

친환경 선박 개발에 따른 해외 그린수소 수입에 대한 탄소 배출 영향 및 수소 단가 분석

김도형[†] · 최예빈 · 오지현 · 박철호

국가녹색기술연구소 정책연구본부

Analysis of Carbon Emission Effects and Hydrogen Prices for Overseas Green Hydrogen Imports by Development of Green Ship

DO-HYUNG KIM[†], YEBIN CHOI, JI-HYUN OH, CHUL HO PARK

Division of Policy Research, National Institute of Green Technology, 60 Yeouinaru-ro, Yeongdeungpo-gu, Seoul 07328, Korea

[†]Corresponding author
kimdh4785@nigt.re.kr

Received 25 October, 2023
Revised 19 January, 2024
Accepted 2 February, 2024

Abstract >> Hydrogen is emerging as an essential material for carbon neutrality. In particular, Korea needs 22.9 million tons of imported clean hydrogen by 2050 to achieve carbon neutrality. However, a large amount of carbon is emitted during the import process, and market regulations are being discussed. This research estimates the carbon emissions of importing green hydrogen from Vietnam, Australia, and the United Arab Emirates to Korea, and calculates imported green hydrogen prices under carbon emission market regulations.

Key words : Clean hydrogen certification(청정수소 인증), Green hydrogen import(그린수소 수입), Green ship(친환경 선박), Hydrogen carrier(수소 운반체), Carbon emissions(탄소 배출량), Carbon emission offset price(탄소 배출 상쇄 가격), Carbon tax(탄소세), Green hydrogen price(그린수소 가격)

1. 서론

2050 탄소중립 기조가 전 세계로 확산됨에 따라 청정에너지 활용의 중간 매개체 역할을 하는 수소에너지가 주목받고 있으며, 국내 탄소중립 달성을 위해 청정에너지로 생산된 수소 활용이 필수적으로 요구되고 있다. 그러나 2021년 발표된 ‘제1차 수소경제 이행 기본계획’에 따르면 2050년 청정수소 공급량

2,790만 톤 중 2,290만 톤(82%)을 해외로부터 수입해야 한다¹⁾.

정부는 해외 청정수소 공급망 확보를 위해 호주, 칠레, 아랍에미리트(United Arab Emirates, UAE) 등에서 청정수소를 생산하여 수입해 오는 ‘H2STAR 프로젝트’를 발표하였다²⁾. 또한 2023년 발표된 ‘국가 탄소중립 녹색성장 기본계획’에서 중동에 블루수소 생산 시설, 동남아시아에 그린수소 생산 시설을 대표

프로젝트로 선정하여 해외 현지 청정수소 생산 시설 구축 등 시범 사업을 추진하겠다는 계획을 밝혔다³⁾.

수소 융합 얼라이언스는 사우디아라비아와 호주에서 생산된 그린수소 수입 경제성 분석을 진행한 바 있다. 분석 결과에 따르면 전 과정에서 그리드 전력이 아닌 재생에너지 전력을 사용해야 해상 수소 운반체의 형태에 관계없이 경제성이 높고, 암모니아 형태로 수입 시 2030년 호주산 4.6 USD/kgH₂, 사우디아라비아산 4.4 USD/kgH₂의 그린수소 단가가 예상된다⁴⁾. Lee 등⁵⁾은 청정수소 수입 시 톨루엔-메틸사이클로헥산(methylcyclohexane, MCH) 형태로 운송하는 것이 가장 경제적이거나 수소 수입 과정에서 재생에너지 비중을 높이면 암모니아 형태의 운송이 경제적이라는 결과를 발표하였다.

청정수소 기반의 수소경제 이행 가속화를 위해 정부는 수소법 개정을 통한 청정수소 인증제의 기반을 마련하였고, 2023년 4월 청정수소 인증제 초안을 발표하였다⁶⁾. 청정수소로 인정되는 기준은 온실가스 배출량 4 kgCO₂/kgH₂이며 수소 원료 채굴부터 수소 생산까지를 배출량 산정 범위(well-to-gate)로 제안하였다. 하지만 기업의 탄소 배출량 산정 범위를 생산 제품의 생애주기까지 고려하는 scope 3로 확장하자는 국제적 기류가 확산됨에 따라 청정수소 수요 기업들의 운송 과정에서 탄소 배출량 저감이 요구될 것으로 예상된다^{7,8)}. 이에 따라 청정수소 인증제의 배출량 산정 범위가 well-to-port 또는 well-to-wheel까지 확대될 가능성이 있다.

2023년 5월, 국제해사기구(International Maritime Organization, IMO)는 2050 net-zero 선언과 함께 2030년까지 탄소 배출량 최소 20% 감축 및 탄소 배출량이 거의 없는 대체 연료 사용 비율을 5% 이상 늘리는 국제 합의 초안을 발표하였다⁹⁾. 해운 분야의 탄소 배출량 감축 속도를 높이기 위해 다양한 탄소세 부과 또는 탄소배출권 거래제 도입 방안도 논의되고 있다¹⁰⁾. 한국해양수산개발원에 따르면 해운 분야 탄소세 도입 시 우리나라 해운기업의 탄소세 비용 부담액은 최대 4조 8,916억 원이 발생하고, 규모가 작은 기업의 경우 탄소세 가격에 따라 수익성과

재무 비율이 마이너스로 전환될 수 있다¹¹⁾. 국내외 해운기업들의 친환경 선박 수요 증가에 따라 정부를 필두로 조선 업계에서 메탄올, 암모니아, 수소 등을 연료로 하는 친환경 선박을 개발하고 있다^{12,13)}.

