

한·일 LNG의 LCI(CO₂)비교, 분석

위영철, 윤성이*, 강 헌

(수원대학교 환경공학과, 동국대학교 생명자원 경제학과)

Life Cycle Inventory Analysis of LNG(Korea and Japan)

Wie, YoungChul · Yoon, SungYee* · Kang, Hun

(The University of suwon, The University of Dongguk)

ABSTRACT

The Green-House Effect stands out in bold relief as an essential issue in the world's society. The produced quantity of green house gas (GHS) by using fossil fuels has taken a big portion of Green-House Effect.

This research computes carbon emission rates with a standard of grass heating values through a life cycle inventory analysis of LNG, which is a clean energy in fossil fuels and the rate of consumption is increasing, from production to consumption, and is compared with a situation in Japan. Also this research can help work out countermeasures in relation to UNFCC and also can help research life cycle assessments in connected areas by using a basic material

Key words : LCA, LCI, Green-house effect, Natural Gas, Carbon Emission Rate

요 약 문

지구온난화는 국제 사회에서 큰 문제로 대두되어 있다. 특히 화석연료의 사용으로 인한 온실가스 발생량은 지구온난화의 영향에 가장 큰 비중을 차지하고 있다. 본 연구는 화석연료 중 청정연료로 소비량이 증가하고 있는 액화천연가스의 생산에서 소비까지의 전과정목록분석을 통하여 발열량 기준으로 탄소배출량을 산정 하였으며 일본의 경우와 비교하였다. 또한 본 연구의 결과는 최근 기후변화 협약과 관련하여 Registry 등 각종 대응책마련과 다른 분야의 전과정평가를 연구하는데 기초자료로 활용될 수 있을 것으로 판단된다.

주제어 : 전과정평가, 전과정목록분석, 지구 온난화, 액화천연가스, 탄소배출량

I. 서 론

오늘날 환경문제는 국지적인 문제가 아니라 전 세계적인 문제로 인식되고 있으며 UN, OECD, ISO 등 국제 기구를 중심으로 한 선진국의 규제가 강화되고 있으며 지구 환경문제에 대한 개도국의 동참을 강요하고 있다. '92년 6월 브라질의 리우환경회의에서 지구온난화에 따른 이상 기후현상을 예방하기 위한 목적으로 UN기후변화협약(UNFCC: United

Nations Framework Convention on Climate Change)이 채택되었으며, '97년 12월에 일본 교토에서 개최된 제3차 당사국총회(COP3)에서는 2000년 이후 선진국의 감축 목표를 주요 내용으로 하는 교토의정서가 채택되었다. 우리나라는 Non Annex I 국가로 분류되어 국가보고서 제출 등 일반적 의무만 수행하면 된다. 그러나 OECD 가입이후 미국, 일본 등 선진국들은 자발적으로 Annex I 국가와 같이 온실가스를 감축하는 의무를 부담하여 줄 것을 요구하고 있다.¹⁾

지구온난화를 유발시키는 온실가스의 대부분이 석유, 석탄 등 화석연료의 연소에서 발생되고 있으나 현재 우리나라에서는 화석에너지에 대한 온실가스의 배출원단위에 대한 연구가 미비한 편이다. 본 연구에서는 화석연료 중 LNG에 대해 채굴 및 액화, 수송, 생산, 연소 등의 라이프사이클 전과정에 걸쳐 전과정 목록분석을 수행하여 고위발열량, 저위발열량 각각의 기준으로 각 단계별 탄소배출 원단위와 최종소비량을 기준으로 최종소비의 탄소배출 원단위를 작성하였으며 일본의 LNG 목록분석결과와 비교하였다.

