

IMO 중기조치가 선박 탈탄소화 기술에 미치는 영향과 ZNZs 보상 체계의 도입 방안

이성엽¹ · 조맹익² · 강성길³ · 허철^{4,†}

¹선박해양플랜트연구소 국제해사기술센터 선임연구원
²선박해양플랜트연구소 해양플랜트산업지원센터 책임연구원
³선박해양플랜트연구소 국제해사기술센터 책임연구원
⁴한국해양대학교 해양과학기술융합학과 교수

The Impacts of IMO Mid-term Measures on Ship Decarbonization Technologies and Implementation Strategies for the ZNZs Compensation Scheme

Seong-yeob Lee¹, Meangik Cho², Seong-Gil Kang³, and Cheol Huh^{4,†}

¹Senior Researcher, International Maritime Research Center,
Korea Research Institute of Ships and Ocean Engineering (KRISO), Daejeon 34103, Korea
²Principal Researcher, Offshore Industries R&BD Center,
Korea Research Institute of Ships and Ocean Engineering (KRISO), Geoje 53201, Korea
³Principal Researcher, International Maritime Research Center,
Korea Research Institute of Ships and Ocean Engineering (KRISO), Daejeon 34103, Korea
⁴Professor, Department of Convergence Study on Ocean Science and Technology,
Korea Maritime and Ocean University, Busan 49112, Korea

요 약

2025년 4월, 국제해사기구(IMO) 제83차 해양환경보호위원회(MEPC)는 국제해운의 2050 탄소중립(Net Zero) 달성을 목표로 하는 중기조치(Mid-term GHG Reduction Measures)를 공식 승인하였다. 특히 선박 연료의 온실가스 집약도(GHG Intensity)를 규제하는 연료표준제(Goal-based Fuel Standard, GFS)는 향후 해운산업의 탈탄소화를 본격화하는 정책적 전환점이 될 것으로 기대된다. 본 논문에서는 MEPC 83에서 승인된 중기조치의 주요 내용을 정리하고, 해당 조치가 선박 탈탄소화 주요 기술인 선상 탄소포집 및 저장(Onboard Carbon Capture and Storage, OCCS), 그린 암모니아, 그린 메탄올에 미치는 영향을 15,000 TEU급 컨테이너선박을 사례로 분석한다. 또한 해당 기술들이 조기에 경제성을 확보할 수 있도록 하기 위한 ZNZs(Zero or Near-Zero fuels, technologies and energy sources) 보상 체계의 도입 필요성과 적정 보상 수준을 제시하였다. 아울러, 중기조치 시행 및 기술 상용화 일정의 지연 가능성을 반영한 세 가지 시나리오를 설정하고, 이에 따른 해운부문 탈탄소화 경로와 시장 구조의 변화를 전망하였다.

Abstract – In April 2025, the 83rd session of the International Maritime Organization (IMO) Marine Environment Protection Committee (MEPC) officially approved the mid-term greenhouse gas (GHG) reduction measures aimed at achieving net-zero emissions in international shipping by or around, i.e. close to, 2050. The Goal-based Fuel Standard (GFS), which regulates the GHG intensity of marine fuels, is expected to serve as a policy turning point that will accelerate the decarbonization of the maritime sector. This study outlines the key elements of the mid-term measures approved at MEPC 83 and analyzes their potential impacts on major decarbonization technologies for ships, including Onboard Carbon Capture and Storage (OCCS), green ammonia, and green methanol, using a 15,000 TEU containership as a case study. It further quantifies the need for and appropriate level of a ZNZs (Zero or Near-Zero fuels, technologies and energy sources) reward mechanism to support the early economic viability of these technologies. In addition, the study develops three scenarios reflecting possible delays in the imple-

†Corresponding author: cheolhuh@kmou.ac.kr

mentation of the IMO mid-term measures and the commercialization of key technologies, and explores their implications for decarbonization pathways and market structures in the maritime sector.

Keywords: IMO(국제해사기구), GHG(온실가스), Onboard carbon capture and storage(선상 탄소포집 및 저장), Alternative fuels(대체연료), Cost-benefit analysis(비용편익 분석)

1. 서 론

2023년 7월, 국제해사기구(IMO) 제80차 해양환경보호위원회(MEPC)에서는 2050년경까지 국제해운의 탄소중립(Net Zero) 달성을 목표로 하는 2023 IMO GHG Strategy가 공식 채택되었다(IMO Secretariat[2023]; Resolution MEPC.377(80)). 이에 따라 회원국들은 상향된 온실가스 감축 목표를 효과적으로 이행하기 위한 중기조치(Mid-term Measures)의 도입 방안을 지속적으로 논의해왔다. 그 결과, 2025년 4월에 개최된 MEPC 제83차 회의에서는 선박 연료의 온실가스 집약도(GHG Fuel Intensity, GFI)를 규제하는 연료표준제(Goal-based Fuel Standard, GFS)를 핵심으로 한 IMO Net-Zero Framework (NZF)가 개발되었으며, 해당 내용을 반영한 국제해양오염방지협약(MARPOL) 부속서 VI 개정안이 위원회에서 공식 승인되었다(IMO Secretariat[2025a]). 그러나 2025년 10월 개최된 제2차 해양환경보호위원회 특별세션(MEPC ES.2)에서는 회원국 간 입장 차이가 좁혀지지 않아 NZF 채택 논의가 1년간 연기되었다. 이러한 이견의 중심에는 미국과 사우디아라비아 등 화석 연료 기반 산유국들의 반대 입장이 자리하고 있다(IMO Secretariat[2025b]). NZF의 공식 채택은 연기되었으나, 관련 가이드라인 개발 작업과 산업계의 기술 준비가 지속되고 있는 점을 고려할 때, 국제해운의 탈탄소화 정책 방향성이 유지되고 있는 것으로 해석될 수 있다.

국제해운이 2050년 탄소중립 목표를 달성하기 위해 IMO가 추진 중인 중기조치를 효과적으로 이행하려면, 현재 사용되고 있는 선박 연료의 상당 부분이 무탄소 또는 탄소중립 연료로 전환되어야 한다. 실제로 IMO가 수행한 중기조치 영향평가 과업 2의 주요 결과에 따르면, 그린 암모니아 및 그린 메탄올과 같은 합성연료(e-fuel)와 함께 선상 탄소포집 및 저장(Onboard Carbon Capture and Storage, OCCS) 기술이 국제해운의 탄소중립 달성을 위한 핵심 감축 수단으로 평가되었다(IMO Secretariat [2024d]). 그러나 최근 통계에 따르면 대체연료 공급망 구축, 병커링 인프라 확보, 추진기술의 성숙도 등 다양한 제약 요인으로 인해 연료 전환 속도는 아직 제한적인 수준에 머물러 있는 것으로 평가된다. 예를 들어 Clarksons Orderbook 자료에 따르면 LNG 및 메탄올 추진선의 발주량은 증가하는 추세를 보이고 있으나, 이러한 대체연료 선박이 전 세계 총 선복량에서 차지하는 비중은 약 2~3% 수준에 그친다(Mandra[2023]; Gordon[2024]; Lloyd Register[2026]). 또한 컨테이너선 부문을 살펴보면 발주된 대체연료 선박의 상당수가 LNG 추진을 선택하고 있으며, 최근 관심이 확대되고 있는 메탄올 추진선의 비중 역시 2025년 상반기 기준 전체 컨테이너선의 약 0.3% 수준에 머무르고 있다(Alphaliner[2025]). 이러한 동향은 국제해운의 연료 전환이 아

직 초기 단계에 있음을 시사하며, 탈탄소화 기술과 대체연료 도입을 촉진하기 위한 정책적 유인체계의 필요성을 보여준다.

국제해운 탈탄소화 기술의 본격적인 도입을 위한 IMO NZF 논의가 진전되면서, 규제 대응 전략과 친환경 선박 기술의 기술성숙도, 경제성 및 온실가스 배출 특성을 분석한 다양한 연구가 수행되고 있다. Lee *et al.*[2023b]은 강화된 IMO 온실가스 감축 전략의 주요 내용을 정리하고, 향후 연료 규제 변화가 국제해운에 미치는 영향을 포괄적으로 고찰하였다. 또한 강화되는 환경 규제에 대응하여 친환경 연료 기반 선박 도입의 경제성과 시장 영향을 분석하고, 선사의 지속가능한 성장과 경쟁력 강화를 위한 화물영업 전략 방향을 제시한 연구도 수행되었다(Yang and Kim[2025]). Kim and Choi[2024]는 동일한 에너지 사용 조건을 가정하여 유럽 지역 규제(FuelEU Maritime) 대응을 위한 해양 연료별 비용·편익과 최소 대체연료 혼합비율을 분석하고, 온실가스 감축 대응조치의 특성이 규제 요구사항에 미치는 영향을 검토함으로써 규제 대응전략 수립에 활용 가능한 기초 정보를 제시하였다. 이와 함께 메탄올, 암모니아 등 친환경 선박 연료로 고려되는 합성연료의 비용 구조와 온실가스 배출 특성을 비교·평가한 연구도 보고되었다(Lindstad *et al.*[2021]; Ramsay *et al.*[2023]). 일부 연구에서는 OCCS 기술을 연료 전환의 보완적 대안으로 제시하며, 해당 기술의 적용 가능성과 비용 구조를 평가하기도 하였다(Cho *et al.*[2023]; Lee *et al.*[2023a]; Lee *et al.*[2025]).

그러나 이러한 선행 연구들은 주로 IMO 규제 대응을 위한 포괄적 전략 제시나 연료 비용 변화 분석 등 거시적 또는 선대(fleet) 수준의 비용 요인을 중심으로 수행된 경우가 많았으며, 특정 선종을 대상으로 주요 탈탄소화 기술 적용에 따른 비용과 편익을 통합적으로 분석하여 경제성 확보 시점을 정량적으로 제시한 연구는 제한적이었다. 또한 탈탄소화 연료 및 기술의 조기 확산을 유도하기 위한 인센티브 정책 수준을 정량적으로 분석한 연구 역시 충분히 축적되지 않은 상황이다.

이러한 점을 고려하여 본 연구는 IMO 중기조치가 15,000 TEU 급 컨테이너선에 미치는 경제적 영향을 선박 단위에서 분석하고, 탈탄소화 기술 적용에 따른 추가 비용과 편익을 통합적으로 평가하는 것을 목적으로 한다. 이를 위해 2장에서는 국제해운 탄소중립을 위한 IMO 중기조치의 핵심 요소인 연료표준제(GFS)와 대체 준수 메커니즘(GFI compliance approach)을 정리한다. 이어 3장에서는 MEPC 83차에서 승인된 중기조치 시나리오를 기반으로 간소화된 비용편익분석을 수행하여 주요 탈탄소화 연료 및 기술(그린 암모니아, 그린 메탄올, OCCS)의 경제성을 15,000 TEU급 컨테이너선 사례를 통해 정량적으로 비교한다. 또한 탄소중립 기술의 조기 확산을 위해 IMO 규제 체계 내 ZNZs(Zero or Near-Zero fuels, technologies

and energy sources) 보상 체계가 갖는 정책적 의미를 검토하고, 기술 경제성 확보에 필요한 인센티브 수준을 분석한다. 마지막으로 중기조치 시행 시점과 기술 상용화 일정의 불확실성을 반영한 시나리오 분석을 통해 국제해운 탈탄소화 경로와 시장 구조 변화에 대한 시사점을 제시한다.