Kim 등¹⁴⁾에 따르면 호주에서 그린수소를 수입할 때 운송 과정에서 그린수소 1 kg당 최대 12.34 kg이라는 상당한 양의 온실가스가 배출된다. 운송 과정에서 온실가스 배출량은 운송 거리, 연료의 탄소 배출계수 등에 의해 달라진다. 따라서 탄소세가 도입될 경우 그린수소 수출국의 위치, 친환경 연료 사용 여부에 따라 해외 그린수소 수입 시 발생하는 탄소 배출량과 그린수소 단가의 증감이 나타날 것이다.

본 연구에서는 국제적인 탄소중립 기조와 IMO의 탄소중립 선언으로 해운에서의 탄소 배출에 대한 시장 규제가 차후 진행될 것으로 예상됨에 따라 그린수소 수입 단가에 미칠 수 있는 파급 효과를 도출하고자 친환경 선박 개발 여부에 따른 베트남, 호주, UAE에서의 그린수소 수입 시 탄소배출량을 산정하고 그린수소 수입 단가를 산출하였다. 세 국가 모두 현재 그린수소 생산 및 수출에 대한 계획이 있으며, 우리나라와의 해운 거리가 달라 다양한 수입 경로에 대한 경우의 수 비교가 가능하므로 위의 세 국가를 그린수소 수출국가로 선정하였다¹⁵⁻¹⁸⁾.

2. 분석 방법

본 연구에서는 베트남의 Vung Tua 항구, 호주의 Townsville 항구, UAE의 두바이 Hamriyah 항구에서 대한민국 평택항까지 수소를 수입하는 과정에서 발생하는 탄소 배출량과 그린수소 수입 단가를 산출하여 그 결과를 바탕으로 비교 분석을 진행하였다. 해외 그린수소 수입 과정은 Fig. 1과 같이 수소 생산, 수소 변환, 수출 터미널, 해상 운송, 수입 터미널, 수소 재변환의 6단계로 설정하였다. 해상 수소 운반체로는 액화수소(liquid hydrogen, LH₂), 암모니아(ammonia, NH₃), 액상 유기 수소 운반체(liquid organic hydrogen carrier, LOHC)를 활용하는 세 가지 경우로 구분하여 2030, 2040, 2050년 각각의 탄소 배출량 및 해외

그린수소 수입 단가를 산출 및 비교하였다. 분석을 위하여 BloombergNEF (BNEF)에서 제시한 Hydrogen Project Model을 활용하여 그린수소 생산단가를 도출하고, 수소 변환부터 수소 재변환 과정까지는 International Energy Agency (IEA) hydrogen report에 제시된 수치(Table 1)를 토대로 과정별 단가 및 탄소 배출량을 산출하였다^{19,20)}. 이때 전력이 사용되는 과정에서는 모두 고정형 태양광 발전(non-tracking photovoltaics [PV]; PV [fixed])을 통해 전력이 공급된다고 가정하였다. 암모니아 합성(수소 변환)은 전기분해 기술을 통한 그린 암모니아 생산 과정을 적용하였고, LOHC 운송은 MCH 형태의 수소 운송을 고려하였다. 또한 탄소 배출이 일어나는 과정에서 탄소 포집 기술 적용은 고려하지 않았다.

2.1 탄소 배출에 따른 영향 분석

2.1.1 탄소 배출량 산출

Fig. 1을 보면 수소 변환, 추출 및 해상 운송 과정에서 천연가스와 탄화수소 연료(중유[heavy fuel oil, HFO], 디젤[diesel], 메탄올[methanol])를 사용할 때 CO₂

가 배출된다. 이에 각 과정에서 다음과 같은 ‘연간 연료 필요량 × 연료 잠재 에너지량 × 연료의 CO₂ 배출계수 = 연간 CO₂ 배출량’ 산정식을 활용하여 CO₂ 배출량을 산출하였다. LOHC 합성 및 수소 추출 과정에서 소비되는 천연가스의 경우, IEA의 천연가스 사용량을 발췌하여 탄소 배출량에 반영하였다.

해상 운송의 경우, 운송 연료로 친환경 연료를 사용하는 경우와 HFO-바이오디젤(bio-diesel) 혼합 연료를 사용하는 경우로 나누어 각 값을 도출하였다. HFO 연료 선박은 IMO 및 국내 선박 규제에 의하여 Table 2과 같이 연도에 따라 바이오디젤 비율이 증가한다고 가정하여 각 값을 산출하였다. 한편 친환경 선박은 boil-off된 수소 또는 암모니아를 직접 연료로 사용하거나 그린메탄올을 연료로 사용하는 경우로 분류하였다. HFO, 바이오디젤, 그린메탄올의 탄소 배출량은 91.6, 51.4, 4.5 gCO₂eq./MJ의 탄소 배출계수를 토대로 각각 산출하였다²¹⁾.