II. LNG 환경부하량 산정

1. 연구범위 및 방법

1) 연구범위

우리나라에 공급되는 LNG는 해외의 가스전에서 채굴한 천연가스(NG, Natural Gas)를 액화기지에서 액화시킨 후 LNG 전용수송선을 사용하여 우리나라의 인천, 평택 생산기지로 공급하고 있다. 생산기지에서는 액화천연가스(LNG)를 다시 기체상태로 기화(천연가스, NG)시켜 관로를 이용하여 소비자에게 공급되고 있다(Fig 1.). 본 연구에서는 채굴 및 액화, 수송, 생산, 연소의 라이프사이클 전체를 연구범위로 전과정목록분석을 수행하였다.

2) 연구 방법

본 연구에서는 LNG 라이프사이클 각 단계의 국내 Data를 수집하여 고위발열량, 저위발열량을 기준으로 '99년 1년 동안 우리나라에서 소비된 LNG량에 대하여 탄소배출원단위(g-C/Mcal)를 산정하였다

Table. 1 The present condition of supplied LNG

| 구 분 | '99년 실적(Ton) |
|-----------|---------------|
| 선 적 량 | 13,047,470.12 |
| 하 역 량 | 12,789,202.09 |
| 판 매 량 | 12,654,874.19 |
| 자체소비 및 기타 | 111,097.57 |
| 재 고 량 | 23,230.33 |

(Table. 1). 그러나 액화 및 채굴단계의 Data는 자료수집의 어려움으로 인하여 일본이 수행한 현지조사의 Data를 사용하였다.

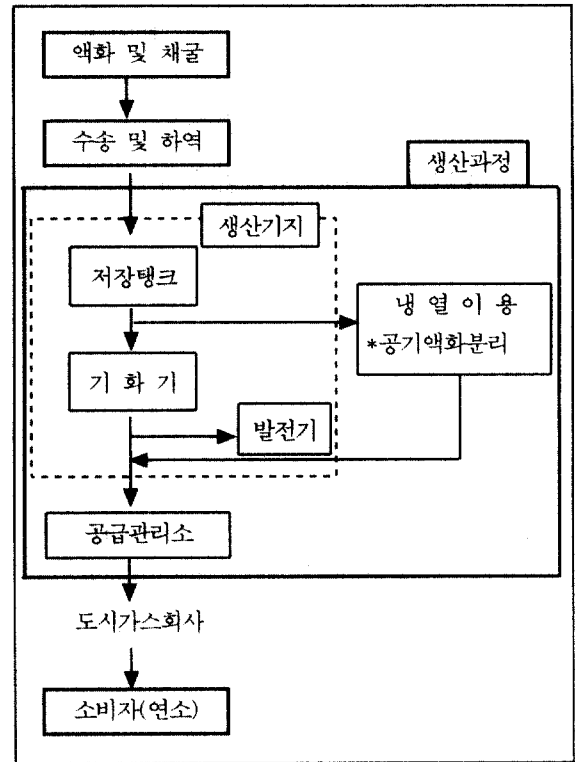


Fig. 1. Life-cycle of LNG productions

3) 가정 및 제한사항

① LNG는 산지 및 온도, 압력에 따라 물성 및 발열량이 달라지게 된다. 한국가스공사에서는 고위발열량 기준으로 10500kcal/Nm^3 을 LNG공급목표로 하고 있는데 본 연구에서는 평균 LNG의 조성과 그에 해당하는 발열량 10513.15kcal/Nm^3 을 공급되는 LNG의 조성 및 발열량으로 가정하였으며 수송 및 저장탱크에서 발생하는 BOG(Boil Off Gas)의 조성은 '99년 평균조성을 적용하였다(Table. 2).²⁾

② 냉열이용시설에 대한 탄소삭감분은 냉열이용에 사용된 LNG의 액체에서 기체로의 상 변화 에너지를 기준으로 산정하였다.

③ LNG 라이프사이클 중 액화 및 채굴단계에서의 원단위는 일본이 수행한 현지조사 Data를 사용하였다.³⁾⁴⁾

④ 생산기지설비, 관로, 선박 등의 사용으로 인한 설비부분의 탄소배출원단위는 고려하지 않았다.

⑤ 투입물 중 전력 및 에너지 투입량만을 고려하였으며 다른 보조물질 사용에 대해서는 보조물질로 인한 직접적인 CO₂ 배출량이 없었기 때문에 고려하지 않았다.