2. 국제해운 탄소중립을 위한 IMO 온실가스 감축 중기조치

IMO의 온실가스 감축 조치는 Fig. 1과 같이 기술적 조치, 운항적 조치, 경제적 조치의 세 가지 범주로 구분된다. 그동안 시행된 단기조치(EEDI, EEXI, CII)는 주로 선박의 에너지효율을 관리하고 개선하는 데 초점을 맞추었다. 한편, 2025년 4월 MEPC 83차 회의에서 승인된 중기조치는 2050년경 국제해운의 탄소중립(Net Zero) 목표 달성을 위해 선박 연료의 전환을 본격화하는 제도로 평가된다. 이러한 중기조치는 친환경 연료 및 선상 탄소포집 및 저장(OCCS) 기술의 도입과 확산에 중대한 영향을 미칠 것으로 전망된다.

이번에 승인된 중기조치의 주요 골자는 연료표준제(GFS)와 대체 준수 방안(GFI Compliance Approach)으로 요약할 수 있다. GFS는 각 선박 연료가 1 MJ의 에너지를 생성할 때 발생하는 온실가스 배출 잠재량을 ton CO_{2,eq}/MJ 단위로 정량화하고, 이 배출 기준을 단계적으로 강화하는 연료 규제이다. 이러한 중기조치의 연료 평가 체계는 IMO에서 개발 중인 연료유 전과정 평가(Life Cycle Assessment, LCA) 지침서를 근거로 하고 있으며, 선박 연료의 생산, 운송, 사용 전 과정에서 배출되는 온실가스(이산화탄소, 메탄,

아산화질소)량을 인증하는 절차와 기본 배출계수가 산정되고 있다(IMO Secretariat[2024a]; IMO Secretariat[2024b]; RESOLUTION MEPC.391(81)).

선박의 온실가스 집약도($GFI_{attained}$)는 아래 산식을 통해 계산된다. j 는 연료 유형을 의미하고, J 는 보고 기간 동안 사용된 연료의 총 개수를 의미하며 IMO 선박 연료유 소비량 데이터베이스에 보고된 내용을 따른다. EI_j 는 연료 유형 j 의 전과정(Well-to-Wake) 기준 온실가스 집약도를 의미하며, 단위는 gCO_{2,eq}/MJ로 표현된다. $Energy_j$ 는 선박이 연료 유형 j 를 사용하여 소비한 에너지를 의미하고, $Energy_{total}$ 은 보고 기간 동안 선박이 사용한 총 에너지량을 의미하며 단위는 MJ이다. EI_j 는 IMO LCA 가이드라인을 토대로 산정되며, 선박이 연중에 활용한 연료사용량을 토대로 식 (1)과 같이 에너지 기반 평균 값($GFI_{attained}$)을 산정한다(IMO Secretariat [2025a]).

$$GFI_{attained} = \frac{\sum_{j=1}^J EI_j \times Energy_j}{Energy_{total}} \quad (1)$$

2023 IMO GHG 전략에 따라, IMO는 2050년경까지 국제해운의 탄소중립(Net Zero) 달성을 목표로 설정하고, 2030년 및 2040년을 중간 점검 시점(Indicative Checkpoints)으로 명시하였다. 이에 따라 MEPC는 목표 온실가스 집약도(Target GFI)를 기본 목표(Base Target)와 직접 준수 목표(Direct Compliance Target)로 구분하여 설정하였다. Target GFI (GFI_{Target})는 식(2)와 같이 2008년 기준 Well-to-Wake 온실가스 집약도(GFI_{2008})에 연도별 감축계수(Z_T ,

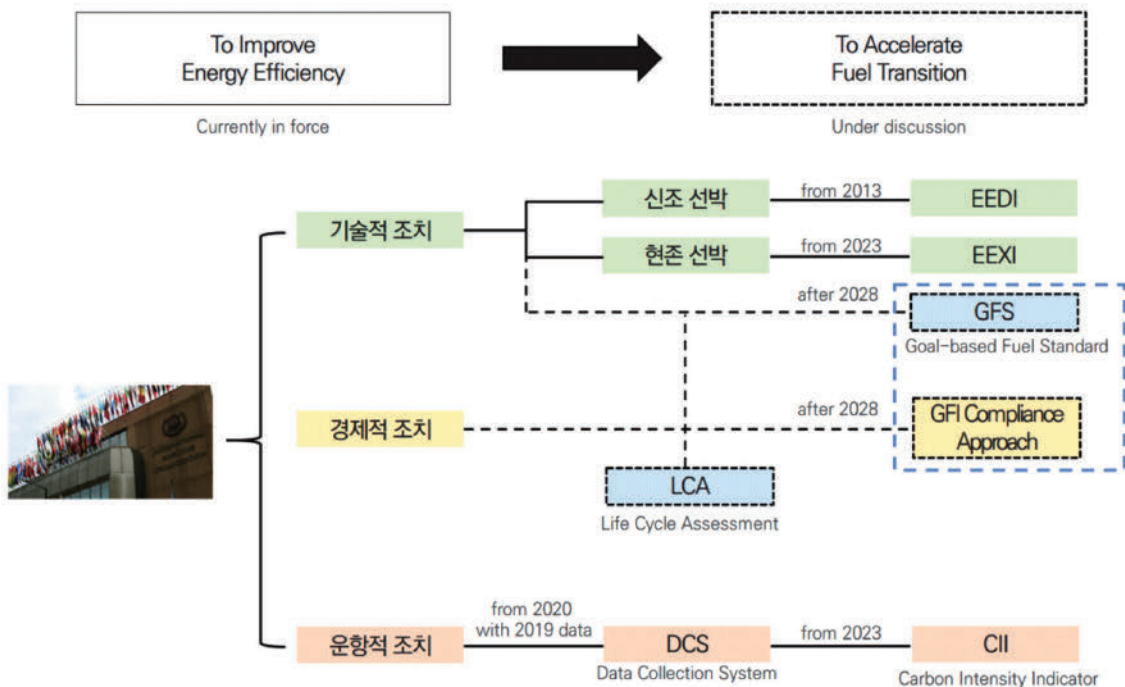


Fig. 1. IMO's GHG reduction measures for achieving Net Zero in international shipping.

Table 1. Annual GFI reduction factors (Z_T) for target annual GFI (IMO Secretariat [2025a])

년도	Z_T for Base target (%)	Z_T for Direct compliance target (%)
2028	4.0	17.0
2029	6.0	19.0
2030	8.0	21.0
2031	12.4	25.4
2032	16.8	29.8
2033	21.2	34.2
2034	25.6	38.6
2035	30.0	43.0
2040	65.0	78.0
2045	76.0	89.0
2050	87.0	100.0

Reduction Factor)를 적용하여 산정된다. GFI_{2008} 값은 $93.3 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$ 로 합의되었으며, 기본 목표와 직접 준수 목표에 해당하는 Z_T 값은 Table 1에 제시하였다. 계산된 GFI_{target} 는 Fig. 2에 제시된 바와 같이 나타나며, 해당 목표는 기본 목표와 직접 준수 목표에 따라 Tier 1과 Tier 2로 구분된다. 2040년 기준 기본 목표에 대한 Z_T 는 65%로 합의되었고, MEPC는 2036년부터 2040년까지 적용될 기본 및 직접 준수 목표의 Z_T 값을 2032년 1월까지 결정하기로 하였다(IMO Secretariat[2025a]). 2040년도 이후 값은 기본 목표와 직접 준수 목표 간의 간격이 일정하게 유지된다는 전제하에, 2050년도 직접 준수 목표의 Z_T 값이 100%에 도달하도록 가정하였다.

$$GFI_{\text{target}} = (1 - Z_T/100) \times GFI_{2008} \quad (2)$$

아래 계산식과 Fig. 2와 같이 Tier 2와 Tier 1으로 평가된 선박은 준수하지 못한 만큼 CD(Compliance Deficit)를 받게 된다. 기본 목표 GFI는 준수하였으나 직접 준수 목표 GFI를 준수하지 못한 Tier 1의 선박은 GFI_{attained} 와 직접 준수 목표 차이에 전체 에너지 소모량을 곱한 만큼 CD를 받게 된다.

$$\text{Compliance deficit}_{\text{Tier 1}} = (\text{Direct compliance target GFI} - GFI_{\text{attained}}) \times \text{Energy}_{\text{total}} \quad (3)$$

반면 기본 목표 GFI도 준수하지 못한 선박은 GFI_{attained} 와 기본 목표 차이에 전체 에너지 소모량을 곱한 만큼 Tier 2의 CD를 받고, 직접 준수 목표 GFI와 기본 목표 GFI 차이에 전체 에너지 소모량을 곱한 만큼 Tier 1의 CD를 받게 된다.

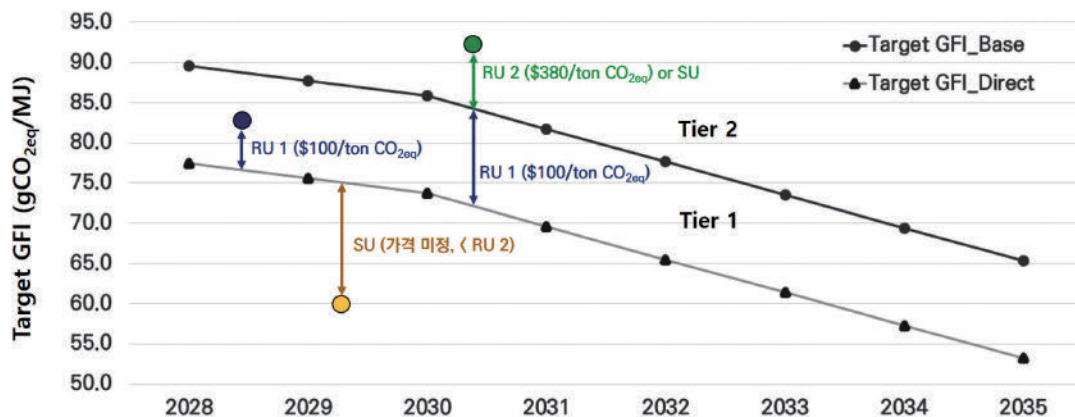
$$\text{Compliance deficit}_{\text{Tier 1}} = (\text{Direct compliance target GFI} - \text{Base compliance target GFI}) \times \text{Energy}_{\text{total}} \quad (4)$$

$$\text{Compliance deficit}_{\text{Tier 2}} = (\text{Base target GFI} - GFI_{\text{attained}}) \times \text{Energy}_{\text{total}} \quad (5)$$

미준수 선박은 CD를 상쇄시키기 위해 RU(Remedial Unit)를 구매해야 하며, RU 가격은 Tier에 따라 차등 적용된다. 현재 기준(2030년까지)으로 Tier 1의 RU 가격은 $100 \text{ USD/ton CO}_{2\text{eq}}$, Tier 2의 RU 가격은 $380 \text{ USD/ton CO}_{2\text{eq}}$ 로 합의되어 있다. 2030년 이후 RU 가격은 향후 논의를 통해 결정될 예정이다.

MGO(Marine Gasoil), LNG 등 화석연료 기반의 연료를 지속적으로 사용하는 선박들은 향후 GFI_{target} 을 자체적으로 충족하기 어려울 것으로 예상된다. 이러한 선박들은 Fig. 3에 나타난 바와 같이, GFI 기준을 초과 달성한 선박으로부터 SU(Surplus Unit)를 구매하거나, GFS 체계에서 지정한 관리처를 통해 RU를 구매함으로써 자선박의 GFI 준수 부족량(CD)을 상쇄해야 한다.

SU는 직접 준수 목표 GFI까지 달성한 선박에게 부여되며, Tier 2 등급 선박과만 거래가 가능하도록 제한되어 있다. 다만, Tier 1 등급의 선박은 RU 가격이 상대적으로 낮기 때문에 시장논리를 적용하더라도 거래가 어려울 것으로 전망된다. Fig. 3에 나타난 바와 같이, SU를 확보한 선박은 해당 감축 단위를 별도로 보관(Banking)하였다가, 최대 2년 이내에 자선박의 GFI(온실가스 집약도) 준수 목적으로 직접 활용할 수도 있다. 이는 SU의 활용 유연성을 보장함으로써, 초과 감축을 달성한 선박이 향후 자선박의 GFS 규제 대응 전략 수립에 있어 일정 수준의 선택권을 가질 수 있음을 의미하며 다수의 선박을 운용하는 해운사에 전략적 유연성을 제공할 수 있을 것이다.

