증가되고 있어 메탄, 아산화질소의 정량적 수치 환산의 필요성이 점차 증가하였다. 이에 유럽에서는 메탄 및 아산화질소의 배출량에 대한 연구를 수행하여 연료별 메탄, 아산화질소, 엔진타입별 메탄슬립에 대한 계수를 도출하였다. 2행정 엔진 중 오토, 디젤 사이클이 적용된 엔진은 메탄슬립량이 다름으로 별도의 온실가스 배출계수를 개발하였으며, 오토사이클을 적용한 4행정 오토사이클 엔진의 메탄슬립 배출량의 기준 값을 개발하였다. 이는 생애주기평가를 통하여 메탄슬립에 대한 규제가 시작됨을 의미하며, 생애주기평가에 기반 할 경우 LNG의 LCA 결과 값에 대하여 주목해야 할 필요성이 있다.

Table 37은 유럽에서 제안한 Tank to Wake 값으로써 제안된 값의 결과를 살펴보면 LNG는 메탄슬립을 반영할 경우 상당히 큰 변화가 발생되며 오토사이클을 적용한 2행정엔진, 4행정 엔진의 경우 온실가스 감축효과가 없거나 크지 않아 연료전환에 따른 대체효과가 매우 미미한 것을 알 수 있다. 위와 같이 Tank to Wake 값을 적용한다면 오토사이클을 적용한 선박의 수요는 급감할 것으로 예상되며, 2행정 디젤 기관의 경우도 예상치 대비 감소폭이 매우 크기 때문에 향후 엔진 지속 사용에 제약이 될 것으로 예상된다.

Table 4.15 Cf Value for Tank to Wake

Fuel Type	Energy Converter Class	Cf CO₂ [gCO ₂ gFuel]	Cf CH₄ [gCH ₄ gFuel]	Cf N₂O [gN ₂ O gFuel]	Cslip As % of the mass of the fuel used by the engine	Total ammount (gCO ₂ eq/gFuel)
HFO	ICE	3.114	0.00005	0.00018	-	3.16349
MDO	ICE	3.206	0.00005	0.00018	-	3.22949
LNG	LNG Otto (4 stroke)	2.75	0	0.00011	3.1	3.64748
	LNG Otto (2 stroke)				1.7	3.25548
	LNG Diesel (2 stroke)				0.2	2.83548
LPG	ICE	3.03 (Butane)	-	-	-	3.03
		3.00 (Propane)				3.00
H ₂	ICE	0	0	0	-	0
	FUEL CELL	0	0	-	-	0
Methanol	ICE	1.375	-	-	-	1.375
NH ₃	NO ENGINE	0	0	-	-	0

유럽에서는 수소, 암모니아는 Tank to Wake 부분에서는 완전한 무탄소 연료로 평가하였다. 그러나 최근 각광을 받고 있는 LNG에 대해서는 메탄슬립의 문제를 심각하게 평가하는 것을 알 수 있다. 4행정 오토사이클 LNG의 경우 전통연료인 HFO보다 온실가스 배출량이 증가하게 되는 것을 볼 수 있다. 이는 Tank to Propeller 평가 시 N_2 , CH_4 를 포함할 경우 LNG 연료는 2행정 이외에는 사용의 의미가 없음을 시사하며, 향후 LNG 연료추진선박의 후처리 장치 또는 Post LNG 연료의 전환이 필요함을 의미한다.

따라서 Tank to Wake 평가결과 수소, 암모니아는 무탄소 연료임이 확인되며, LNG 연료는 기존보다 온실가스 감축효과가 매우 감소함을 알 수 있다.



4.6 대체연료의 Well To Wake 온실가스 배출량

앞 절에서 계산된 암모니아, 수소의 Well to Tank의 온실가스 배출량과 Tank to Wake의 배출량을 합산하여 새로운 Cf 값을 도출하였다.

Well to Wake 값을 계산해본 결과 HFO가 가장 친환경 연료로 평가 받는 아이러니한 결과 값을 얻을 수 있었다. 이는 우리나라에서 수급 받는 LNG 연료의 경우 온실가스 생애주기평가 시 온실가스 감축의 이점이 없어 LNG는 대체연료로써 사용은 어려울 것으로 판단된다. 그러나 연료산지에서 공급받을 경우 약 3.5 gCO₂eq/gFuel의 값을 가지게 되며 HFO 대비 온실가스 저감효가가 향상됨을 알 수 있다. 그러나 HFO의 생애주기값과 약 8%가량의 차이만 발생됨으로 사실상 대체연료로써 평가 받기 어려울 것으로 판단된다.