2.1.2 탄소 배출 시장 규제에 따른 비용 산출

탄소 배출 시장 규제의 영향을 분석하기 위해, 탄소 배출 시장 규제가 없는 경우(case 1), 탄소배출권

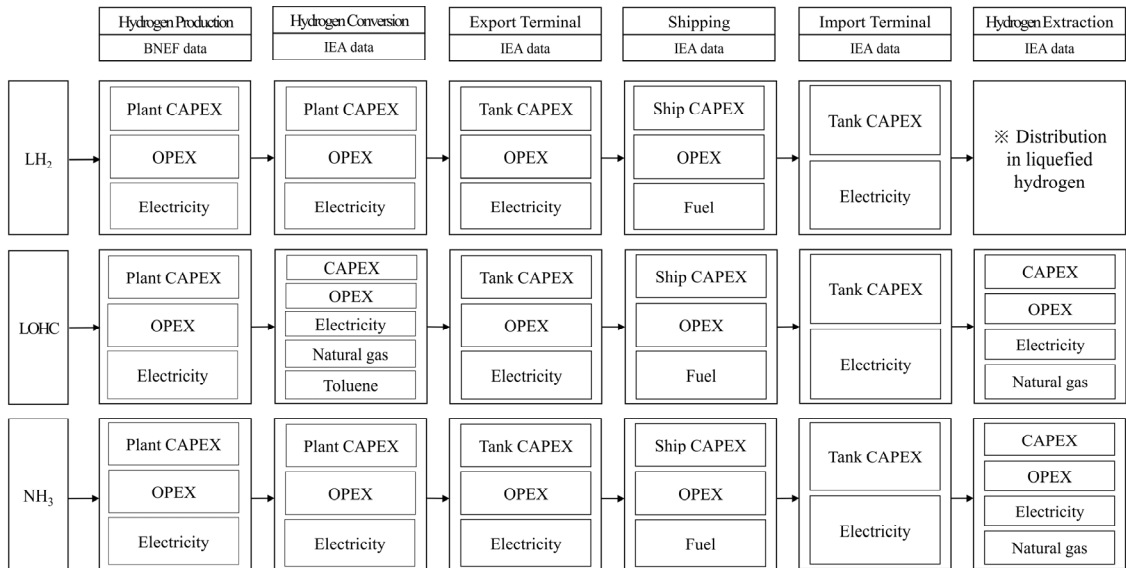


Fig. 1. Diagram of hydrogen Import chain leveled with cost and environmental estimation

거래제에 따른 상쇄 비용을 적용한 경우(case 2), 해상 운송에 탄소세가 적용되고 수소 변환 및 추출 과정에서 상쇄 비용이 적용된 경우(case 3)로 구분하여 비용을 산출하였다.

Table 1. Parameters of hydrogen import process except for hydrogen production process from IEA²⁰⁾

Process	Parameter	Units	Hydrogen shipping carrier		
			LH ₂	LOHC	NH ₃
Hydrogen conversion*	Installed capacity	kt _{H₂} /yr or kt _{tol} /yr or kt _{NH₃} /yr	260	4,200	2,800
	Plant CAPEX	USD million	1,400	230	2,240
	Annual OPEX	% of CAPEX	4%	4%	1.5%
	Electricity use	kWh/kgH ₂	6.1	1.5	4.8
	Natural gas use	kWh/kgH ₂	-	0.2	-
	Start-up toluene	kt	-	260	-
	Toluene cost	USD/t _{tol}	-	400	-
	Toluene markup	kt _{tol} /yr	-	100	-
Export terminal	Capacity/tank	tH ₂	3,190	51,750	34,100
	CAPEX/tank	USD million	290	42	68
	Annual OPEX	% of CAPEX	4%	4%	4%
	Electricity use	kWh/kgH ₂	0.61	0.01	0.005
	Boil off rate	%/day	0.1%	-	-
	Flash rate	%	0.1%	-	-
Shipping	Capacity/ship	tH ₂	11,000	110,000	53,000
	CAPEX/ship	USD million	412	76	85
	Ship speed	km/h	30	30	30
	Annual OPEX	% of CAPEX	4	4	4
	Fuel use	MJ/km	1,487	3,300	2,500
	Boil off rate	%/day	0.2%	-	-
Import terminal	Capacity/tank	tH ₂	3,550	61,600	56,700
	CAPEX/tank	USD million	320	35	97
	Electricity use	kWh/kgH ₂	0.2	0.01	0.02
	Boil off rate	%/day	0.1	-	-
Hydrogen extraction	Capacity	kt _{tol} /yr or kt _{NH₃} /yr	-	4,200	1,500
	Capacity CAPEX	USD million	-	670	460
	Annual OPEX	% of CAPEX	-	4%	4%
	Heat required	kWh/kgH ₂	-	13.6	9.7
	Plant power	kWh/kgH ₂	-	0.4	-
	H ₂ purification (PSA) power	kWh/kgH ₂	-	1.1	1.5
	H ₂ recovery rate	%	-	90%	99%
	PSA H ₂ recovery rate	%	-	98%	85%

*Green ammonia synthesis (hydrogen conversion) parameters are derived from green ammonia synthesis parameters and green hydrogen production parameters with water electrolysis provided by the IEA.