**Fig. 2.** Target GFI and Tier classification.

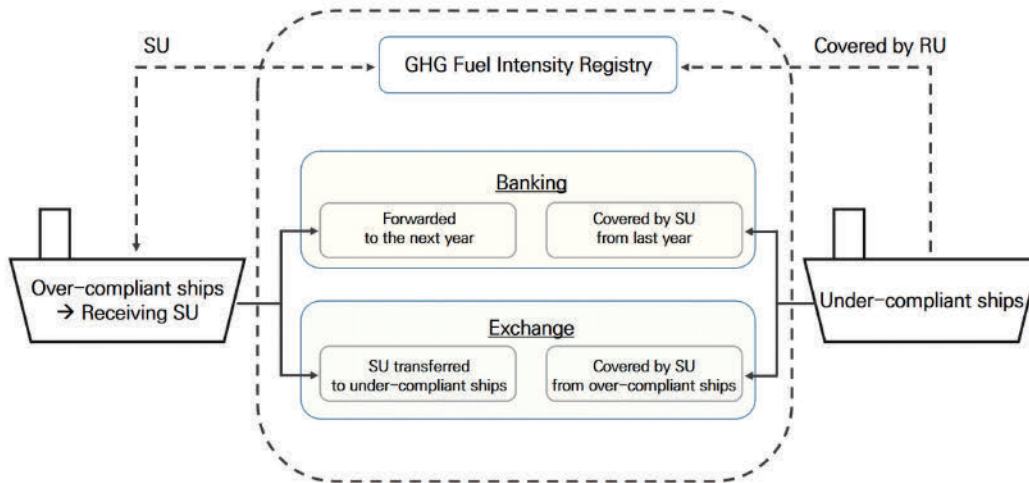


Fig. 3. GFI compliance approach under IMO Net-Zero Framework.

3. IMO 중기조치가 탈탄소화 기술에 미치는 영향과 ZNZs 보상 체계 도입 방안

3.1 비용편익 분석 방법

본 연구에서는 IMO 중기조치가 도입되는 정책 환경에서 주요 탈탄소화 기술의 경제적 타당성을 비교하기 위하여 15,000 TEU급 컨테이너선을 분석 대상으로 설정하고, 간소화된 비용편익 분석 방법을 적용하였다. 최근 글로벌 컨테이너 선대 구조를 살펴보면, 10,000 TEU 이상의 메가 컨테이너선이 전체 컨테이너 선복량에서 42%를 차지하고 있으며(Environment+Energy Leader[2025]), 특히 14,000~17,999 TEU급 선형은 주요 글로벌 선사들이 장거리 서비스에 핵심적으로 활용하는 대표적인 선박 규모로 자리 잡고 있다(Alphaliner[2025]). 또한 대형 컨테이너선에서 발생하는 온실가스 배출량 역시 증가하는 추세를 보이고 있어, 국제해운 탈탄소화 정책의 영향은 이러한 대형 선박군에서 우선적으로 나타날 가능성이 높다. 더불어 최근 주요 선사들은 15,000 TEU급 이상의 선박을 중심으로 LNG 추진, 메탄올 추진, 암모니아 레디(ready) 설계 등 다양한 탈탄소화 기술을 적용하며 규제 대응 및 탄소 비용 최소화를 위한 전략을 추진하고 있다(Alphaliner[2025]). 이러한 산업적 흐름

을 고려할 때, 15,000 TEU급 컨테이너선은 향후 탈탄소화 기술 도입과 정책 효과가 가장 먼저 가시화될 가능성이 높은 핵심 선종으로 판단되며, 이에 따라 본 연구의 분석 대상 선박으로 선정하였다.

분석 대상 기술은 OCCS 기술 적용, 그린 암모니아 연료 전환, 그린 메탄올 연료 전환으로 구분하였으며, 각 기술 옵션에 대해 추가 비용과 기대 편익을 동일한 기준에서 비교하였다. Table 2는 비용편익 분석에 활용된 주요 비용 및 편익 항목을 대상 연료 및 기술별로 정리한 것이다. 추가 비용($Cost_{add}$)은 CAPEX, OPEX, 그리고 Cargo Loss로 구분하였다. CAPEX는 기술 적용을 위해 필요한 초기 투자비를 의미하며, OCCS의 경우 포집·액화·저장 장치 설치비를 반영하였다. 반면 그린 암모니아 및 그린 메탄올 전환의 경우에는 기존 LPG 추진선과 유사한 시스템 구성을 전제로 별도의 추진시스템 추가 투자비는 반영하지 않고, 연료 전환에 따른 비용 차이는 주로 연료비 증가분과 화물 적재 손실을 통해 반영하였다. OPEX는 기술 적용 이후 발생하는 연간 운영비를 의미한다. OCCS의 경우에는 장비 운전 및 CO₂ 처리와 관련된 운영비를 포함하였으며, 그린 암모니아 및 그린 메탄올 전환의 경우에는 화석연료(MGO 또는 LNG) 대비 증가하는 연료비를 운영비 성격의 추가 비용으로 반영하였다. Cargo Loss는 본 연구에서 중요하게 고려한 비

Table 2. Variables and assumptions used in the cost-benefit analysis

항목	OCCS 기술 적용	그린 암모니아 전환	그린 메탄올 전환
추가 비용 ($Cost_{add}$)	CAPEX	OCCS 장비 설치를 위한 초기 투자비	기존 MGO/LPG 추진선과 유사한 시스템 구성을 전제로 별도 추진시스템 추가 투자비는 반영하지 않음
	OPEX	OCCS 장비 운영에 필요한 연간 운영비	화석연료(MGO/LNG) 대비 연료비 증가분
	Cargo Loss	OCCS 장비 탑재로 인한 화물 적재공간 감소에 따른 연간 수익 손실	암모니아 연료탱크 및 관련 장치 설치로 인한 화물 적재공간 감소에 따른 연간 수익 손실
편익 (Benefit)	비용 회피효과	RU 구매 회피에 따른 규제 대응 비용 절감	
	인센티브	SU 판매 수익, ZNZs 보상 수익(시나리오 분석)	

용 항목으로, 탈탄소화 기술 적용에 따라 선내 설비 또는 연료탱크가 차지하는 공간이 증가함으로써 화물 적재 가능량이 감소하고, 이에 따라 발생하는 연간 운임 수익 감소를 의미한다. OCCS의 경우에는 포집 장비 및 저장설비 탑재에 따른 적재공간 감소를 반영하였고, 그린 암모니아 및 그린 메탄올 전환의 경우에는 연료탱크와 보조 장치 설치에 따른 화물 적재량 감소를 반영하였다. 특히 본 연구는 이러한 Cargo Loss를 TEU 기준의 적재 손실로 산정한 후, 이를 연간 운임 수익 감소액으로 환산하여 비용편익 분석에 포함하였다는 점에서 기존 연구와 차별성을 가진다.

한편, 편익(Benefit)은 규제 대응 비용 회피 효과와 인센티브로 구성하였다. 먼저, 탈탄소화 기술 적용을 통해 선박의 GFI가 개선될 경우 RU 구매를 회피할 수 있으므로, 이를 비용 절감 효과로 반영하였다. 또한 직접 준수 목표를 초과 달성하는 경우에는 SU 판매를 통한 잠재적 수익이 발생할 수 있으므로 이를 편익 항목에 포함하였다. 더 나아가 향후 IMO 체계 내에서 ZNZs 보상 제도가 도입될 경우, 해당 기술은 추가적인 정책 인센티브를 받을 수 있으므로 ZNZs 보상 수익 역시 편익 요소로 고려하였다.

본 연구에서는 각 기술 옵션별로 추가 비용과 기대 편익을 연도별로 비교함으로써 경제성 확보 가능 시점과 정책 인센티브의 필요 수준을 평가하였다. 즉, 특정 시점에서 편익이 추가 비용을 상회하는 경우 해당 기술이 경제성을 확보하는 것으로 해석하였다.

3.2 추가 비용($Cost_{add}$) 산정을 위한 주요 가정

우선, OCCS 시스템을 통해 CO₂를 포집하는 데 소요되는 단위 비용(CAPEX, OPEX)은 ton당 약 \$225-\$235 수준으로 가정하였다(RINA[2023]). 이는 선상에서의 포집, 액화, 저장 단계에서 약 \$180-\$190/ton CO₂의 비용이 발생하며, 이후 포집된 CO₂를 운송하고 영구 저장하는 데 약 \$45/ton CO₂의 추가 비용이 발생한다는 선행 연구의 분석 결과를 기반으로 산정한 수치이다(RINA[2023]). OCCS 기술의 성숙도 제고 및 시스템 최적화에 따라 2050년경에는 해당 비용이 \$185/ton CO₂ 수준으로 감소할 것으로 전망된다(Cho et al.[2023]).

탄소중립 연료로의 전환에 따른 추가 연료비는 대체 연료(그린 암모니아, 그린 메탄올)의 단가에서 기존 화석연료(MGO, LNG)의 단가를 차감한 연료 간 가격 차이를 기준으로 산정하였다. IMO는 중기초치 종합영향평가 과업 2(선대에 미치는 영향)를 통해 대체 연료의 향후 가격 변동을 제시한 바 있으며(IMO Secretariat [2024c]), 주요 연료별 예상 단가를 Fig. 4에 정리하였다. 2023년부터 2050년까지의 선박 연료 가격 전망을 살펴보면, 전통적인 화석 연료(HFO, MGO, LNG)의 단가는 지속적으로 하락하는 추세를 보인다. 구체적으로, HFO는 2023년 기준 12.1 USD/GJ에서 2050년 8.5 USD/GJ로, MGO는 15.9 USD/GJ에서 11.7 USD/GJ로, LNG는 15.9 USD/GJ에서 10.1 USD/GJ로 각각 감소할 것으로 예측된다. 이에 반해, bio-LNG, bio-MGO, bio-methanol 등 바이오 연료는 지속가능한 원료 확보의 제약과 생산비용으로 인해 전체 기간 동안 전통 연료 대비 현저히 높은 가격을 유지할 것으로 보인다. 특히

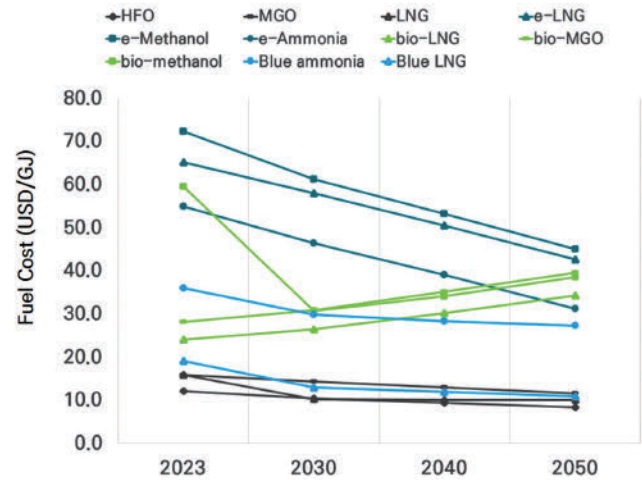


Fig. 4. Fuel cost trajectories.

bio-MGO는 2023년 28.2 USD/GJ에서 2050년 39.6 USD/GJ로 오히려 상승할 것으로 전망된다. 그린 수소 기반 합성연료인 e-methanol(그린 메탄올)과 e-ammonia(그린 암모니아)는 각각 2023년 기준 72.4 USD/GJ 및 55.0 USD/GJ에서 2050년에도 여전히 45.0 USD/GJ 및 31.2 USD/GJ의 높은 수준을 유지할 것으로 예측된다. 특히, 그린 수소와 함께 직접공기포집(DAC) 또는 바이오매스 기반의 CO₂를 원료로 활용하여 생산되는 그린 메탄올은 기존 화석연료 대비 5배 이상 높은 비용 구조를 가지는 것으로 나타난다. 이는 향후 그린 연료의 본격적인 상용화를 위해 생산단가 절감을 위한 기술 개발과 함께, 정책적 지원을 통한 시장 유인 장치의 도입이 필수적임을 시사한다. 천연가스를 액화하는 과정에 탄소 포집(CCS) 기술을 적용하여 생산되는 Blue LNG는 상대적으로 합리적인 수준의 연료 가격 형성이 가능하다는 점에서 주목할 필요가 있다. 국제에너지기구는 CCS 설비의 도입 및 운영에 따른 비용 증가를 반영할 경우, Blue LNG의 균등화 생산비용(Levelised Cost of LNG Production)이 기존 LNG 대비 약 20% 상승할 것으로 분석하였다(IEA[2019]).