Table 16은 한국과 EU 기준의 Well to Tank 값의 차이이다. LNG의 경우 수송시 발생하는 온실가스 차이 정도를 보였으나 합성연료인 수소, 암모니아에서는 큰 기술차이를 보이고 있다.

Table 4.16 Comparison for Cf(Well to Tank) Korea with EU

Fuel Type	LCV	Korea CO₂eq WtT [gCO ₂ eq/MJ]	EU CO₂eq WtT [gCO ₂ eq/MJ]
LNG	0.0491	19.2	18.5 (SINTEF) 17.7 (Sphera)
H ₂ (NG Forming)	0.12	144	132
NH ₃ (Habuor bosh)	0.0186	207	121

Table 4.17 Cf Value for Well to Wake

Fuel Type	LCV	CO_{2eq} WtT [gCO _{2eq} /MJ]	Energy Converter Class	CO_{2eq} TtW (gCO _{2eq} /g Fuel)	WtW (gCO _{2eq} /gFuel)
HFO	0.041	13.2	ICE	3.16349	3.70469
LNG	0.0491	19.2	LNG Otto (4 stroke)	3.64748	4.59488
			LNG Otto (2 stroke)	3.25548	4.20288
			LNG Diesel (2 stroke)	2.83548	3.78288
H ₂	0.12	NG Forming	ICE	0	12.3348
		144			
		Electoysis	FUEL CELL	0	25.704
		214.2			
NH ₃	0.0186	Habuor bosh	NO ENGINE	0	3.8548
		207			

우리나라에서 생산되는 수소, 암모니아의 경우 하버보쉬법을 사용한 연료더라도 단위중량당 온실가스 배출량은 낮은 것으로 확인되었다. 그러나 발열량을 포함하여 계산할 경우 생산에 따른 온실가스 배출량은 급격하게 증가될 것으로 예상된다. 발열량에 따른 온실가스 배출량을 평가해 보기위

하여 연료별 저위발열량을 기반으로 1톤의 연료를 기준으로 배출되는 온실가스를 계산해 보았다.

Table 4.18 LCV for Alternative fuel

Type of Fuel	LCV
HFO	0.045 MJ/g
LNG	0.049 MJ/g
H ₂	0.12 MJ/g
NH ₃	0.0186 MJ/g

Table 4.19 LCV for Alternative fuel(based on HFO)

Type of Fuel	MASS gross at (45,000 MJ)
HFO	1 ton
LNG	0.91 ton
H ₂ (gas)	0.37 ton
NH ₃	2.41 ton

Table 4.20 LCV based GHG emission at Well to Wake (based on HFO)

Fuel and Method		Total ammount CO₂eq (gCO ₂ /gFuel)	CO ₂ emission gCO ₂ /gFuel (at 45,000 MJ)
HFO		3.70469	3.70
LNG (2 Stroke diesel)		3.78288	3.47
H ₂ (gas)	NG reforming	12.3348	4.56
	LPG reforming	15.8643	5.86
		15.6035	5.77
	Naphtha reforming	15.6876	5.80
	Electrolysis	25.704	9.5
Ammonia	Habuor bosh	3.8548	20.086

위 표의 결과와 같이 HFO 1톤의 열량을 45,000MJ로 기준하여 온실가스 배출량을 평가해 볼 경우 LNG는 가장 온실가스가 작게 배출되는 연료이며, 암모니아는 가장 높은 수준의 온실가스를 배출하는 것으로 나타났다. 발열량 기준으로 평가시 LNG는 온실가스 효과가 실질적으로 약 10% 가량 발생하는 것으로 평가되며, 수소 암모니아의 경우 온실가스 배출량이 기존연료보다 높은 것을 알 수 있다.

제 5장 LCA 기반 선박 온실가스 배출량

5.1 대상선박의 선정

4장에서는 우리나라에서 대체연료인 수소, 암모니아, LNG를 생산, 공급되는 것을 가정하여 LCA를 수행하였다. 5장에서는 대체연료의 생산방식별 분류체계를 가지고 선박의 온실가스 감축효과에 대하여 분석해보고자 한다. 따라서 운항 중인 선박의 기존연료(HFO)의 연료 사용량을 바탕으로 EEOI 향상지표를 평가해 보고자 한다.

LCA에 기반한 EEOI를 평가하기 위하여 LNG 운반선, 초대형 원유운반선, 제품유 운반선, 3가지 선종의 선정하였다.