탄소배출권 거래제에 따른 탄소 상쇄 비용은 과학 기반 목표 이니셔티브(science based targets initiative, SBTi)에서 제시한 carbon offset price scenario를 토대로 Table 3에 정리된 값을 반영하였다²²⁾. 해운 탄소세는 일본에서 IMO에 제안한 해운 분야 탄소세 부과 방안의 2030년, 2040년 예상 탄소세를 발췌하였으며, 2050년은 탄소세 인상 추이에 맞춰 1,211 USD/tCO₂로 가정하였다¹⁰⁾.

2.2. 해외 그린수소 수입 단가 계산

수소 운반체에 따른 국가별 경제성 비교를 위해 BNEF의 PV (fixed)의 연도별 levelized cost of energy (LCOE) data-forecast 데이터를 활용하여 각 공정 단계에서의 소요 전력에 대한 가격을 반영하였다²³⁾. 한편 천연가스 가격의 경우 정치적, 외교적 동향에 따른 변동성이 매우 크므로 전망치 선정에 어려움이 있어 Trading Economics의 2023년 9월 4일 기준에 따라 천연가스 가격(2.985 USD/MMBtu)을 갈음하였다²⁴⁾. 수소 수입량은 수소 추출 플랜트의 이용률 100%가 되는 수소 운반체 수입량을 기준으로 설정

하였다.

2.2.1 그린수소 생산

그린수소 수입의 첫 단계인 수소 생산의 경우, 태양광 발전을 통해 얻은 전력으로 수소 생산 플랜트를 가동하는 것으로 가정하였다. 이때 태양광 발전은 PV (fixed), 수전해 설비는 양성자 교환막 수전해(proton exchange membrane water electrolyser)를 각각 적용한다고 가정하였다. 그린수소 생산 단가를 도출하기 위해 capital expenditures (CAPEX) 및 operational expenditure (OPEX), PV (fixed)의 LCOE 등을 고려하여 도출된 BNEF Hydrogen Project Model의 LCOH (USD/kgH₂) 값을 활용하였다¹⁷⁾.

2.2.2 수소 액화 및 운반체 합성

수소 액화의 경우 IEA에서 제시한 플랜트 CAPEX (USD million)와 OPEX (% of CAPEX) 값을 수소 액화 단가에 반영하였다. 또한 IEA의 전력 사용량과 BNEF에서 제시한 PV (fixed) LCOE 전망 데이터를 활용하여 액화 단가에 반영하였다²³⁾. 이를 바탕으로 각 기준년의 수소 액화 단가를 도출하였으며, 암모니아 및 LOHC 생산 또한 동일한 과정을 통해 단가를 산출하였다.

LOHC의 경우 합성 시 천연가스가 플랜트 동력 연료로 사용됨에 따라 CO₂ 배출로 인한 시장 규제 비용을 Table 3에 따라 수소 변환 단가에 반영하였다. 더불어 LOHC 합성 시 사용되는 원료인 톨루엔 (toluene)의 소요량과 비용을 고려하여 LOHC 합성 비용에 추가로 반영하였다.

암모니아의 경우 재생에너지 전력을 활용한 그린 암모니아 합성을 고려하였다. IEA에서 제시한 그린 암모니아 설비는 수전해 설비를 포함하고 있다²⁰⁾. BNEF의 그린수소 생산 단가를 포함하기 위해 IEA에서 제시한 수전해 설비 데이터를 토대로 그린 암모니아 합성 설비의 CAPEX 2,240 USD million과 전력 사용량 4.8 kWh/kgH₂를 도출하여 수소 변환 단가 계산에 적용하였다.

Table 2. Consist of hydrogen transport ship fuel

Ship	Year	LH ₂	LOHC	NH ₃
HFO fuel based ship	2030	HFO 95%, Bio-diesel 5%		
	2040	HFO 40%, Bio-diesel 60%		
	2050	Bio-diesel 100%		
Clean fuel ship	2030-2050	Boil-off H ₂	Green methanol	NH ₃

Table 3. Market-based carbon reduction method

	2030	2040	2050
Carbon offset price (SBTi Scenario)	\$42/tCO ₂ eq.	\$250/tCO ₂ eq.	\$88/tCO ₂ eq.
Carbon tax (Japan proposal to IMO)	\$135/tCO ₂ eq.	\$673/tCO ₂ eq.	\$1,211/tCO ₂ eq. (assumption)

2.2.3 수소 수출 터미널

액화 및 변환 과정을 마친 수소는 해상 운송 전까지 수출 터미널에 저장된다. 수출 터미널 단가 계산을 위해 IEA의 CAPEX (USD million)와 OPEX (% of CAPEX) 값을 활용하였다. 수출 터미널 체류 기간은 수소 운반체 종류에 따라 해상 운송 시 선박 용량 및 개수와 수소 액화 및 운반체 합성 플랜트 용량을 고려하여 산정하였다(Table 4). 그리고 BNEF에서 발췌한 국가별 LOCE 전망 데이터를 활용하여 수출 터미널 체류 기간 동안 소요되는 전력 비용 또한 터미널 단가에 반영하였다²³⁾.