OCCS 장비의 탑재 및 대체 연료 사용으로 인한 화물 적재량 손실(Cargo Loss)은 $Cost_{add}$ 에 반드시 포함시켜 고려되어야 하는 핵심 요소이다. Table 3는 MGO 및 LNG 추진선에 대해 탈탄소화 기술 도입 시 발생하는 화물 적재량 손실을 정량적으로 비교한 결과를 제시한다(RINA, 2023; MMMCZCS, 2022a; MMMCZCS, 2022b). OCCS 장비를 탑재하여 배기가스 중 CO₂의 80%를 포집할 경우, MGO 추진선에서는 약 1,200 TEU, LNG 추진선에서는 약 1,100 TEU의 적재 손실이 발생하는 것으로 나타났다. 이는 암모니아 연료 전환 시 발생하는 손실과 유사한 수준이며, 두 기술 모두 대규모 설비 설치 및 연료 저장 공간 확보로 인해 적재 여유 공간이 상당 부분 감소함을 의미한다. 반면, 메탄올 연료 전환의 경우 MGO 추진선에서 약 610 TEU, LNG 추진선에서 약 510 TEU 수준의 손실로 나타나, 상대적으로 낮은 화물 적재 손실을 유발하는 것으로 분석되었다.

대상 선박으로 설정한 15,000 TEU급 컨테이너선박은 주로 아시아

Table 3. Cargo loss due to fuel and technology transition compared to conventional systems (RINA, 2023; MMMCZCS, 2022a; MMMCZCS, 2022b)

기준 연료	OCCS 장비 탑재(80% 포집)	암모니아 연료 전환	메탄올 연료 전환
MGO 추진선	-1,200 TEU	-1,200 TEU	-610 TEU
LNG 추진선	-1,100 TEU	-1,100 TEU	-510 TEU

아-유럽, 아시아-북미 등 장거리 노선에 투입되며, 연간 약 5~7회의 왕복 항차를 수행하는 것으로 파악된다. Cargo Loss(화물 적재 손실)의 보수적 추정을 위해 연간 7항차를 운영하는 것으로 가정하였고, 편도 항차 기준으로 손실 발생 횟수를 설정하였다. 이는 장거리 노선에서 가는 항차는 만선(full load)으로 운항하고, 복귀 항차는 약 50% 수준의 적재율로 운항된다는 업계 운항 특성을 반영한 것이다. 컨테이너 운임은 글로벌 시장 상황과 계절에 따라 유동적이거나, 장거리 노선에서의 일반적인 TEU당 운임은 약 \$1,250~\$3,750 수준으로 보고되고 있다. 본 연구에서는 2024년 11월 기준 Shanghai Containerized Freight Index(SCFI)를 참조하여, TEU당 운임을 \$2,331.6으로 가정하였다(Shanghai Shipping Exchange[2024]). 이와 같은 가정 하에서 LNG 추진 컨테이너선박에 OCCS 장비 탑재 또는 그린 암모니아 연료로의 전환으로 인해 약 1,100 TEU의 화물 적재 손실이 발생할 경우, 연간 손실액은 약 18.0 MUSD로 산정된다. 또한, 그린 메탄올 추진으로 전환할 경우 약 510 TEU의 적재 손실이 발생하며, 이로 인한 연간 손실액은 약 8.4 MUSD로 추정된다.

3.3 편익(Benefit) 산정을 위한 주요 가정

기술 전환으로 인한 편익(Benefit)은 2장에서 설명한 IMO 중기조치 하에서의 RU 구매 회피에 따른 비용 절감과 SU 판매를 통한 경제적 보상으로 구성될 수 있다. 본 연구에서는 승인된 중기조치가 선박에 미치는 영향을 정량적으로 평가하기 위해, 화석연료를 지속 사용하는 경우 발생할 수 있는 예상 패널티(RU 구매 비용)를 Fig. 5에 제시된 바와 같이 산정하였다. 대상 선박은 시간당 약 4.3 ton의 LNG를 소비한다. MGO의 소비량은 각 연료의 발열량을 기준으로 Table 4와 같이 환산할 수 있으며, 연료 종류 및 엔진 유형에 따라 배출되는 Well to Wake (WtW) 온실가스 배출량과 Tank to Wake (TtW) CO₂ 배출량을 IMO LCA 가이드라인에 명시된 배출계수를 적용하고 1년 운항일수를 250일로 가정하여 선박의 연간 온실가스 배출량을 추정하였다(RESOLUTION MEPC.391(81); Solutions for Our Climate[2024]).

3.4 비용편익 분석 결과

OCCS 장비는 선박 배기가스 중 CO₂만을 직접 포집하는 기술로,

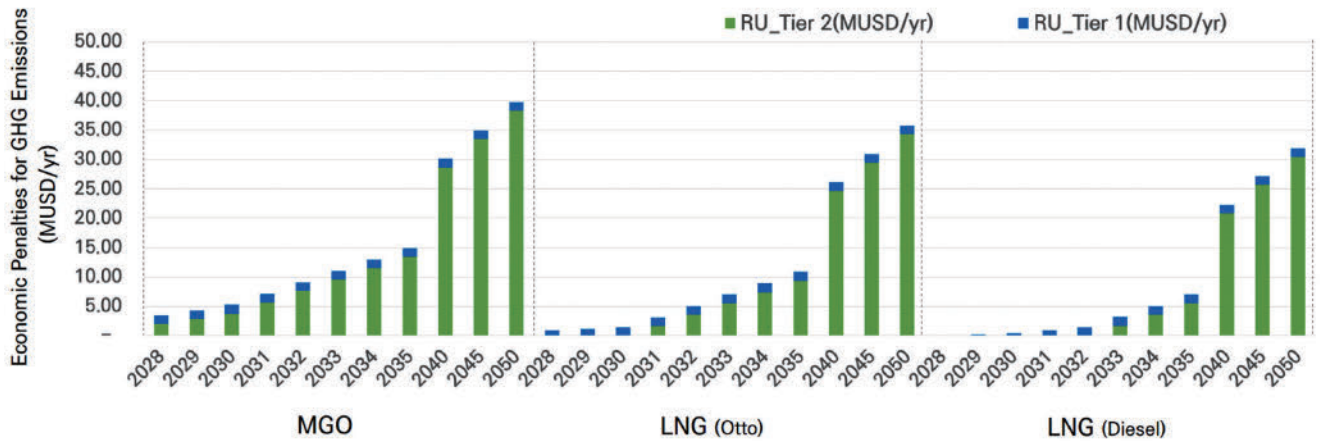


Fig. 5. Expected penalty (RU purchase cost) for a fossil-fueled 15,000 TEU container ship.

Table 4. Expected GHG emission for fossil fuels

분류	단위	LNG		MGO
		Otto	Diesel	
Fuel Consumption	kg/hr		4,274	4,805
GHG Fuel Intensity (WtW)	gCO _{2eq} /MJ	85.3	77.2	93.9
GHG Fuel Intensity (WtT)	gCO _{2eq} /MJ	18.5	18.5	17.7
GHG Fuel Intensity (TtW)	gCO _{2eq} /MJ	66.8	58.7	76.2
연간 GHG 배출량 (WtW)	ton CO _{2eq} /yr	105,039	95,019	115,626
CO ₂ 배출량 (TtW)	ton CO ₂ /yr	70,523	70,523	92,459

연료 연소 이후의 CO₂ 배출량(TtW)에만 영향을 줄 수 있는 기술적 한계가 존재한다. 예를 들어, LNG(Otto 사이클) 연료를 사용하는 15,000 TEU급 컨테이너 선박의 경우, 연간 TtW 기준 CO₂ 배출량은 약 70,523 ton/yr이며, 여기에 대해 80%의 CO₂ 포집하는 OCCS 시스템을 적용할 경우 약 56,418 ton/yr의 CO₂를 감축할 수 있는 것으로 분석된다. 그러나 WtW 기준으로는 연간 총 온실가스 배출량이 약 105,039 ton CO_{2eq}에 이르기 때문에, TtW CO₂의 80%를 포집하더라도 전체 WtW 기준으로는 약 53.7%의 온실가스 감축 효과를 얻을 수 있으며, 결과적으로 기존 대비 46.3% 수준의 온실가스를 배출하게 된다. 동일한 방법을 적용하여, LNG (Diesel 사이클) 추진 선박과 MGO 추진 선박에 배기가스 중 CO₂를 80% 포집하는 OCCS 장비를 탑재한 경우, WtW 기준 온실가스 감축률은 각각 59.4%, 64.0%에 달하는 것으로 나타났다. 3.4절에서는 OCCS 적용 시의 WtW 감축률을 기준으로 동일한 GFI 수준을 달성하기 위해 필요한 그린 암모니아 및 그린 메탄올 연료의 혼합 비율을 가정하였으며, 이를 바탕으로 Fig. 6~8의 분석을 수행하였다. 비교의 일관성과 보수적 접근을 위해, 탄소중립 연료의 WtW 기준 온실가스 집약도(GFI)는 0으로 가정하였다.

Fig. 6은 MGO를 연료로 사용하는 15,000 TEU급 컨테이너선에 대해 OCCS 장비를 탑재하거나, 그린 암모니아 및 그린 메탄올 연료로 전환하는 세 가지 주요 탈탄소화 기술 옵션에 대한 연도별 편

익(Benefit, 막대그래프)과 비용(Cost_{add}, 실선)을 비교한 결과를 나타낸다. 분석 결과, OCCS 기술의 경우 연간 추가 비용은 약 33~37 MUSD/yr 수준으로 유지되나, RU 구매 회피에 따른 비용 절감 효과는 시간이 지남에 따라 점진적으로 증가하여 2045년 이후에는 연간 비용 수준에 근접하는 것으로 나타났다. 이는 OCCS 기술이 2040년대 중반부터 경제성을 점차 확보할 수 있음을 시사한다. 반면, 그린 암모니아 연료는 높은 연료 단가에 더해 연료 저장을 위한 공간 제약으로 인한 화물 적재 손실이 OCCS 장비와 유사한 수준으로 크기 때문에, 전체적인 추가 비용이 OCCS 대비 더 높은 수준으로 형성된다. 그린 메탄올은 적재 손실은 상대적으로 적으나, 매우 높은 연료 가격으로 인해 세 가지 대안 중 가장 높은 총비용을 유발하는 것으로 분석되었다.