⑥ LNG의 연소는 보일러의 종류 및 연소시 조건에 따라 오염물질의 양이 달라지게 되므로 LNG 각 성분별 완전연소를 가정하여 연소로 인한 탄소배출량을 산정하였다.

⑦ 투입에너지(B-C, Diesel)에 따른 탄소배출량은 IPCC 탄소배출환산계수를 사용하였다.⁵⁾

⑧ 전력 사용에 대한 탄소배출원단위는 0.115t-C/Mcal를 사용하였다.⁶⁾

2. 전과정목록분석

1) 액화 및 채굴단계

액화 및 채굴단계는 해외가스전 및 액화기지에서 이루어져 Data 수집의 어려움으로 인해 우리나라와 수입산지가 비슷한 일본이 수행한 현지조사 Data를 사용하였다. 본 논문에서 적용한 탄소배출원단위는 고위발열량 기준으로 채굴이 1.05g-C/Mcal, 액화단

계가 9.15g-C/Mcal이며 저위발열량 기준으로 채굴이 1.17g-C/Mcal, 액화단계가 10.17g-C/Mcal의 원단위를 적용하였다.³⁾⁴⁾

2) 수송단계

LNG의 수송은 액화기지에서 전용수송선을 이용하여 국내생산기지로 도입하게 된다. 수송에 사용되는 에너지는 B-C유와 수송 중 발생하는 LNG의 BOG를 수송에너지로 사용하고 있다. LNG선에서 생산기지의 저장탱크로 하역시키는 에너지로 경유를 사용하고 있으며 연료의 연소가 선상에서 이루어지고 있어 수송부분으로 포함시켜 수송단계의 탄소배출계수를 산정 하였다. 수송시 소비되는 에너지는 적재량, 엔진효율, 항해속도 등에 따라 바뀌게 되므로 본 연구에서 적용한 수송부분의 Data는 '99년 LNG 수송을 담당한 3개회사⁷⁾의 B-C유와 BOG 사용량, 총 수송량, 수송거리 그리고 하역에너지를 모두 조사하여 LNG 1톤을 1km 수송하는데 배출되는 탄소배출량(g-C/t.km)을 산출하였다(Table. 3). 이를 다시 '99년 소비된 LNG의 발열량으로 환산하면 고위발열량 기준으로 1.57 g-C/Mcal, 저위발열량 기준으로 1.73g-C/Mcal로 조사되었다.

Table. 2. Composition of LNG and BOG

| 성분 | 화학식 | LNG (Mole %) | BOG (Mole %) |
|------------------------------|--------------------------------|--------------|--------------|
| 메탄 | CH ₄ | 89.26 | 98.57 |
| 에탄 | C ₂ H ₆ | 8.64 | 0.34 |
| 프로판 | C ₃ H ₈ | 1.44 | 0.07 |
| i-부탄 | C ₄ H ₁₀ | 0.35 | 0.02 |
| n-부탄 | C ₄ H ₁₀ | 0.27 | 0.01 |
| i-펜탄 | C ₅ H ₁₂ | 0.02 | 0.00 |
| n-펜탄 | C ₅ H ₁₂ | 0.02 | 0.00 |
| 질소 | N ₂ | 0.00 | 0.99 |
| Total | | 100 | 100 |
| 밀도(kg/Nm ³) | | 0.803 | 0.726 |
| 고위발열량(kcal/Nm ³) | | 10,513.15 | 9486.39 |
| 저위발열량(kcal/Nm ³) | | 9498.97 | 8543.74 |

Table. 3. Fuel consumptions in LNG transports

| 항목 | 정량 |
|--------------------------------------|------------|
| LNG 수송량 [Ton] | 12,789,202 |
| B-C유 소비 [Ton] | 81,613 |
| BOG 소비량 [Ton] | 258,268 |
| 경유 소비량 [Ton] | 918,940 |
| 수송거리(왕복) [km] | 825,361 |
| CO ₂ 배출원단위 [g-C/(t · km)] | 0.025 |