액화수소의 경우 체류 기간 동안의 boil-off와 flash 발생을 고려하기 위해 IEA에서 제시한 boil-off rate 0.1%, flash rate 0.1%를 적용하여 수출 터미널 단가에 반영하였다.

2.2.4 수소 선박 운송

수소 운송 시 앞서 제시한 수출국별 항구로부터 대한민국 평택항까지의 거리는 베트남 4,787 km, 호주 8,038 km, UAE 13,308 km로 설정하였다²⁵⁾. 선박의 용량 및 CAPEX (USD million)와 OPEX (% of CAPEX)는 IEA에서 제시한 값을 활용하여 수소 운반체에 따라 각각 반영하였다. 운송 기간은 국가별 운송 거리와 함께 IEA의 해상 운송 지표들을 활용하여 산정하였다(Table 4). 이때 선박의 이동 속도는 30

km/h로 동일하게 설정하였다.

친환경 연료를 사용하는 경우, 액화수소는 운송 시 0.2%/day의 액화수소가 boil-off되므로 이를 선박 원료로 활용한다고 가정하였다. 암모니아 선박의 경우, 2030년 이전에 암모니아 추진 선박용 터빈 개발이 완료된다는 가정 아래 수입되는 암모니아 자체를 운송 연료로 활용하는 것으로 설정하였다. 이때 암모니아 연료 열량 18.6 MJ/kgNH₃을 활용하여 일일 연료 소모량을 산정하였고, 산정된 약 96 tNH₃/day의 암모니아 소모량은 최종 수입 암모니아량에서 제외하였다. LOHC 운송 시 친환경 선박 연료는 그린메탄올을 활용하는 것으로 가정하였다. 그린메탄올 가격은 International Renewable Energy Agency (IRENA)에서 발췌하였으며, 톤당 중간값인 2030년 580 USD, 2040년 510 USD, 2050년 440 USD로 설정하여 예상 추가 비용을 수소 선박 운송 단가에 포함하였다²⁶⁾.

HFO-바이오디젤 혼합 연료를 운송 연료로 사용하는 경우 Table 3에 따라 연도별 HFO와 바이오디젤의 비율을 달리하여 산출하였다. 이때 HFO 단가는 Energy Transition Outlook의 400 USD/tHFO, 바이오디젤은 OECD-ilibrary의 856.63 USD/tBio-diesel을 적용하여 반영하였다^{27,28)}.

한편 해상 운송 과정 중 배출되는 탄소에 대하여, 탄소 상쇄 비용 및 탄소세 유무에 따른 case 1, 2, 3의 운송 단가를 비교하였다. 이때 Table 3에 따라 SBTi scenario의 탄소 상쇄 비용 예측값을 활용하였으며, 해운 탄소세의 경우 일본에서 제안한 탄소세 부과 방안을 활용하였다^{21,22)}.

Table 4. Periods of hydrogen carrier on each importing process

Export country	Process	LH ₂	LOHC	NH ₃
Vietnam	Export terminal	15.4	14.4	14.4
	Shipping	6.7	6.7	6.7
	Import terminal	9.9	9.6	12.6
Australia	Export terminal	15.4	12.3	12.9
	Shipping	11.3	11.3	11.3
	Import terminal	9.8	9.6	12.4
UAE	Export terminal	15.4	12.5	12.9
	Shipping	18.7	18.7	18.7
	Import terminal	9.6	9.6	12.0

2.2.5 수소 수입 터미널

해상 운송된 수소는 변환 및 배급 전까지 터미널에 저장된다. 수입 터미널 단가 계산을 위해 IEA의 CAPEX (USD million)을 적용하였으며, 터미널 전력 비용은 BNEF의 연도별 국내 PV (fixed)의 LCOE 예측 중간값인 2030년 0.086 USD/kWh, 2040년 0.069 USD/kWh, 2050년 0.061 USD/kWh를 반영하여 계산하였다^{20,23)}. 수입 터미널 체류 기간은 터미널 용량 및 수소 추출 플랜트 용량을 고려하여 산정하였다

(Table 4). 액화수소의 경우, 수출 터미널과 동일하게 채류 기간에 따라 boil-off된 수소는 공기 중으로 방출되므로 총 수입량에서 제외하였다.

2.2.6 수소 추출

수소 추출 또한 IEA의 CAPEX (USD million)와 OPEX (% of CAPEX) 값을 활용하였으며, 소요된 전력 단가는 BNEF에 제시된 국내 PV (fixed) LCOE 값을 반영하였다²³⁾. 한편 암모니아의 경우 IEA가 제시한 수소 1 kg 추출 시 소요 전력량 97 kWh를 반영하였다. LOHC의 경우 수소 추출 시 열에너지와 전력을 함께 고려하였다. 이에 열분해에 사용되는 천연가스 단가는 2.985 USD/MMBtu로 설정하고, 소요 열량 13.6 kWh/kgH₂ 및 전력량 0.4 kWh/kgH₂을 수소 추출 단가에 반영하였다²⁴⁾. 천연가스 사용에 따른 톤당 탄소배출권 가격은 Table 3의 SBTi scenario의 탄소 상쇄 비용 예측값을 발취하여 수소 추출 단가에 반영하였다²²⁾.