1) LNG 운반선(스팀터빈)

Table 5.1 Sample ship(LNG carrier)

Description	Specification	
Dimension	LOA(m)	279
	Breadth(m)	43
	DWT	75,320
	GT	92,866
Main engine	MAKER	Kawasaki (UA-400)
	Power(kW)	29,052
	RPM	90

2) 초대형 원유운반선(디젤엔진)

Table 5.2 Sample ship(VLCC)

Description	Specification	
Dimension	LOA(m)	336
	Breadth(m)	59
	DWT	317,614
	GT	159,530
Main engine	MAKER	MAN B&W (7S60 MC-C)
	Power(kW)	29,346
	RPM	76

3) 제품유 운반선(디젤엔진)

Table 5.3 Sample ship(Product carrier)

Description	Specification	
Dimension	LOA(m)	244
	Breadth(m)	42
	DWT	105,348
	GT	57,773
Main engine	MAKER	MAN B&W (6S60MC-C)
	Power(kW)	13,560
	RPM	105

5.2 생애주기 온실가스 평가기반 탄소배출계수 적용에 따른 변화

EEOI는 2.1.3장에서 언급하였던 것과 같이 선박에너지 효율계획서에 따라 선박의 에너지 소모량을 관리하고 선박의 온실가스 배출량을 모니터링하기 위하여 산술적으로 계산되는 값이다.

EEOI의 기본 식은 아래의 식 5.1 과 같이 간략하게 나타낼 수 있다.

$$EEOI = \frac{Cf \times Fuelconsumption \times Carbonreductionfactor}{Cargo \times distance} \times 10^6 \quad (5.1)$$

1) LNG 운반선(스팀터빈)

연간 항차별 평균 연료 소모량은 HFO 2,811.7 ton 이며, MDO 6.2 ton, LNG 1,817.2 ton으로 집계되었다. 항해 거리는 12,911 mile이며, 화물량은 62,596 Ton으로 집계되었다.

온실가스 배출량을 기존 Cf 값과 LCA를 통하여 산출된 Cf 값을 적용하여 Table 5.4와 같이 온실가스 배출량을 계산하였다.

Table 5.4 Comparison for Conversion factor

Fuel Type	Fuel Consumption	Conventional Cf	Conventional GHG Amount	LCA Cf (WtW)	LCA GHG Amount
HFO	2811.7	3.14	8,829.27	3.16349	8,894.78
MDO	6.2	3.206	19.88	3.22949	20.02
LNG	1817.2	2.75	4,997.3	3.78288	6,874.24
Sum			13,846.45	-	15,789.04

LCA를 Cf를 활용하여 평가할 경우 기존대비 약 13% 차이를 보였으며, LNG를 연료로 사용할 경우 온실가스 배출량의 차이가 매우 커지는 현상을 볼 수 있다.

EEOI 또한 기존 17.13 gCO₂/tonmile 에서 19.39 gCO₂/tonmile 로 증가되는 것을 알 수 있다.

2) 초대형 원유운반선(디젤엔진)

디젤엔진을 주추진기관으로 운항하는 선박으로 연간 항차 평균 HFO 3,296.1 ton, MDO 5.2 ton을 사용하였으며 평균 항해거리는 13,325 nmile, 평균 화물량은 275,251 ton 이다.

온실가스 배출량을 기존 Cf 값과 LCA를 통하여 산출된 Cf 값을 적용하여 온실가스 배출량을 계산하였다.

Table 5.5 Comparison for Conversion factor

Fuel Type	Fuel Consumption	Conventional Cf	Conventional GHG Amount	LCA Cf (WtW)	LCA GHG Amount
HFO	3,296.1	3.14	10,349	3.16349	10,427.17
MDO	5.2	3.206	16.67	3.22949	16.79
Sum			10,365.67	-	10,443.96

LCA를 Cf를 활용할 경우 HFO는 기존대비 약 0.7% 차이를 보였으며, LNG를 연료를 사용할 경우와는 대비되어 화석연료를 사용하는 선박일수록 LCA의 영향을 적게 받는 것으로 확인되었다.

EEOI 또한 기존 2.826 gCO₂/tonmile 에서 2.847 gCO₂/tonmile 로 증가되는 것을 알 수 있다. 기존의 전통연료를 사용하는 선박은 온실가스 배출량 및 EEOI에 큰 변화가 없는 것을 알 수 있다.