3) 생산단계

LNG의 생산단계는 수송해온 LNG를 저장탱크에 저장 후 기화시켜 관로를 통해 소비자에게 공급하는 과정으로 인천·평택생산기지, 공급관리소, 도시가스 회사를 거쳐 소비자에게 도달하여 연소하게 된다. 본 연구에서는 인천, 평택 각각의 생산기지 시설과 인천 생산기지내의 자체발전 시설, 평택생산기지 인근의

Table. 4. Inventory Analysis of Pyongtaek LNG Terminal and Incheon LNG Terminal

| | Data 범주 | 물 질 명 | 단 위 | 인천생산기지 | 평택생산기지 | 총 합 | |
|--------|---------|----------------|----------------|--------|-------------|-------------|------------|
| 공정 투입물 | 원료물질 | LNG | Ton | 5,309 | 7,480 | 12,789,202 | |
| | 보조물질 | N ₂ | Ton | 759 | 668 | 1,427 | |
| | | HCl | M ³ | 31.200 | 2.000 | 33.200 | |
| | | NaOH | M ³ | 64.000 | 2.000 | 66.000 | |
| | | pH조절제 | ℓ | - | 560 | 560.000 | |
| | Utility | 전력 | | | 115,089 | 136,092 | 251,181 |
| | | 한전전력 | MWh | | 42,764 | 136,092 | 178,856 |
| | | 자체발전 | MWh | | 72,325 | - | 72,325 |
| | | 경유 | kℓ | | 6.698 | 4.031 | 10.729 |
| | | 공업용수 | Ton | | 89,831 | 59,206 | 149,037 |
| | | 해수(기화용) | Ton | | 252,917,600 | 356,254,000 | 609,441 |
| | | FG | Ton | | 32,725 | 1,297 | 34,022 |
| | 공정 산출물 | 산 출 물 | NG | Ton | 5,305 | 7,400 | 12,705,042 |
| 수계 배출물 | | BOD | kg/day | 1.291 | - | 1.291 | |
| | | COD | kg/day | 0.230 | - | 0.230 | |
| | | SS | kg/day | 1.716 | - | 1.716 | |
| | | N-Hexane | kg/day | 0.058 | - | 0.058 | |
| 대기 배출물 | | CO | ppm | 5.01 | - | 5.010 | |
| | | NOx | ppm | 9.01 | - | 9.010 | |
| 고형 폐기물 | | 폐유 | Ton | 3.810 | 2.8 | 6.610 | |
| | | 폐합성섬유 | Ton | 4.000 | - | 6.800 | |
| | | 폐수처리오니 | Ton | 16.830 | - | 16.830 | |
| | | 폐합성수지 | Ton | 6.000 | - | 6.000 | |
| | | 폐페인트 | Ton | 0.100 | - | 0.100 | |

냉열 이용회사의 '99년 Data를 이용하여 생산단계의 원단위(g-C/Mcal)를 산정하였다. 그러나 도시가스 회사에서는 LNG를 소비자에게 공급 시 LNG에 직접적인 에너지 투입물이 없어 고려하지 않았다.

① 생산기지

생산기지에서는 해외의 액화지에서 수송해온 LNG를 기화시켜 기체상태로 관로를 통해 공급하는 시설이다. 생산기지의 목록분석 결과 Table. 4와 같이 에너지 이외에 염산, 부취제 등의 보조물질이 있으나 보조물질로 인한 직접적인 CO₂발생량이 없어, 본 연구에서는 에너지 이외에 보조물질은 고려하지 않았다. 생산기지에서의 탄소배출원단위는 자체발전

에 의한 탄소 배출량을 포함하여 생산기지 송출량 기준으로 5.74 kg-C/ton으로 조사되었으며 '99년 소비된 LNG의 고위발열량, 저위발열량을 기준으로 0.440 g-C/Mcal, 0.487 g-C/Mcal로 조사되었다.