이러한 경향은 LNG 추진 15,000 TEU급 컨테이너선을 대상으로 한 Fig. 7(Otto 사이클) 및 Fig. 8(Diesel 사이클)의 비용편익 분석 결과에서도 일관되게 확인되었다. 모든 연료 유형 및 기술 옵션에 대해, ZNZs 보상 체계와 같은 별도의 인센티브가 부재한 경우, 2040년까지는 기술 전환으로 인한 편익이 해당 기술의 적용 비용을 초과하지 못하는 것으로 나타났다. 이는 현재 승인된 IMO의 GHG 중기조치 규제 강도 하에서는 OCCS 기술 도입이나 탄소중립 연료로의 전환이 선박 운항자에게 경제적 유인을 제공하지 못함을 의미한다. 특히, 배기가스 내 CO₂의 약 80%를 포집함으로써 기대되는

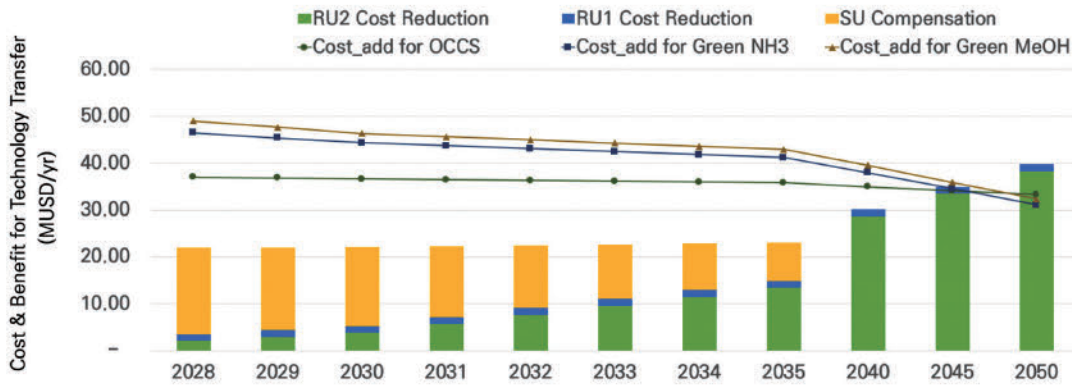


Fig. 6. Cost-benefit analysis results for a 15,000 TEU container ship compared to MGO use.

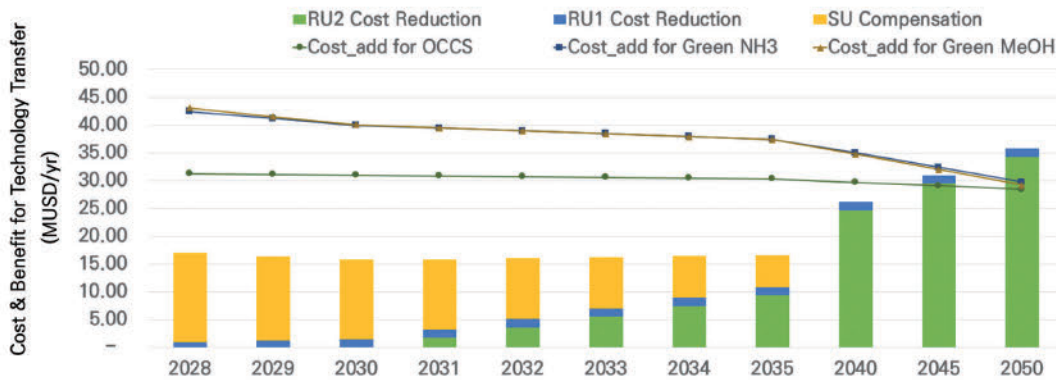


Fig. 7. Cost-benefit analysis results for a 15,000 TEU container ship compared to LNG(Otto) use.

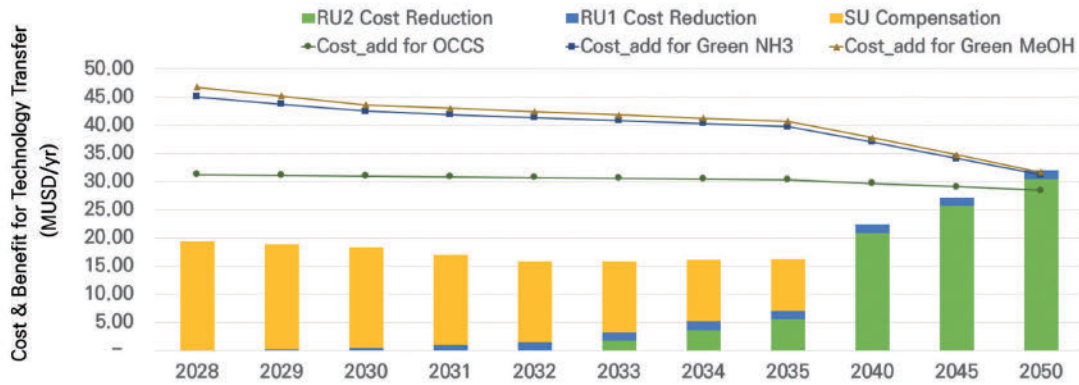


Fig. 8. Cost-benefit analysis results for a 15,000 TEU container ship compared to LNG(Diesel) use.

RU 비용 회피 및 SU 판매 보상 효과만으로는 기술 적용에 따른 추가 비용을 상쇄하기에는 부족한 수준으로 평가되었다. 결과적으로, 화석연료(MGO, LNG)를 지속적으로 사용하면서 패널티(RU 비용)를 지불하는 방식이 2040년까지는 가장 경제적인 운항 전략이 될 가능성이 크다. 이러한 분석 결과는, 향후 국제해운의 실질적인 탈탄소화를 촉진하기 위해서는 ZNZs 보상 체계와 같은 실효성 있는 인센티브 설계가 반드시 병행되어야 함을 강하게 시사한다.

3.5 선박 탈탄소화 기술 전환을 위한 ZNZs 보상 체계 수준

MEPC 83차 회의에서 승인된 IMO NZF에는 ZNZs 보상 체계가 포함되어 있으며, 향후 이를 구체화하기 위한 관련 가이드라인이 개발될 예정이다. 해운업계의 부담을 가중시킬 수 있는 RU 비용 인상보다는 ZNZs 보상 체계를 강화하여, 선제적으로 탈탄소화 기술을 도입한 선박(First Movers)에 대한 실질적인 인센티브를 제공하는 구조가 마련되어야 기술 전환을 가속화할 수 있을 것으로 판단된다. ZNZs는 기술, 연료, 에너지원 등을 포괄하는 개념으로, IMO가 개발할 예정인 평가 지침에 따라 WtW 기준 온실가스 집약도(GFI)로 평가될 예정이다. ZNZs의 기준 GFI는 Fig. 9과 같이 2034년 12월 31일까지는 19.0 gCO_{2eq}/MJ 이하, 2035년 1월 1일부터는

14.0 gCO_{2eq}/MJ 이하로 설정되었으며(IMO Secretariat[2025a]), 해당 기준을 충족하는 선박은 향후 마련될 지침에 따라 IMO의 탄소 중립 기금(Net-Zero Fund)으로부터 일정 수준의 보상을 받을 수 있을 것으로 기대된다.

그린 연료와 다르게 OCCS 기술은 연료 연소 이후 단계에서 배출되는 CO₂만을 포집하는 기술로서, TtW 배출량만을 저감할 수 있기 때문에 단독으로는 ZNZs 기준을 충족하기 어렵다. 따라서 ZNZs 보상 체계의 적용 대상이 되기 위해서는 Blue 또는 Green 연료와 OCCS 기술의 결합이 요구된다. 중기적인 관점에서 볼 때, Blue LNG와 OCCS 기술의 조합이 가장 높은 경제성을 확보할 수 있는 대안으로 보인다.

IMO의 LCA 가이드라인과 FuelEU Maritime 규정에 따라 LNG 연료의 온실가스 집약도(GFI)를 산정한 결과, WtW 기준 온실가스 집약도는 18.50 gCO_{2eq}/MJ로 확인되었다. Tank to Wake 단계에서의 온실가스 집약도는 엔진 유형에 따라 달라지며, 2행정 저압식 엔진(Otto 사이클)을 사용할 경우 66.83 gCO_{2eq}/MJ, 고압식 디젤 사이클 엔진을 사용할 경우 메탄 슬립이 감소하여 58.69 gCO_{2eq}/MJ로 계산된다. LNG 생산 과정에서 발생하는 CO₂는 육상 CCS 기술을 통해 약 90%까지 포집할 수 있다고 가정하였으며(Allam et al.[2005]),

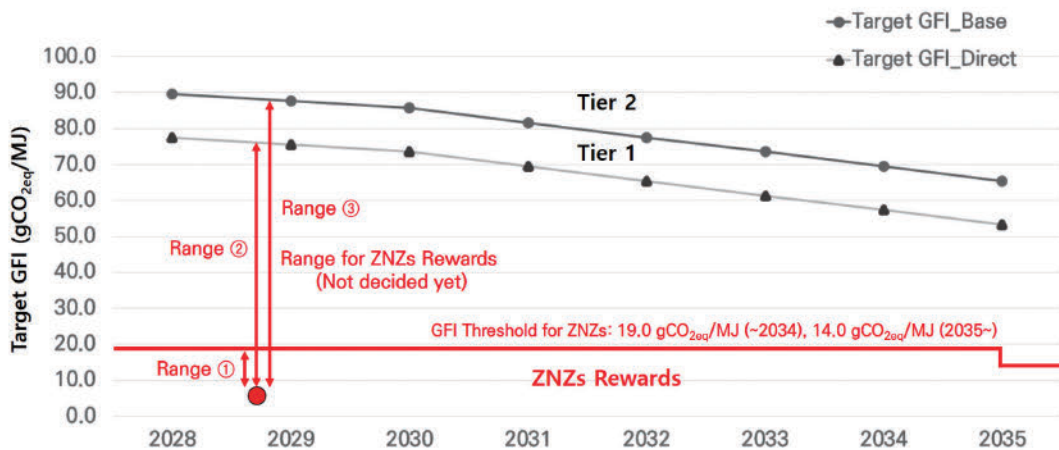


Fig. 9. GFI threshold for ZNZs rewards.

이후 선박 운항 중 연소로 배출되는 CO₂는 OCCS 기술을 적용해 약 80% 포집된다고 전제하였다. 이러한 가정을 바탕으로, Blue LNG와 OCCS 기술을 결합할 경우 전체 GHG 집약도(GFI)는 13.59~15.22 gCO_{2eq}/MJ 수준까지 저감될 수 있는 것으로 판단하였다. 본 비교 분석에서는 편의상 GHG 집약도 14.0 gCO_{2eq}/MJ 달성을 기준으로 설정하였으며, 직접준수목표(Direct Compliance Target) 대비 초과 감축분(Fig. 9 Range ②)을 기준으로 ZNZs 보상단가(Unit price)의 필요 수준을 산정하였다. 다만, 향후 ZNZs 보상 체계 가이드라인에서 정의되는 인정 범위(Range)에 따라 요구되는

단위당 보상가격(\$/ton CO_{2eq})은 달라질 수 있다.