3) 제품유 운반선(디젤엔진)

디젤엔진을 주추진기관으로 운항하는 선박으로 연간 항차 평균 HFO 1,216.58 ton, MDO 69.77 ton을 사용하였으며 평균 항해거리는 9,914 nmile, 평균 화물량은 86,826 ton 이다.

온실가스 배출량을 기존 Cf 값과 LCA를 통하여 산출된 Cf 값을 적용하여 온실가스 배출량을 계산하였다.

Table 5.6 Comparison for Conversion factor

Fuel Type	Fuel Consumption	Conventional Cf	Conventional GHG Amount	LCA Cf (WtW)	LCA GHG Amount
HFO	1,216.58	3.14	3,820.06	3.16349	3,848.63
MDO	69.77	3.206	223.68	3.22949	225.32
Sum			4,043.74	-	4,073.95

LCA를 Cf를 활용하여 초대형 원유운반선과 같은 약 0.7% 차이를 보였으며, LNG를 연료를 사용하는 선박과 대비되어 전통연료를 사용하는 선박 일수록 LCA의 영향을 적게 받는 것으로 재차 확인되었다.

EEOI 또한 기존 4.69 gCO₂/tonmile 에서 4.732 gCO₂/tonmile 로 증가되는 것을 알 수 있다. 기존의 전통연료를 사용하는 선박은 온실가스 배출량 및 EEOI에 큰 변화가 없는 것을 알 수 있다.



5.3 연료전환에 따른 Well to Wake 온실가스 배출량 변화

대상선박의 연료를 수소, 암모니아, LNG로 전환을 가정하고, 열량 기준으로 연료사용량을 산정하고 온실가스배출량 및 EEOI를 계산해보고자 한다.

1) LNG 운반선(스팀터빈)

연간 항차별 평균 연료 소모량은 HFO 2,811.7 ton 이며, MDO 6.2 ton, LNG 1817.2 ton으로 집계되었다. 항해 거리는 12,911 mile이며, 화물량은 62,596 ton 으로 집계되었다. 본 선박은 LNG를 연료로 사용하고 있기 때문에, 수소, 암모니아로의 연료전환을 가정하고 4장에서 개발한 Well to Wake LCA Cf 값을 적용하기 위하여 기존 선박의 연료사용량을 발열량 기준으로 식 5.2, 5.3, 5.3 과 같이 환산 하였다.

$$\begin{aligned} 2,811.7 \text{ Ton of HFO} &= 2,811.7 \times 10^6 [\text{g of HFO}] \times 0.0405 [\text{LCV MJ/g}] \\ &= 113,873,850 [\text{MJ}] \end{aligned} \quad (5.2)$$

$$\begin{aligned} 6.2 \text{ Ton of MDO} &= 6.2 \times 10^6 [\text{g of MDO}] \times 0.0427 [\text{LCV MJ/g}] \\ &= 264,740 [\text{MJ}] \end{aligned} \quad (5.3)$$

$$\begin{aligned} 1817.2 \text{ Ton of LNG} &= 1817.2 \times 10^6 [\text{g of LNG}] \times 0.0491 [\text{LCV MJ/g}] \\ &= 89,224,520 [\text{MJ}] \end{aligned} \quad (5.4)$$

위 선박이 사용한 에너지의 총량은 203,363,110 [MJ]이다.

에너지 총량을 기준으로 수소 연료 사용량을 식 5.4와 같이 환산할 경우 약 1694.69 톤의 수소 소모량이 환산되었다.

$$H_2 = 203,363,110 [MJ] / 0.12 [LCV MJ/g] = 1694.69 \text{ ton of } H_2 \text{ (5.5)}$$

LNG에서 개질한 수소를 사용했다고 가정할 경우, 식 5.4와 같이 온실가스 배출량은 20,903 tonCO₂가 배출된다

$$NH_3 = 203,363,110 [MJ] / 0.0186 [LCV MJ/g] = 10,933 \text{ ton of } NH_3 \text{ (5.6)}$$

LNG에서 하버보쉬법 공정을 통하여 생산된 암모니아를 사용했다고 가정할 경우, 온실가스 배출량은 42,146.45 tonCO₂가 배출된다

Table 5.7 GHG emission from alternative fuel

Type of fuel	Fuel amount	GHG amount
Based Fuel (LNG, HFO, MDO)	4,635.1	15,789
H ₂	1694.69	20,903
NH ₃	10,933	42,146

화석 연료에 기반한 수소, 암모니아는 기존 연료보다 온실가스 배출량이 급격하게 증가하는 모습을 보이고 있다.