② 자체 발전시설

자체발전시설은 인천생산기지에 위치하고 있으며 인천생산기지 소요전력의 약 60%정도를 자체발전으로 충당하고 있다. 자체발전시설의 에너지원으로 생산기지내의 천연가스를 사용하고 있다. 자체발전시설의 목록분석결과 발전 원단위는 0.148 t-C/MWh로 한전의 발전 원단위 0.115 t-C/MWh보다 높게 조사되었다.

③ 냉열이용시설

일본의 경우 LNG가 기화될 때 발생하는 냉열을 이용하여 공기액화분리, 냉열 발전 등에 이용하고 있으나 우리나라에서는 평택생산기지의 인근에 위치한 회사에서 공기를 액화 분리하여 액체질소, 산소, 그리고 아르곤을 생산하고 있다(Table. 5).⁸⁾

LNG의 기화시 발생하는 냉열을 이용하여 유가물을 획득하고 있기 때문에 냉열 이용으로 인한 탄소배출량의 삭감량을 산정하였다.

Table. 5. Inventory analysis in LNG Cold Heat use

| | 항목 | 단위 | 정 량 |
|-----|----------------------|-----|---------|
| 투입물 | LNG | Ton | 105,754 |
| | 전력 | MWh | 20,619 |
| 산출물 | NG | Ton | 105,754 |
| | 액화N ₂ | Ton | 32,851 |
| | 액화O ₂ | Ton | 23,185 |
| | 액화 Ar | Ton | 169 |
| | 압축N ₂ gas | Ton | 2,095 |

탄소배출량의 삭감량은 LNG가 액체상태에서 (-155℃) 기체상태로(2℃) 기화될 때 발생하는 상변화에너지 $\Delta H=200\text{kcal/kg.LNG}^8)$ 을 이용하였다. 냉열이용에 사용된 LNG의 총 상변화에너지를 전력으로 환산한 후 전력원단위를 이용하여 탄소배출삭감량을 산정 하였다. LNG 기화시 발생하는 냉열과 전력사용의 차이로 탄소삭감률을 산정한 결과 냉열을 이용한 LNG량 기준의 탄소배출삭감률은 고위, 저위 발열량 기준으로 -0.33g-C/Mcal, -0.36g-C/Mcal로 조사되었으며, '99년 LNG소비량 기준의 탄소배출삭감률은 고위, 저위발열량기준 -0.0028g-C/Mcal, -0.0031g-C/Mcal로 조사되었다.

④공급관리소

공급관리소에서는 생산기지에서부터 송출된 고압(72 kg/cm²)의 천연가스를 저압(8.5kg/cm²)으로 다운시켜 발전소, 지역난방 등으로 공급하거나 도시가스회사로 공급하는 시설로 압력 하강시 천연가스의 온도하강을 막기 위해 천연가스를 사용하여 가열하고 있다 (Table. 6). 공급관리소에서의 탄소배출원단위는 고

위발열량 기준으로 0.198g-C/Mcal, 저위발열량 기준으로 0.219g-C/Mcal로 조사되었다.

Table. 6. Inventory analysis in Governor and Valve station

| 전력사용량 [MWh] | NG 사용량 [Ton] | NG송출량 [Ton] |
|-------------|--------------|-------------|
| 6154.4 | 42,216 | 12,654,874 |

생산단계에서의 탄소배출원단위는 생산기지, 공급관리소의 탄소배출원단위와 냉열이용으로인한 탄소배출삭감률을 더하여 산정 하였으며, 그 결과 '99년 소비량을 기준으로 생산단계에서의 최종 탄소배출원단위는 고위, 저위 발열량을 기준으로 0.635 g-C/Mcal, 0.703 g-C/Mcal로 조사되었다.