3. 결과 및 고찰

3.1 탄소 배출량 비교

Fig. 2는 수소 운반체 및 선박 연료에 따라 well-to-port 과정에서의 탄소 배출량을 비교한 그래프이다. LOHC는 수소 변환 및 추출 과정에서 천연가스가 사

용된다. 특히 LOHC에서 수소 추출 시 암모니아에서 수소를 추출할 때의 1.4배에 달하는 13.6 kWh/kgH₂의 열이 사용된다(Table 1). 또한 LOHC 운반선의 capacity는 110,000 tTol로 액화수소 운반선(11,000 tH₂)과 암모니아 운반선(52,000 tNH₃)보다 무거워서 더 많은 선박 연료가 필요하다²⁰⁾. 따라서 LOHC 운송 시 액화 수소 및 암모니아보다 많은 탄소 배출량을 보인다. LOHC로 그린수소를 수입할 경우 수출국에 관계없이 2040년까지 탄소 배출량이 4 kgCO₂eq./kgH₂를 초과한다. 암모니아 운송의 경우, 호주와 UAE는 HFO 95% 연료를 사용할 때 4.45, 5.85 kgCO₂eq./kgH₂의 탄소 배출이 발생한다. 반면 베트남에서 수입할 경우 연료에 상관없이 4 kgCO₂eq./kgH₂ 이하의 배출량을 보인다. 이는 호주-한국 편도 운송 거리, UAE-한국 편도 운송 거리가 각각 베트남-한국 편도 운송 거리의 1.7배, 2.8배로 늘어나 연료 사용량이 증가하면서 탄소 배출량 또한 증가했기 때문이다. 반면 액화수소의 경우 HFO 선박을 이용한 해상 운송 과정 외에 탄소가 배출되지 않기 때문에 선박 연료에 관계없이 탄소 배출량이 4 kgCO₂eq./kgH₂ 이하이다.

선박 연료에 따라 LOHC는 2.12-4.67 kgCO₂eq./kgH₂, 암모니아는 1.26-3.52 kgCO₂eq./kgH₂, 액화수소는 0.62-1.78 kgCO₂eq./kgH₂의 탄소 배출량 차이를 보인다. 탄소배출 시장 규제가 적용될 경우, LOHC와 암모니아 운송 시 해외 그린수소 수입 단가 상승이 예상된다.

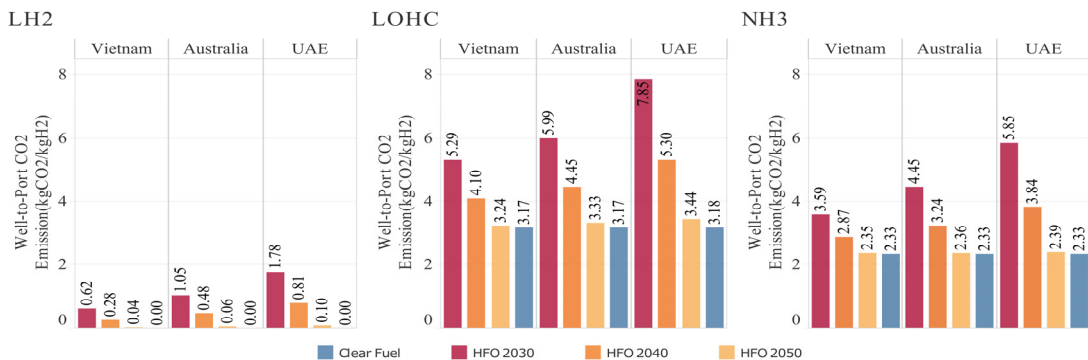


Fig. 2. CO₂ emissions in the Well-to-Port process for marine fuel and hydrogen carriers

3.2 탄소 배출 시장 규제에 따른 비용 비교

Fig. 3은 탄소 배출 시장 규제가 적용된 경우(case 2, case 3)에 대하여 HFO 연료 선박을 사용하였을 때 PV (fixed)를 통해 생산된 그린수소 수입 well-to-port에서의 탄소 배출로 인한 비용을 나타낸 그래프이다. 수소 운반체 및 국가에 상관없이 2040년에 탄소 배출 비용이 가장 높게 나타났다. 이는 SBTi scenario의 탄소 배출 상쇄 비용이 2040년에 가장 높게 책정되었고, HFO의 비율도 40%로 높기 때문에 나타난 결과이다. HFO 연료의 탄소 배출량이 많아 tCO₂eq 당 비용이 높은 해운 탄소세가 적용되었을 경우 비용이 급격하게 상승하였다. 이로 인해 case 3이 case 2보다 약 2배 높은 비용이 발생하는 것으로 산출되었다. 따라서 추후 탄소 배출 시장 규제에 따른 탄소 배출 비용을 고려하였을 때 해외 그린수소 수입 단가를 낮추기 위해서는 친환경 연료를 사용할 수 있는 선박 기술 개발이 필요하다.