Figs. 10~15는 Blue LNG와 OCCS 장비, 그린 암모니아, 그리고 그린 메탄올 연료를 적용할 경우, 기술 전환으로 인해 추가로 발생하는 비용(Cost_{add})을 보완하기 위해 필요한 ZNZs 보상금(Rewards)을 정량적으로 분석한 결과를 제시한다. 분석에 따르면, 2040년 이전 주요 탈탄소화 기술을 조기에 도입하기 위해서는 각 기술별로 일정 수준 이상의 ZNZs 보상이 요구된다. 도입 초기(2028~2030년 기준)에는 OCCS 기술의 경우 연간 약 4.0~4.3 MUSD/yr, 그린 암모니아는 약 28.9~29.2 MUSD/yr, 그리고 그린 메탄올은 약

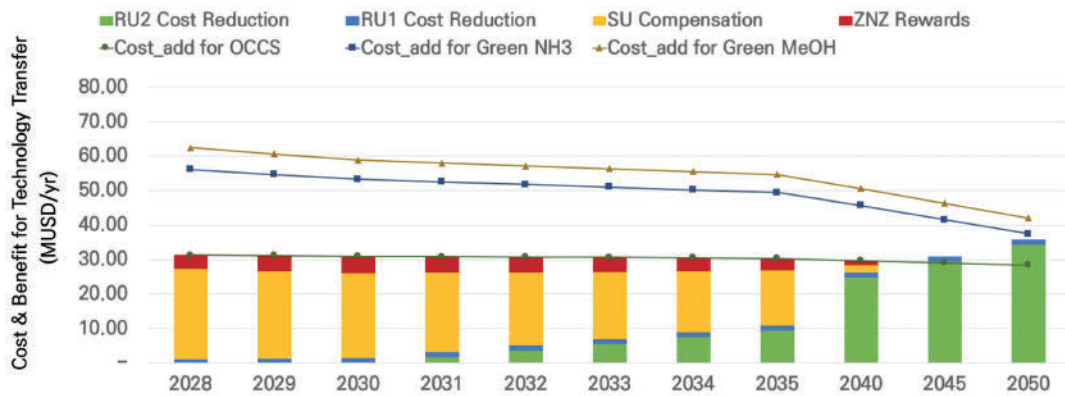


Fig. 10. Required ZNZs rewards for OCCS application in a 15,000 TEU container ship fueled by LNG (Otto Cycle).

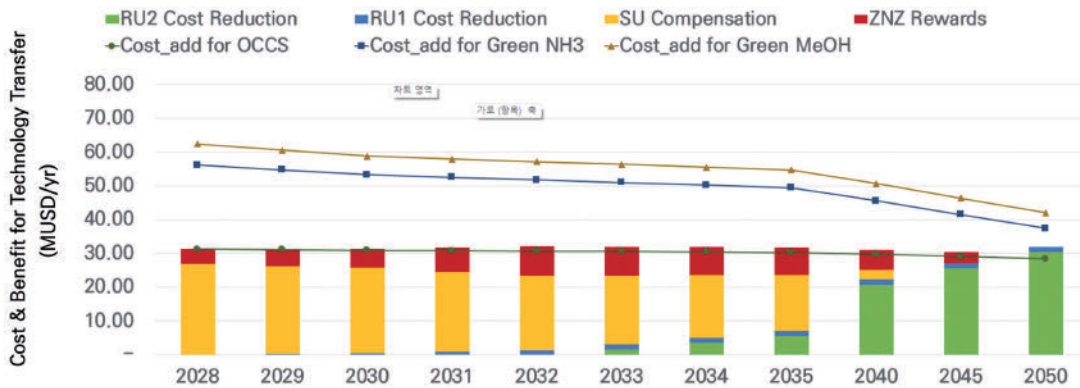


Fig. 11. Required ZNZs rewards for OCCS application in a 15,000 TEU container ship fueled by LNG (Diesel Cycle).

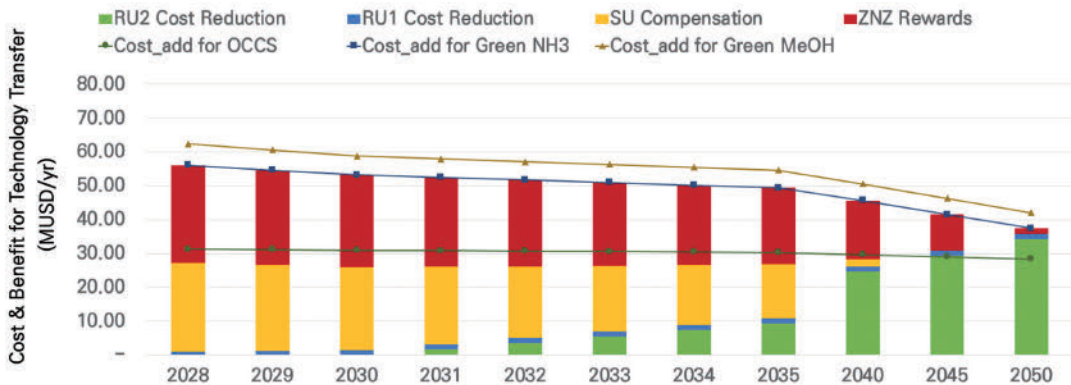


Fig. 12. Required ZNZs rewards for green ammonia application in a 15,000 TEU container ship fueled by LNG (Otto Cycle).

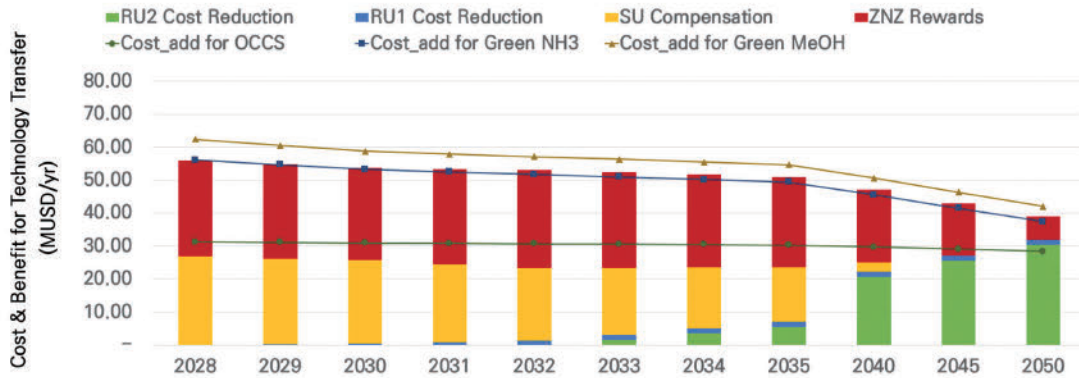


Fig. 13. Required ZNZs rewards for green ammonia application in a 15,000 TEU container ship fueled by LNG (Diesel Cycle).

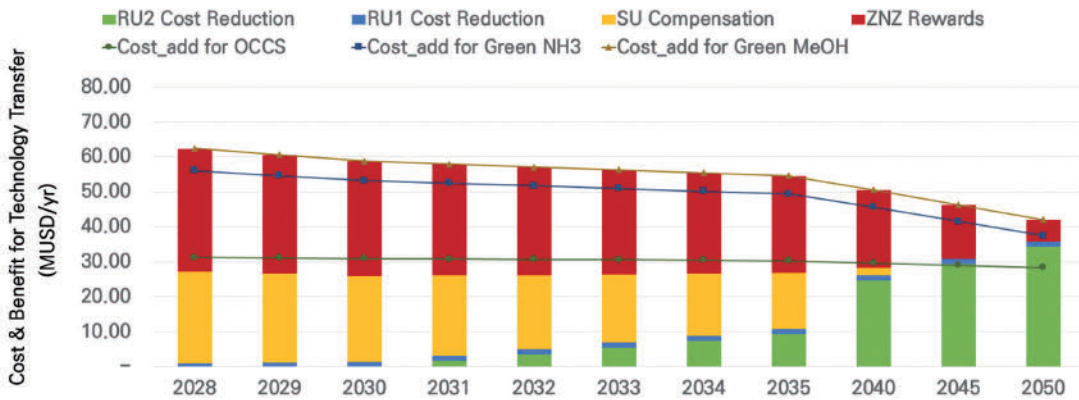


Fig. 14. Required ZNZs rewards for green methanol application in a 15,000 TEU container ship fueled by LNG (Otto Cycle).

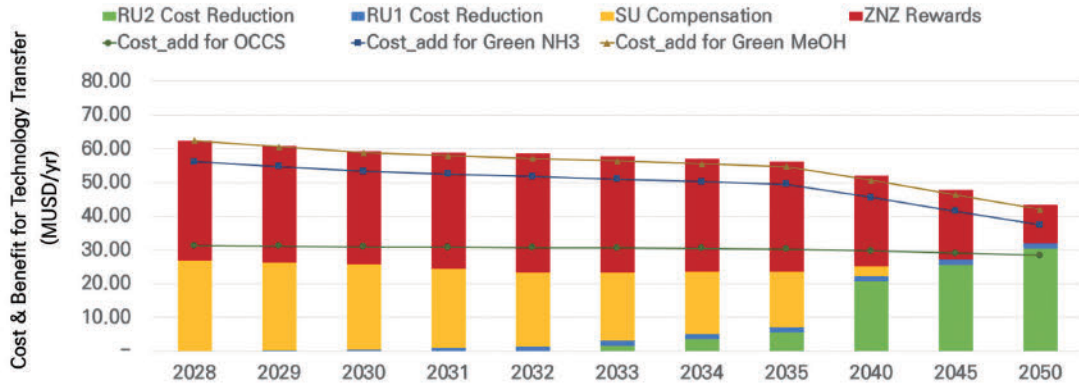


Fig. 15. Required ZNZs rewards for green methanol application in a 15,000 TEU container ship fueled by LNG (Diesel Cycle).

35.2~35.5 MUSD/yr 수준의 보상이 각각 필요한 것으로 나타났다. 다만, OCCS 기술의 기술 성숙도 향상과 더불어, 그린 암모니아 및 그린 메탄올 연료의 생산 비용이 점진적으로 안정화됨에 따라, 2050년으로 갈수록 ZNZs 보상의 요구 수준은 전반적으로 감소하는 경향을 보였다. 특히 그린 메탄올은 그린 수소뿐만 아니라 DAC (Direct Air Capture) 또는 바이오매스 기반의 CO₂를 원료로 사용하는 특성상, 2050년까지도 높은 생산비용이 유지될 가능성이 크다. 이에 따라, 경제성 확보를 위해서는 중장기적으로도 상당 수준의 ZNZs 보상이 지속적으로 요구될 것으로 전망된다. 반면, Blue LNG와

OCCS 기술을 결합한 시나리오는 기술적 성숙도 및 비용 효율성 측면에서 상대적으로 우수한 경쟁력을 보이며, 2040년 이후부터는 추가적인 ZNZs 보상 없이도 경제성이 확보될 수 있는 것으로 분석되었다. 이는 해당 기술 조합이 중장기적으로 가장 실현 가능성이 높은 탈탄소화 전략임을 시사한다. 요구되는 단위 보상단가(Unit price, \$/ton CO_{2eq})는 GFI 기준 구간을 2028년도 직접 준수 목표치(77.4 gCO_{2eq}/MJ) 대비 초과 감축분(Fig. 9 Range ②)으로 설정할 경우, OCCS는 최대 \$113/ton CO_{2eq}, 그린 암모니아는 최대 \$382/ton CO_{2eq}, 그리고 그린 메탄올은

최대 \$451/ton CO_{2eq}으로 산정되었다. 다만, 기술 전환에 필요한 절대 보상 규모(MUSD/yr)가 정책 설계의 핵심 변수이며, 향후 ZNZs Rewards 가이드라인에서 정의될 GFI 인정 범위(Fig. 9)에 따라 단위 보상단가(\$/ton CO_{2eq})는 유동적으로 조정될 수 있다.

향후 RU 비용을 단순히 인상하는 방식보다는 탈탄소화 기술의 조기 도입을 유도할 수 있는 인센티브 기반의 ZNZs 보상 체계를 적시에 도입하는 것이 우리나라 해운 및 조선 산업의 규제 대응 부담을 완화하고 기술 전환을 가속화하는 보다 효과적인 전략이 될 수 있다. 이러한 관점에서 향후 MEPC 회의에서는 ZNZs 보상 체계 도입과 관련된 논의에 대해 우리나라 대표단이 보다 전략적이고 능동적으로 대응할 필요가 있다.