4) 연소단계

연소단계에서의 탄소배출량은 연소기의 종류 및 연소조건에 따라 오염물질 배출량이 달라지기 때문에 본 연구에서 적용한 LNG 연소의 가정은 LNG 각 구성성분의 완전연소를 가정하여 탄소배출량을 산정하였다. '99년 소비된 LNG의 연소단계 탄소배출원단위는 고위발열량기준으로 58.055g-C/Mcal, 저위발열량기준으로 64.253g-C/Mcal로 연소단계의 탄소배출량이 가장 높은 것으로 조사되었다.

III. LCI 결과

1. 일본의 LNG 탄소배출원단위

일본의 LNG의 목록분석결과 탄소배출원단위는 고위발열량 기준으로 채굴 1.05g-C/Mcal, 액화 9.15g-C/Mcal, 수송(편도) 1.64g-C/Mcal, 설비 0.16g-C/Mcal, 생산(냉열이용으로 인한 탄소배출삭감분 -0.31g-C/Mcal 고려) 0.28g-C/Mcal, 연소 58.39g-C/Mcal 이며 총 70.67g-C/Mcal 이었다. 저위발열량 기준으로는 채굴 1.17g-C/Mcal, 액화 10.17g-C/Mcal, 수송(편도) 1.82g-C/Mcal, 설비 0.18g-C/Mcal, 생산(냉열이용으로 인한 탄소배출삭감분 -0.34g-C/Mcal 고려) 0.31g-C/Mcal, 연소

64.88g-C/Mcal로 총 78.53g-C/Mcal이었다(Fig. 2, Table. 7).

2. 우리나라의 LNG 탄소배출원단위

우리나라의 LNG 목록분석결과 탄소배출원단위는 고위발열량 기준으로 수송(왕복) 1.57g-C/Mcal, 생산(냉열 이용의 탄소배출삭감률 -0.0028g-C/Mcal 고려) 0.64g-C/Mcal, 연소 58.06g-C/Mcal 이었으며, 저위발열량 기준으로 수송(왕복) 1.73g-C/Mcal, 생산(냉열 이용의 탄소배출삭감률 -0.0031g-C/Mcal 고려) 0.70g-C/Mcal, 연소 64.25g-C/Mcal로 조사되었다. 채굴 및 액화단계에서 일본의 수행한 현지조사 Data를 적용한 결과 LNG소비의 탄소배출원단위는 고위발열량 기준 70.46g-C/Mcal, 저위발열량 기준 78.03g-C/Mcal로 조사되었다(Fig. 2, Table. 7).

3. LCI 결과 비교

- 우리나라 LNG의 목록분석결과 연소단계에서의 탄소배출량이 82.34%로 가장 높은 비율이었으며, 그 다음으로 액화, 수송, 채굴, 생산단계로 조사되었다.
- 일본의 LCI 결과에는 설비에 대한 원단위(0.16g-C/Mcal, 0.18g-C/Mcal)가 반영되었으나 우리나라의 경우 기초Data의 부족으로 반영하지 못하였다.

Table. 7 LCI Results of LNG(Korea & Japan)

| 항 목 | 탄소배출원단위(g-C/Mcal) | | | |
|------|-------------------|---------|-------|-------|
| | Korea | | Japan | |
| | HHV | LHV | HHV | LHV |
| 채 굴 | 1.05 | 1.17 | 1.05 | 1.17 |
| 액 화 | 9.15 | 10.17 | 9.15 | 10.17 |
| 수 송 | 1.57 | 1.73 | 1.64 | 1.82 |
| 생 산 | 0.64 | 0.70 | 0.28 | 0.31 |
| 설 비 | - | - | 0.16 | 0.18 |
| 연 소 | 58.05 | 64.25 | 58.39 | 64.88 |
| 합 계 | 70.46 | 78.03 | 70.67 | 78.53 |
| 냉열이용 | -0.0028 | -0.0031 | -0.31 | -0.34 |