2) 초대형 원유운반선(디젤엔진)

디젤엔진을 주추진기관으로 운항하는 선박으로 연간 항차 평균 HFO 3296.1 ton, MDO 5.2 ton을 사용하였으며 평균 항해거리는 13,325 nmile, 평균 화물량은 275,251 ton 이다. 본 선박은 디젤을 연료로 사용하고 있기 때문에, 수소, 암모니아, LNG 연료로의 전환을 가정하고 4장에서 개발한 Well to Wake LCA Cf 값을 적용하기 위하여 식 5.7, 5.8 과 같이 발열량을 환산 하였다.

$$\begin{aligned} 3296.1 \text{ Ton of HFO} &= 3296.1 \times 10^6 [\text{g of HFO}] \times 0.0405 [\text{LCV MJ/g}] \\ &= 133,492,050 [\text{MJ}] \end{aligned} \quad (5.7)$$

$$\begin{aligned} 5.2 \text{ Ton of MDO} &= 5.2 \times 10^6 [\text{g of MDO}] \times 0.0427 [\text{LCV MJ/g}] \\ &= 222,040 [\text{MJ}] \end{aligned} \quad (5.8)$$

위 선박이 사용한 에너지의 총량은 133,714,090 [MJ]이다. 에너지 총량을 기반으로 식 5.9와 같이 수소의 사용량으로 환산하였다. LNG에서 개질한 수소를 사용했다고 가정할 경우, 온실가스 배출량은 13,739 tonCO₂가 배출된다.

$$H_2 = 133,714,090 [\text{MJ}] / 0.12 [\text{LCV MJ/g}] = 1,114.28 \text{ ton of } H_2 \quad (5.9)$$

LNG에서 하버보쉬법 공정을 통하여 생산된 암모니아를 사용했다고 가정할 경우, 식 5.10과 같이 온실가스 배출량은 27,677.37 tonCO₂가 배출된다.

$$NH_3 = 133,714,090 [\text{MJ}] / 0.0186 [\text{LCV MJ/g}] = 7,188.92 \text{ ton of } NH_3 \quad (5.10)$$

식5.11을 사용하여 LNG의 발열량을 계산하고 LNG엔진 중 4행정 오토사이클을 사용하는 경우 12,128.78 tonCO₂, 2행정 오토사이클의 경우 11,101.04 tonCO₂, 2행정 디젤사이클의 경우 9,999.87 tonCO₂를 배출하는 것으로 환산 된다.

$$LNG = 133,714,090 [MJ] / 0.0491 [LCV MJ/g] = 2,723.30 \text{ ton of LNG (5.11)}$$

Table 5.8 GHG emission from alternative fuel

Type of fuel	Fuel amount	GHG amount
Conventional Oil	3296.1	10,427.17
H ₂	1694.69	20,903
NH ₃	10,933	42,146
LNG Otto (4 stroke)	2,723.30	12,128.78
LNG Otto (2 stroke)	2,723.30	11,101.04
LNG Diesel (2 stroke)	2,723.30	9999.87

화석 연료에 기반한 수소, 암모니아는 기존 연료보다 온실가스 배출량이 급격하게 증가하는 모습을 보이고 있으며 LNG 엔진의 경우 2행정 디젤 사이클을 사용할 경우에만 온실가스 감축이 되는 것으로 파악된다.

3) 제품유 운반선(디젤엔진)

디젤엔진을 주 추진기관으로 운항하는 선박으로 연간 항차 평균 HFO 1,216.58 ton, MDO 69.77 ton을 사용하였으며 평균 항해거리는 9,914 nmile, 평균 화물량은 86,826 ton 이다. 본 선박은 디젤을 연료로 사용하고 있기 때문에, 수소, 암모니아, LNG 연료로의 전환을 가정하고 4장에서 개발한 Well to Wake LCA Cf 값을 적용하기 위하여 식 5.12, 5.13 과 같이 발열량을 환산하였다..

$$\begin{aligned} 1,216.58 \text{ ton of HFO} &= 1,216.58 \times 10^6 [\text{g of HFO}] \times 0.0405 [\text{LCV MJ/g}] \\ &= 49,271,490 [\text{MJ}] \end{aligned} \quad (5.12)$$

$$\begin{aligned} 69.77 \text{ ton of MDO} &= 69.77 \times 10^6 [\text{g of MDO}] \times 0.0427 [\text{LCV MJ/g}] \\ &= 2,979,179 [\text{MJ}] \end{aligned} \quad (5.13)$$