Fig. 4는 case 2에서 2040년의 각 과정의 탄소 배출량을 비교한 그래프이다. 해상 운송 거리에 따라 운송 과정 중 탄소 배출 비용이 비례하여 증가하는

것을 확인할 수 있다. 특히 UAE의 해상 운송 탄소 배출 비용은 베트남과 비교하면 1.4배 이상에 달하며, LOHC와 NH₃로 운반 시에는 전체 탄소 배출 비용의 55-57%를 차지한다. 따라서 탄소 배출 시장 규제가 시작될 경우 운송 거리가 먼 UAE의 그린수소 수입 단가에 탄소 배출 시장 규제의 영향이 클 것으로 예상된다.

탄소 배출량과 탄소 배출 비용 분석 결과를 보면, 선박의 capacity, 운송 거리, 선박 연료 등과 탄소 배출 시장 규제 방법에 따른 해외 그린수소 수입 단가의 차이가 나타날 것으로 예측된다.

3.3 해외 그린수소 수입 단가 비교

Figs. 5-7은 case 1에서의 선박 연료에 따른 국가별, 연도별 해외 그린수소 수입 단가 및 과정별 비용 비율을 비교한 그래프이다. 이를 보면 2030년 전체 단가의 65-85%를 그린수소 생산 단가가 차지하고, 이후에는 감소하는 경향을 보인다. 이는 태양광 발전 보급 증대로 인한 LCOE 감소가 반영된 결과이다²⁹⁾.

액화 수소 운송의 경우, 수소 액화 및 수출 터미널 비용이 전체의 19% 이상을 차지하였다. 이는 수소 액화 과정에서 6.1 kWh/kgH₂, 수출 터미널에서 0.61 kWh/kgH₂의 전력이 소모되기 때문에 나타난 결과이다. 이에 따라 수소 액화 및 수출 터미널 비용은 해당 국가의 LCOE가 낮을수록 줄어드는 경향을 보였다.

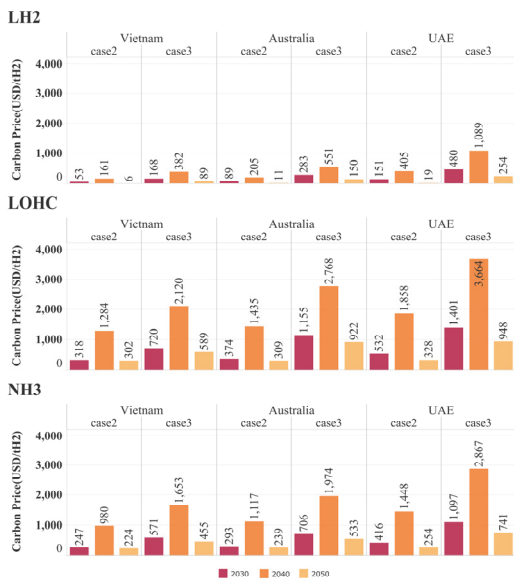


Fig. 3. Carbon prices in well-to-port process using HFO and bio-diesel marine fuels

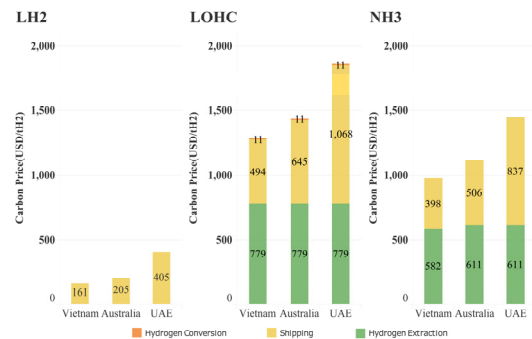


Fig. 4. Carbon prices of each process step using HFO and bio-diesel marine fuel in 2040 on case 2

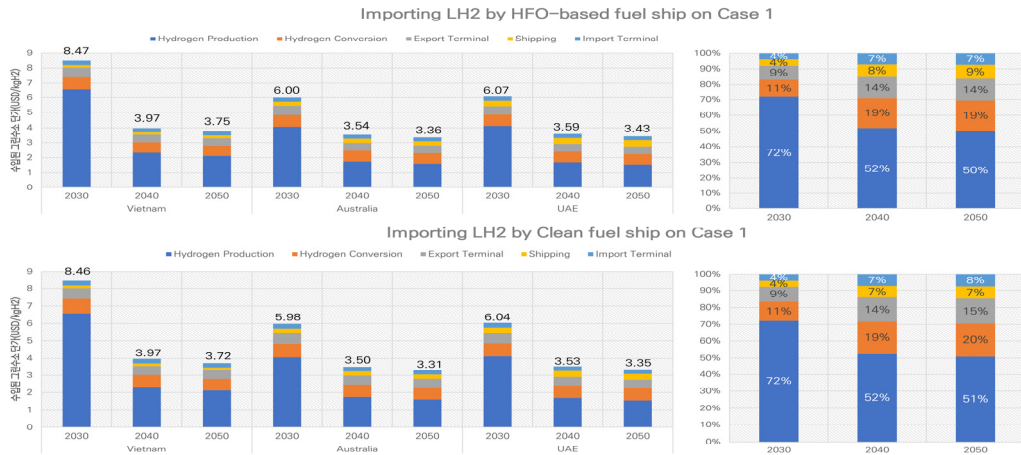


Fig. 5. Imported green hydrogen prices and price ratio for each process by liquid hydrogen as hydrogen carrier on case 1