ZNZs 보상 재원의 안정성과 제도 운영 가능성 측면에서 보면, 단기적으로는 규제 미준수 선택이 RU 구매를 통해 규제에 대응하는 사례가 상대적으로 많을 것으로 예상되며, 이에 따라 보상 재원이 일정 수준 이상 확보될 가능성이 있다. 중장기적으로는 RU 구매에 따른 규제 비용 부담이 증가하는 한편, 탈탄소화 기술의 확산과 비용 안정화가 진행될 경우 ZNZs 보상의 필요성은 점진적으로 감소할 수 있다. 이러한 점을 고려할 때, 전반적으로 제도 운영에 필요한 자원 확보 가능성은 유지될 것으로 판단된다. 다만 보상 재원의 규모와 제도 운영 방식은 기술 전환 속도와 규제 강도에 따라 달라질 수 있으므로, 향후 제도 설계 시 이러한 불확실성을 반영한 유연한 정책 접근이 필요하다.

4. 중기조치의 일정 변화에 따른 영향 분석

선박 온실가스 감축을 위한 IMO 중기조치는 2025년 10월 공식 채택을 예상했으나, MEPC 특별세션(MEPC ES.2)에서 확인된 회

원국 간의 입장 차이로 인해 논의가 1년 연기되었으며, 국제 정세의 불확실성으로 당초 계획된 중기조치 채택 및 시행 일정의 추가 지연 가능성이 높아지고 있다(IMO Secretariat[2025b]). 이에 본 연구는 중기조치 및 관련 제도, 기술의 도입 일정이 지연되는 현실적 가능성을 반영하여 세 가지 시나리오를 설정하고, 이들 시나리오에 따른 기술 적용 경제성과 정책적 시사점을 분석하였다. 설정된 시나리오는 다음과 같다. 첫째, 규제 발효 시점이 4년 연기되어 2031년부터 시행되나 2035년까지의 감축률 목표(2008년 대비 기본목표 30% 감축, 직접준수목표 43% 감축)는 변하지 않는 경우(시나리오 1); 둘째, GFS 기반 중기조치는 2028년 시행되나 ZNZs 보상 체계 도입시기가 지연되어 2031년 시행되는 경우(시나리오 2); 셋째, IMO 중기조치는 2028년 발효되나 주요 탈탄소화 기술(OCCS, 그린 암모니아, 그린 메탄올 등)의 상용화가 3년 이상 지연되는 경우(시나리오 3)이다. 각 시나리오가 화석연료 운항의 지속 가능성, 기술 전환의 시기 및 경제성, RU 가격 및 SU 거래 시장, 보상 체계의 실효성, ZNZs 보상단가 등에 미치는 영향을 비교 분석하였다.

4.1 기술 전환 시기 및 화석연료 기반 운항의 지속가능성

시나리오 1의 경우, 규제 발효가 2030년까지 지연됨에 따라 선박 운영자는 초기 단계에서 연료 전환이나 기술 도입 없이 기존 화석연료(MGO, LNG)를 계속 사용할 수 있는 여지가 커지게 된다. 이후 2031년에 중기조치가 시행되면, 동일한 2035년 GFI 목표를 달성하기 위해 연도별 감축률이 가파르게 설정될 수밖에 없지만, Fig. 16과 같이 2031년부터 2034년까지의 Target GFI 절대값은 당초 계획 대비 상대적으로 완화된 수준으로 유지된다. 이에 따라 해당 기간 동안 선사들이 부담해야 하는 RU 구매 비용은 감소하고, 결과적으로 화석연료 기반 운항의 경제적 유인이 증가하게 된다.

Table 5. Scenario of IMO mid-term measures and commercialization timelines for key decarbonization technologies

	시나리오 1 (중기조치 시행 지연)	시나리오 2 (ZNZs 보상 지연)	시나리오 3 (기술 상용화 지연)
GFS	추가 지연 (2031년 시행)	26년 10월 채택 (2028년 시행)	26년 10월 채택 (2028년 시행)
ZNZs Rewards	도입 지연 (2031년 시행)	도입 지연 (2031년 시행)	정상 도입 (2028년 시행)
핵심기술 상용화	정상	정상	기술 상용화 지연

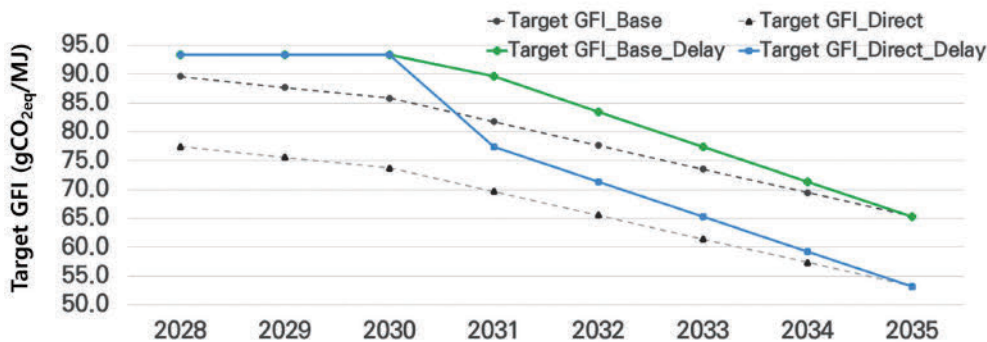


Fig. 16. Target GFI trajectory under delayed adoption of IMO midterm measures.

이러한 구조는 단기적으로 화석연료 사용 지속성을 강화하며, 기술 전환 시점을 늦추는 방향으로 작용할 가능성이 높다.

시나리오 2는 중기조치가 2028년에 시행되지만, ZNZs 보상 체계(ZNZs Rewards)의 도입이 2031년으로 지연되는 상황을 가정한 것이다. 이 경우, 초기 규제 이행 단계에서는 선사들이 ZNZs 연료 및 기술 도입에 따른 추가 비용을 상쇄할 인센티브가 없으므로, 규제 준수를 위한 최소한의 비용을 지불하는 전략을 선택할 가능성이 높다. 구체적으로는, Figs. 6~8에서 제시된 분석처럼, 2040년 이전까지는 화석연료(MGO, LNG)를 기반으로 운항하면서 RU를 구매하는 것이 탄소중립 연료나 OCCS 기술을 조기에 도입하는 것보다 경제성이 더 높게 평가된다. 이에 따라 선사들은 규제상 허용된 범위 내에서 최소한의 감축만을 이행하는 전략을 택할 가능성이 크다. 예를 들어, Tier 2 (\$380/ton CO₂의 패널티)의 적용을 회피하기 위해 저탄소 연료를 소량 혼합하거나, 낮은 포집 효율의 OCCS 기술을 선택하여 기본 목표만 준수(Tier 1)하는 방식으로 대응할 가능성이 높다. 이러한 전략은 중장기적으로 탈탄소 기술의 상용화와 투자 확산을 지연시키는 요인으로 작용할 수 있으며, 결과적으로 IMO의 2050년 탄소중립 달성 목표에 대한 이행 기반을 약화시킬 수 있다.

시나리오 3은 IMO 중기조치와 ZNZs 보상 체계가 2028년에 시행되더라도, 정작 핵심 탄소중립 기술의 상용화 및 연료 공급 인프라가 예상보다 지연되는 상황을 가정한 것이다. 이 경우, OCCS, 그린 메탄올, 그린 암모니아 등 주요 대체 연료 및 감축 기술이 시장에 충분히 보급되지 않기 때문에, 선사들은 기술적인 대안이 없는 상태에서 화석연료(MGO, LNG)를 계속 사용할 수밖에 없는 구조에 직면하게 된다. 이에 따라 2028년부터 2030년대 초반까지의 기간 동안, 선사들은 중기조치 규제 준수를 위한 실질적인 기술적 수단 없이 RU 구매에 의존하게 되며, 운항은 화석연료에 100% 의존하면서도 그에 상응하는 경제적 부담을 벌금 형태의 RU 구매비용으로 지불해야 한다. 이는 실질적인 온실가스 감축 효과 없이 재정적 거래만 발생하는 왜곡을 초래할 수 있으며, 이행 초기 단계에서 제도의 실효성과 환경적 정당성에 대한 의문을 야기할 가능성이 있다. 또한, 해당 시나리오는 기술의 실용화와 시장 보급 시기의 불확실성이 중기조치의 성공적인 이행에 있어 중요한 제약 요인임을 시사하며, 기술 공급망 구축과 인프라 투자에 대한 국제적 공조와 사전 준비의 중요성을 강조한다. 결과적으로, 규제와 보상 체계의 존재만으로는 탈탄소 목표 달성이 보장되지 않으며, 기술적 현실성과 정책적 타이밍 간의 정합성이 선결 조건임을 보여준다.

4.2 RU 및 SU 시장에 대한 영향

시나리오 1은 IMO 중기조치 시행이 지연되어 2030년까지 규제가 발효되지 않는 상황을 가정한 것이다. 이로 인해 해당 기간에는 GFI 감축 의무가 부과되지 않으며, RU 및 SU 시장도 비활성 상태로 유지된다. 2031년부터 규제가 시작되면, 동일한 2035년 목표 달성을 위해 GFI 감축 경로가 가팔라지면서 RU 수요가 빠르게 증가하고, RU 중심의 시장이 빠르게 형성될 것으로 예상된다. 그러나 규제

공백기 동안의 기금 축적 부족은 초기 ZNZs 보상 재원의 제약으로 작용할 수 있으며, 이는 RU 단가 인상 압력으로 이어질 가능성이 있다. 한편, 조기감축에 나선 선사가 거의 없어 SU 공급은 2030년대 중반까지 제한될 것으로 보이며, SU 시장은 RU 수요가 정점에 달하는 2030년대 후반부터 본격적으로 활성화될 전망이다. 이러한 시장의 급변화는 초기 제도의 안정적 정착에 부정적 영향을 줄 수 있다.

시나리오 2의 경우, 보상 부재로 인해 선사들이 주요 탄소중립 기술을 조기에 도입해 SU를 창출할 유인이 부족하므로, SU 발행은 제한적으로 이루어질 가능성이 크다. 반면, RU 수요는 지속되기 때문에 관련 기금은 일정 수준 축적될 수 있다. 이후 2031년 보상 체계가 도입되면, IMO는 누적된 RU 매출을 활용해 초기 보상 수준을 높게 설정할 수 있으며, 이에 따라 SU 시장도 본격적으로 활성화될 것으로 예상된다. 결과적으로, 보상 지연 기간에는 RU 중심의 시장이 형성되고, SU 거래는 보상제 시행 이후부터 본격화되는 구조가 나타날 수 있다.

시나리오 3은 주요 탄소중립 기술의 상용화가 지연되는 상황으로, 기술적 대응 수단이 부재한 상태에서 2028년부터 규제가 시행되는 경우를 가정한다. 이 경우 대부분의 선박이 GFI 기준을 충족하지 못해 RU 구매에 대거 의존하게 되며, 특히 Tier 2 기준을 만족하지 못하는 선박은 높은 비용의 RU를 대량 구매해야 할 가능성이 크다. 이로 인해 RU 시장은 과열 양상을 보이며 IMO 기금에는 단기간 내 큰 자금이 유입될 것으로 예상된다. 반면, 기술 부재로 SU를 발행할 수 있는 선박이 거의 없어 SU 시장은 형성되지 않으며, 선사 간 거래를 통한 규제 유연성도 사실상 작동하지 않게 된다. 결과적으로 RU 중심의 감축 구조가 형성될 것이다.