위 선박이 사용한 에너지의 총량은 52,250,669 [MJ]이므로 식 5.14를 사용하여 수소 연료 사용량으로 환산하였다.

$$H_2 = 52,250,669 [\text{MJ}] / 0.12 [\text{LCV MJ/g}] = 435.42 \text{ ton of } H_2 \quad (5.14)$$

LNG에서 개질한 수소를 사용했다고 가정할 경우, 식 5.15와 같이 온실가스 배출량은 5,370.84 tonCO₂가 배출된다

$$NH_3 = 52,250,669 [MJ] / 0.0186 [LCV MJ/g] = 2809.17 \text{ ton of } NH_3 \text{ (5.15)}$$

LNG에서 하버보쉬법 공정을 통하여 생산된 암모니아를 사용했다고 가정할 경우, 식 5.16과 같이 온실가스 배출량은 10,828.81 tonCO₂가 배출된다.

LNG엔진 중 4행정 오토사이클을 사용하는 경우 4,739.497 tonCO₂, 2행정 오토사이클의 경우 4,337.61 tonCO₂, 2행정 디젤사이클의 경우 3,907.34 tonCO₂를 배출하는 것으로 환산 된다.

$$LNG = 52,250,669 [MJ] / 0.0491 [LCV MJ/g] = 1,064.1 \text{ ton of } LNG \text{ (5.16)}$$

Table 5.9 GHG emission from alternative fuel

Type of fuel	Fuel amount	GHG amount
Conventional Oil	1,289.35	4,073.95
H ₂	435.42	5,370.84
NH ₃	2809.17	10,828.81
LNG Otto (4 stroke)	1,064.1	4,739.49
LNG Otto (2 stroke)	1,064.1	4,337.61
LNG Diesel (2 stroke)	1,064.1	3,907.34

화석 연료에 기반한 수소, 암모니아는 기존 연료보다 온실가스 배출량이 급격하게 증가하는 모습을 보이고 있으며 LNG 엔진의 경우 2행정 디젤 사이클을 사용할 경우에만 온실가스 감축이 되는 것으로 파악된다.



제 6 장 결 론

국제적인 지구 온난화를 방지하고, 저탄소, 무탄소 사회를 구현하기 위한 노력 중 하나로 국제 항해를 하는 선박의 온실가스 감축을 위한 연료의 생애주기평가를 수행하고, 우리나라에서 생산되는 대체 연료인 수소, 암모니아의 생산 방법에 따라 Well to Tank 기준의 연료의 탄소배출계수를 도출하였다. 탄소배출계수를 도출하기 위하여 미국 에너지부 산하 Argonne 연구소에서 개발한 GREET 프로그램을 사용하여 연료의 산지부터 국내 도입까지의 모델링을 구현하고 온실가스 배출량을 도출하였으며, Tank to Wake는 해외의 배출계수 연구 값을 활용하여 선박 연료의 전주기 탄소배출 계수를 개발하였고, 실선해 적용할 경우 다음과 같은 영향이 있음을 확인하였다.

- 1) 화석연료 기반에서 생성된 수소, 암모니아 연료는 기존연료인 HFO, LNG 보다 높은 온실가스 배출을 야기한다.
- 2) 수전해, 전기분해 등을 통한 수소, 암모니아 생산의 경우 신재생에너지를 사용할 경우 온실가스 배출은 0에 가까워 질 수 있다.
- 3) 우리나라에서 사용되는 LNG는 이송에 따른 온실가스 배출량 증가로 인하여 산지보다 생애주기 평가 결과 온실가스 배출계수가 증가한다.
- 4) LCA를 적용할 경우 LNG 연료는 약 7%, HFO, MDO 등 전통연료는 0.7% 가량 온실가스 배출량 증가가 발생하게 되며, 향후 규제에 등장

할 EEXI 및 CII에 불리해 질 수 있다.

- 5) 산유국인 해외에서 도입되는 HFO, LNG 등 화석연료는 이송, 하역, 국내이송 등에서 발생된 온실가스로 인하여 산지보다 온실가스 배출량이 증가된다

선박 대체연료의 생산, 이송, 하역 등의 전과정을 모델링하여 분석한 결과 우리나라는 해외보다 기존 및 대체연료 모두 온실가스 배출량이 증가되는 문제점이 파악이 되었다. 현재 2050년까지 온실가스 Net-Zero 목표를 달성하기 위해서는 선박의 연료전환이 필수적이며, 본 논문의 연구 결과와 같이 생산과정에서 온실가스를 감축하는 기술이 절대적으로 중요한 것을 알 수 있다.