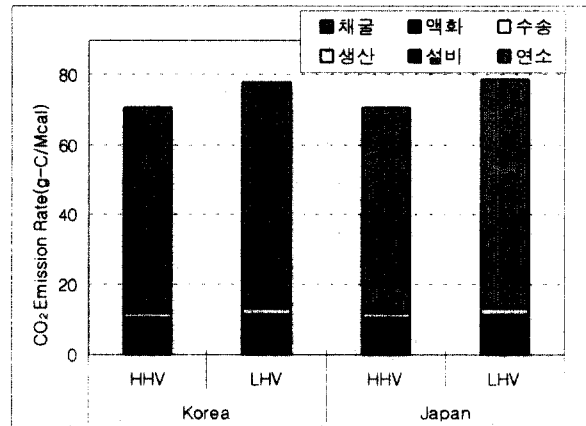


Fig. 2. LCI results of LNG(Korea & Japan)

- 설비부분의 탄소배출원단위가 포함된 일본의 결과와 비교해서 우리나라의 '99년 최종소비량기준 탄소배출원단위가 고위 저위발열량 각각 0.21g-C/Mcal, 0.50g-C/Mcal 낮게 조사되었으며 일본의 설비부분 탄소배출원단위를 제외한 경우에는 고위, 저위발열량 기준으로 0.02g-C/Mcal, 0.32g-C/Mcal 낮게 조사되었다.
- 생산단계를 제외한 모든 단계에서 원단위가 일본보다 낮게 조사되었다. 생산단계에서의 원단위가 높은 이유는 냉열이용에 따른 탄소배출삭감률의 차이로 조사되었다.
- 일본의 경우 냉열을 이용하여 냉열발전, 냉열창고, 공기액화분리공정 등에 이용하고 있으나 우리나라의 LNG의 냉열 이용량은 소비량을 기준으로 약 0.84%만이 공기액화 분리공정에 사용되고 있으므로 냉열이용시설에 대한 연구, 개발이 필요하며 버려지는 냉열을 더욱 유효하게 사용한다면 탄소배출원단위는 감소하게 될 것이다.

IV. 결 론

화석에너지 중 LNG의 채굴에서부터 소비까지의 전과정 목록분석을 통해 산정된 탄소배출원단위는 LCA를 연구하는 여러 분야의 기초Data로 사용될 수 있을 것이다. 그러나 본 연구에서 적용한 채굴 및 액화단계의 일본 현지조사 Data, IPCC 계수 사

용과 설비부분의 기초 Data 부족으로 고려하지 못한 부분에 대해서는 미흡하다 할 수 있다. 그리고 LNG는 연소기, 연소조건, 연소특성 등에 따라 오염물질 배출량의 정도가 달라지므로 연소조건 및 특성이 비슷한 용도별(발전용, 산업용, 가정용 등)로 구분하여 각 연소 조건 및 특성별로 LCI결과를 도출하는 것이 필요하다고 볼 수 있다. 본 연구뿐만 아니라 다른 연구분야의 보다 더 정확한 LCA 결과를 얻기 위해서는 국내 뿐 아니라 국외의 보다 더 상세한 Data의 수집 및 분석과 기타 화석연료와 기초설비에 대한 연구가 중요한 과제라 할 수 있겠다.

참고문헌

- 1) <http://ccic.kma.go.kr/ccic.html>
- 2) 한국 가스공사-내부자료사용
- 3) 윤성이, 강현, "LNG 및 도시가스에 대한 온난화가스 원단위 추계", 한국전과정평가학회지, 2(1), 15~23(2000)
- 4) 日本エネルギー經濟研究所 委員會報告書, "わが國に於ける化石エネルギーに關するライフサイクルインベントリー分析", 平成 11年(2000).
- 5) 윤성이, 강희정, 이해춘, 松橋降治, 石谷久, "이산화탄소배출량 산출을 위한 분석방법의 비교·분석", 한국에너지공학회지, 7(2), 241~251(1998)
- 6) 한국 남부(남동, 중부, 서부, 동서)발전 (주)발전처, "전력산업구조개편에 따른 전력부분 기후변화협약 대응방안수립(최종보고서)", 2001
- 7) (주)SK 상선, (주)현대 상선, (주)한진해운-내부자료사용
- 8) (주) 서울 냉열-내부자료사용