4.3 ZNZs 보상단가의 변화 전망

ZNZs 보상단가의 설정은 중기조치의 시행 일정과 기술 상용화 시점에 따라 크게 달라질 수 있다. 시나리오 1에서는 규제 시행이 지연되면서 2031년 이후 단기간 내 빠른 전환이 요구되므로, 보상 단가에 대한 단기 인상 압력이 클 것으로 예상된다. 특히, 탄소중립 연료와 화석연료 간의 비용 차이를 보전하기 위해 3.5절에서 제시한 톤당 \$450 수준 보다 높은 보상단가가 일시적으로 요구될 수 있다. 반면, 시나리오 2는 보상제 시행이 지연되지만 그간 축적된 RU 자금을 활용할 수 있어, 초기에는 비교적 높은 보상단가 책정이 자연스럽게 가능하고 이후 점진적 인하 전략을 적용할 수 있는 유연성이 크다. 마지막으로 시나리오 3에서는 초기 보상 집행은 제한되지만, 기술이 도입되는 시점에 축적된 재원을 활용해 일시적 고보상 정책을 시행할 수 있으며, 이때 보상의 지속가능성과 유인 간 균형이 주요 고려사항이 된다.

5. 결 론

본 연구는 2025년 4월 MEPC 83차 회의에서 공식 승인된 IMO 온실가스(GHG) 감축 중기조치(Mid-term Measures)가 선박 탈탄소화 기술에 미치는 영향을 정량적으로 분석하고, 주요 기술의 경

제성 확보를 위한 ZNZs(Zero or Near-Zero fuels, technologies and energy sources) 보상 체계의 도입 방안을 제시하였다. 특히 연료표준제(GFS)와 대체 준수 방안(GFI Compliance Approach) 중심의 새로운 규제 체계가 기존 화석연료 기반 선박의 운항 경제성에 미치는 영향을 평가함으로써, 선상 탄소포집 및 저장(OCCS), 그린 암모니아, 그린 메탄올과 같은 주요 탈탄소화 연료 및 기술에 대한 정책적·경제적 지원 전략을 제안하였다.

분석 결과, GFS 규제 하에서 기술 전환을 통해 기대되는 RU 회피 효과 및 SU 보상만으로는 OCCS, 그린 암모니아, 그린 메탄올과 같은 기술의 추가 비용(CAPEX, OPEX, 연료비 상승, 화물 적재 손실)을 상쇄하기 어려우며, 이로 인해 2040년 이전 주요 기술의 조기 상용화는 현실적으로 제한적일 것으로 판단된다. 이에 따라 탈탄소화 기술의 시장 도입을 촉진하기 위한 실효성 있는 인센티브로서 ZNZs 보상 체계가 필수적으로 요구되며, 본 연구에서는 기술별 연간 기준 조기 보상 수준을 OCCS의 경우 4.0~4.3 MUSD/yr, 그린 암모니아는 28.9~29.2 MUSD/yr, 그린 메탄올은 35.2~35.5 MUSD/yr로 제시하였다. 단, ZNZs 보상단가(Unit price, \$/ton CO_{2eq})는 GFI 기준 구간 설정에 따라 전략적으로 설정되어야 한다.

OCCS 기술은 그린 연료에 비해 상대적으로 높은 경제성을 바탕으로 가격 경쟁력을 확보할 수 있는 잠재력이 있으나, 단독 적용만으로는 전주기(WtW) 기준에서 요구되는 온실가스 감축 수준을 충족하기 어려운 한계가 있다. 이러한 한계를 보완하기 위해서는 OCCS 기술을 다양한 저탄소·탄소중립 연료와 병행하여 활용함으로써 선박의 온실가스 집약도(GFI)를 19.0 gCO_{2eq}/MJ 이하로 낮추는 복합적 대응 전략이 필요하다. 따라서 향후 OCCS 시스템은 화석연료뿐만 아니라 암모니아, 메탄올, 바이오연료 등 다양한 연료 체계와의 연계 적용이 가능하도록 기술적 유연성과 적용 범위를 확대하는 방향으로 개발될 필요가 있다. 아울러 감속 운항과 같은 운항적 에너지효율 개선 조치와 메탄 등 비 CO₂ 온실가스 저감 기술을 함께 도입하여 온실가스 집약도를 추가적으로 낮출 수 있는 통합적 대응 전략에 대한 검토가 요구된다.

끝으로, IMO 중기조치의 시행 일정과 기술 상용화 시기의 지연 가능성을 반영한 세 가지 시나리오를 통해 해운부문의 탈탄소화 경로와 시장을 예측하였다. 분석 결과, 규제 시행이나 보상 체계 도입이 지연될 경우 단기적으로 화석연료 기반 운항의 지속성과 RU 시장의 의존도가 높아지며, 기술 전환은 지연되고 SU 시장은 활성화되지 않는 비대칭 구조가 나타날 수 있다. 또한, 기술 상용화가 지연되는 시나리오에서는 규제의 실효성 확보가 어렵고, RU 가격 및 보상단가 설계의 어려움 등 시장 불안정성이 증가할 수 있다. ZNZs 보상 체계의 조기 도입과 충분한 기금 축적은 기술 전환 유인을 강화하고 SU 시장 활성화를 촉진함으로써 제도 전반기의 효율성과 예측 가능성을 높이는 핵심 요인으로 작용할 수 있다. 이러한 결과는 중기조치의 조속한 채택과 보상 체계의 시의적절한 설계, 그리고 기술 상용화를 뒷받침할 국제적 협력이 향후 해운부문 탄소중립 전략의 성공 여부를 좌우할 것임을 시사한다.

후 기

본 연구는 2026년도 산업통상부 재원으로 한국산업기술기획평가원(KEIT)의 지원을 받아 수행된 연구입니다(LNG 연료추진선박 건조 시 BOG 처리를 위한 0.5ton급 최적 압축 배관시스템 개발 및 안전기준 개발, 과제번호: 20026449).

References

- [1] Allam, R., Bolland, O., Davison, J., Feron, P., Goede, F., Herrera, A., Iijima, M., Jansen, D., Leites, I., Mathieu, P., Rubin, E., Simbeck, D., Wamuzinski, K., Wilinson, M., Williams, R., 2005, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage.
- [2] Alphaliner, 2025, The Worldwide Reference in Liner Shipping.
- [3] Cho, M., Seo, Y., Park, E., Chang, D., and Han, S., 2023, Process design and energy assessment of an onboard carbon capture system with boilers or heat pumps for additional steam generation, *Ships and Offshore Structures*, 19(9), 1309-1322.
- [4] Environment+Energy Leader, Shipping CO₂ Emissions Rise 9% Since 2019, <https://www.environmentenergyleader.com/stories/shipping-co2-emissions-rise-9-percent-since-2019,107317>, 2025 (accessed 2026.03.19.)
- [5] IEA, 2019, Techno-Economic Evaluation of CO₂ Capture in LNG Plants.
- [6] IMO Secretariat, 2023a, Report of the Marine Environment Protection Committee on its Eightieth Session. Mepc 80/17.
- [7] IMO Secretariat, 2024a, Report of the Marine Environment Protection Committee on its Eighty-first Session. Mepc 81/16.
- [8] IMO Secretariat, 2024b, Draft Report of the Marine Environment Protection Committee on its Eighty-second Session. Mepc 82/WP.1/Rev.1.
- [9] IMO Secretariat, 2024c, Report of the Comprehensive impact assessment of the basket of candidate GHG reduction mid-term measures – full report on Task 2 (Impacts on the fleet). MEPC 82/INF.8/Add.1.
- [10] IMO Secretariat, 2024d, Report of the Steering Committee on the comprehensive impact assessment of the basket of candidate GHG reduction mid-term measures Executive summary of the report on Task 2 (Impacts on the fleet). MEPC 82/7/4/Add.2.
- [11] IMO Secretariat, 2025a, Report of The Marine Environment Protection Committee on its Eighty-third Session. Mepc 83/17/Add.1.
- [12] IMO Secretariat, 2025b, Results of the roll-call vote on the motion to adjourn the second extraordinary session of the Committee for a period of one year. MEPC/ES.2/INF.4.
- [13] Jasmina Ovcina Mandra, Clarksons says alternative fuel ships account for 47 pct of orderbook, projects another 100 LNG carrier orders, <https://www.offshore-energy.biz/clarksons-says-alternative-fuel-ships-account-for-47-pct-of-orderbook-projects-another-100-lng-carrier-orders/>, 2023 (accessed 2025.12.26.)

- [14] Kim, J.H. and Choi, J.H., 2024, A Study on Impact and Countermeasures of Marine Fuels in the FuelEU Maritime Regulation, *Journal of the Society of Naval Architects of Korea*, 61(2), 88-97.
- [15] Lagemann, B., Lagouvardou, S., Lindstad, E., Fagerholt, K., Psaraftis, H.N. and Erikstad, S.O., 2023, Optimal ship lifetime fuel and power system selection under uncertainty, *Transportation Research Part D*, 119, 103748.
- [16] Lee, S., Cho, M., Kang, S., and Huh, C., 2023a, Necessity and Research Challenges of Onboard Carbon Capture Technology in Achieving the IMO's Goal of Reducing GHG, *J. Korean Soc. Mar. Environ. Energy*, 26(4), 336-348.
- [17] Lee, S., Cho, M., Kang, S., and Huh, C., 2025, Comparative Analysis of Onboard Carbon Capture Technology and Carbon-Neutral Fuels: Insights into IMO Mid-term Measures and Cost Competitiveness, *J. Korean Soc. Mar. Environ. Energy*, 28(1), 42-51.
- [18] Lee, J.Y., Hwang, D.J., and Kim, M.K., 2023b, A Study on the Comprehensive Impact of the 2023 IMO GHG Strategy on International Shipping, *Journal of the Society of Naval Architects of Korea*, 60(6), 397-405.
- [19] Lindstad, E., Lagemann, B., Rialland, A., Gamlem, G.M. and Valland, A., 2021, Reduction of maritime GHG emissions and the potential role of E-fuels, *Transportation Research Part D* 101 103075.
- [20] Lloyd Register, Alternative-fuelled ship orders remain significant in 2025, https://www.lr.org/en/knowledge/insights-articles/alternative-fuelled-ship-orders-remain-significant-in-2025/?utm_source=chatgpt.com, 2026 (accessed 2026.3.17.)
- [21] MMMCZCS, 2022a, Preparing Container Vessels for Conversion to Green Fuels.
- [22] MMMCZCS, 2022b, The role of onboard carbon capture in maritime decarbonization.
- [23] Ramsay, W., Fridell, E., and Michan, M., 2023, Maritime Energy Transition: Future Fuels and Future Emissions, *Journal of Marine Science and Application*, 22, 681-692.
- [24] Resolution Mepc.391(81) – 2024 Guidelines on Life Cycle Ghg Intensity of Marine Fuels (2024 Lca Guidelines).
- [25] Resolution Mepc.377(80) - 2023 Imo Strategy on Reduction of Ghg Emissions From Ships.
- [26] RINA, 2023, Onboard carbon capture. MEPC 80/INF.14.
- [27] Shanghai Shipping Exchange, <https://en.sse.net.cn/indices/scfinew.jsp>, 2024 (accessed 2024.11.14.)
- [28] Solutions for Our Climate, 2024, Environmental risks of intermediate alternative fuels in shipping and plans for utilization in Korea, China and Japan.
- [29] Stephen Gordon, Green Technology Tracker: 41% of tonnage ordered in 1H 2024 alternative fuelled, <https://insights.clarksons.net/green-technology-tracker-41-of-tonnage-ordered-in-1h-2024-alternative-fuelled/>, 2024 (accessed 2025.12.26.)
- [30] Yang, H.S. and Kim, C.S., 2025, A Strategic Direction for Shipping Companies' Cargo Sales from the Introduction of Container Ships Using Eco-Friendly Fuels, *Journal of Korea Port Economic Association*, 41(4), 147-164.

Received 6 February 2026

1st Revised 14 March 2026, 2nd Revised 20 March 2026

Accepted 23 March 2026