따라서 본 연구결과를 바탕으로 생애주기 기반 선박 연료유 온실가스 배출 계수를 값의 향상을 위한 기술개발이 반드시 필요하며, 향후 대체 연료의 사용에 따른 Tank to Wake 값과 실시간 온실가스 배출량 계측을 통한 배출계수의 개발이 추가로 필요할 것으로 생각한다.

참고문헌

- [1] Sveinung Ofedal. 2020, The IMO Strategy - Reconciling different views and interests, pp.12
- [2] IMO Marine Envrioemt Protection Committee Document 72/7/3, Analysis of GHG emissions reduction targets for international shipping
- [3] INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION ISWG-GHG 7/2/7 Draft guidelines associated with draft amendments to MARPOL Annex VI to incorporate the goal-based energy efficiency improvement measure utilizing Energy Efficiency Existing Ship Index (EEXI)
- [4] 선박기인 온실가스 배출에 대한 IMO의 규제와 이행방향, 한국항해항만학회지, 제35권 제5호, pp. 371~380, 2011 (ISSN-1598-5725) Journal of Navigation and Port Research, 이윤철, 두현욱
- [5] 선박기인 CO2 저감을 위한 에너지효율 운항지표에 관한 연구, 한국마린엔지니어링학회지 제35권 제8호, pp. 1035~1040, 2011. 11(ISSN 1226-9549), 최재성, 노범석

- [6] Study on Policy Directions for Responding IMO's Regulation on GHG Emission, KOREA MARITIME INSTITUTE, 2020.12. Han seon Park, Boram Kim, S.W Park
- [7] 관계부처 합동 2030 한국형 친환경 선박 추진전략, 제 1차 친환경 선박 개발 보급기본계획
- [8] INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION MEPC/Circ.471, Interim guidelines for voluntary ship CO2 emission indexing for use in Trial 2005.07.29.
- [9] INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION MEPC/Circ.684, GUIDELINES FOR VOLUNTARY USE OF THE SHIP ENERGY EFFICIENCY OPERATIONAL INDICATOR (EEOI), 2009.08.17.
- [10] IMO의 선박기인 CO2 배출 규제 동향 및 고찰, Journal of the Korean Society for Marine Environmental Engineering, Vol. 14, No. 1. pp. 65-71, February 2011, 정노택
- [11] 기후변화와 선박에너지효율, 김성현, 대한조선학회지, BSNAK, Vol.53 No.1 2016.03
- [12] 친환경선박 전환 정책 동향과 향후 과제, 에너지 포커스 2018 봄호, 김태일

- [13] INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION ISWG-GHG 7/2/7 Draft guidelines associated with draft amendments to MARPOL Annex VI to incorporate the goal-based energy efficiency improvement measure utilizing Energy Efficiency Existing Ship Index (EEXI)
- [14] Potential CO2 reductions under the Energy Efficiency Existing Ship Index, Dan Rutherford, Ph.D., Xiaoli Mao, and Bryan Comer, Ph.D.2021.11
- [15] Engine power limitation (EPL) for GHG rating, Mitsui E&S Machinery Co. 2019. 5.22
- [16] <https://www.dnv.com/maritime/insights/topics/CII-carbon-intensity-indicator/implementation.html>. 2021.10.08
- [17] Guideline for Carbon Intensity Index, Korean Register, 2021.10
- [18] INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION MEPC.304(72), Initial IMO GHG reduction Strategy 2018.04.13
- [19] INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION ISWG-GHG 3/2/1 Norway, Emission reduction potential towards 2050 and determining levels of ambition

- [20] INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION ISWG-GHG 4/2
Norway, Prioritized candidate measures and follow-up actions
towards 2023
- [21] 국가 전력 발전원에 대한 전과정 평가연구 석사학위논문, 건국대학교
대학원 신소재공학과 손민정, 2012.2월
- [22] International Standard Organization (ISO). ISO 14040: Environmental
Management - Life Cycle Assessment - Principles and
Framework; International Standard Organization (ISO): London, UK,
2006.
- [23] 법제처, 환경친화적 선박 보급확산에 관한 법률, 제 2조 3호, 2021.10.31.
- [24] Technical information for Ammonia fuelled vessel, Korea Register,
2021.01.31
- [25] IGC Code(The International Code of the Construction and Equipment
of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk)
- [26] Technical information for future marine fuel, Korea register,
2021.01.31
- [27] Main data from IPCC, SAR, WG 1, Table 2.9 p121

- [28] INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION ISWG-GHG
9/2/2 Lifecycle Assessment Framework, IPEICA AND SGMF
- [29] Intergovernment Panel of Climate Change REPORT Annual Report 5
- [30] 전력거래소 홈페이지, <https://www.kpx.or.kr/www/contents.do?key=222>
2021.10.25.
- [31] Is carbon capture on ships feasible, A report from the oil and gas
climate initiative Nov.2021
- [32] 수소의 안전대책 및 물성에 관한 연구, 한국에너지기술연구소, 1992.08
- [33] 수소연료전지선박 개요 및 기술개발 동향 소개, 이체명 외, 대한
조선학회지 56(1), 2019.3
- [34] 수소선박 개발 현황 및 향후 발전방안 - 경남지역을 중심으로
한국은행 경남본부 2021-01
- [36] https://eiec.kdi.re.kr/publish/naraView.do?fcode=00002000040000100009&cidx=13333&sel_year=2021&sel_month=0558), 2021.11.05
- [37] 메탄올의 전기적 산화 작용에 의한 구리 전극의 수소생성연구,
KOSEN REPORT, 전영민, 2018.11.05

- [38] TOYOTA MOTOR CORPORATION, Well-to-Wheel Analysis of Greenhouses Gas Emissions of Automotive Fuels in the Japanese Context, (2004)
- [39] Life cycle assessment of Hydrogen production via Natural gas steam reforming, National renewable energy laboratory, Spath, P. and M.K Mann(2001)
- [40] 2017 한국가스공사 온실가스 배출 실적 및 천연가스 판매실적, 한국가스공사, 2018.03
- [41] Analysis of CO₂ Emission Depending on Hydrogen Production Methods in Korea, Ja-Ryoung Han, Journal of the Korean Institute of Gas
- [42] 국가 온실가스 배출 흡수계수, 환경부 2018
- [43] 가스공사 수소사업추진전략, 최양미, 한국연소학회 제 58회 춘계 학술대회, 2019.05
- [44] Ship operation using LPG and Ammonia as fuel on Man ES dual fuel ME-LGIP engines, Rene Sejer Laursen
- [45] C. Smith, A. Hill, L. Torrente-Murciano, Current and future role of Haber-Bosch ammonia in a carbon-free energy landscape, Energ.

Environ. Sci.,13 (2020) 331-344.

[46] R. Lan, J. Irvine, S. Tao, Synthesis of ammonia directly from air and water at ambient temperature and pressure, Sci. Rep-UK, 3 (2013) 1145.

[47] 한국가스공사 홈페이지(www.kogas.or.kr), 순수가스의 물리 화학적 성질, [Accessed 11 March 2016]

[48] 한국에너지공단 홈페이지(www.kemco.or.kr), 에너지 통계, [Accessed 17 March 2016]

[49] 박찬샘, 2009, 동적 모사를 통한 액화천연가스 터미널의 재순환 유량 개선, 석사학위논문. 서울:서울대학교,

[50] <https://sea-man.org/lng-quality.html>, 2021.10.15.

[51] Methane number testing of alternative gaseous fuels, Author links open overlay panelMartinMalenshekDaniel B.Olsen,Fuel,Volume 88, Issue 4, April 2009, Pages 650-656

[52] Methane number testing of alternative gaseous fuels, Author links open overlay panelMartinMalenshekDaniel B.Olsen,Fuel,Volume 88, Issue 4, April 2009, Pages 650-656

- [53] https://www.jmuc.co.jp/en/products/spb_system/, 2021.10.05.
- [54] An approach to estimating the boil-off rate of LNG in type C independent tank for floating storage and regasification unit under different filling ratio, YanLinabChaoYeaYan-yunYuaShi-weiBia, Applied Thermal Engineering, Volume 135, 5 May 2018, Pages 463-471
- [55] LNG 연료 추진선 및 병커링 기술동향 : 국내 중소 조선업계를 중심으로, 윤정배, 2019.10.10., 기업은행
- [56] 액화천연가스 고압 연료공급시스템의 운전특성에 관한 연구, 한국 해양대학교, 공학석사논문 2017.02 천정민
- [57] 2017 한국가스공사 온실가스 배출 실적 및 천연가스 판매실적