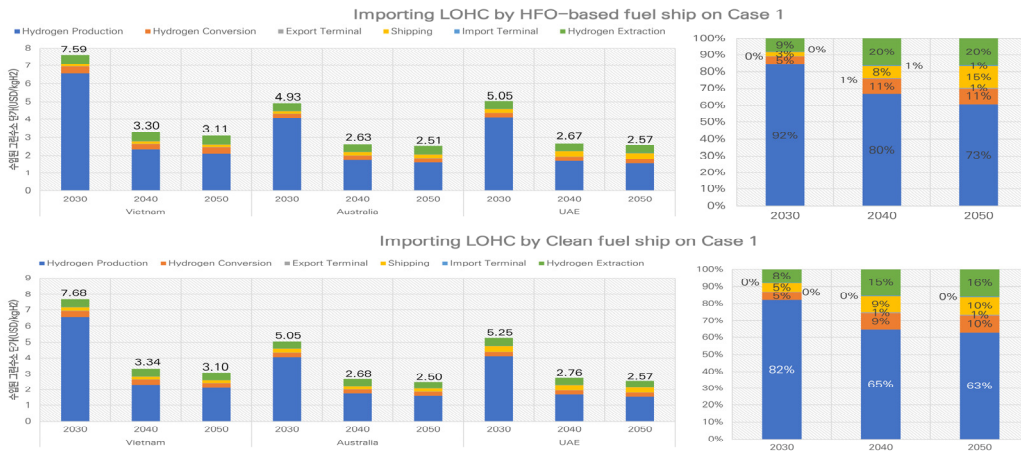


Fig. 6. Imported green hydrogen prices and price ratio for each process by LOHC as hydrogen carrier on case 1

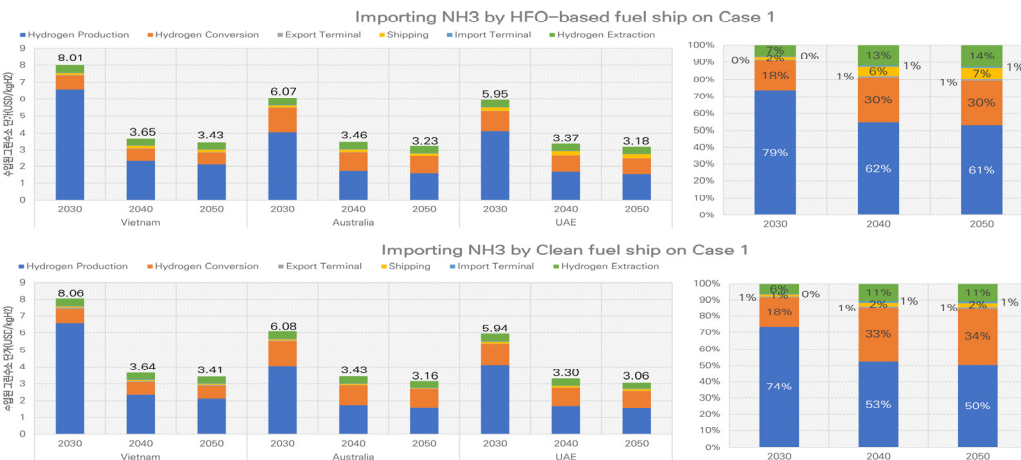


Fig. 7. Imported green hydrogen prices and price ratio for each process by ammonia as hydrogen carrier on case 1

액화수소 운송 시 친환경 선박의 연료로 boil-off된 수소를 연료로 사용함에 따라 운송 과정에서 연료 비용이 추가되지 않는다. 반면 HFO 기반 선박의 경우 IMO의 규제로 인해 시간이 지남에 따라 HFO 연료의 비율이 줄고 바이오디젤의 비율이 늘어나기 때문에 연료 구매 비용이 증가한다.

LOHC 운송의 경우, 수소 추출 과정에서 8-20%의 비용이 발생한다. 수소 추출 과정에서 필요한 열 13.6 kWh/kgH₂를 천연가스로 공급한다. 이때 천연가스 사용량은 LOHC 합성 과정에서 사용되는 양의 약 68 배에 달하여 LOHC 합성 비용보다 수소 추출 비용이 1.6-1.8배 높게 나타났다. LOHC 운송 시 이용되는 친환경 선박은 그린메탄올을 연료로 사용하기 때문에 연료 구매 비용이 필요하며, HFO 기반 선박을 이용하는 것보다 운송 비용이 높다. 하지만 IMO 규제로 인해 HFO 연료 비율이 줄고 바이오 디젤 비율이 늘어남에 따라 시간이 지날수록 운송 비용의 차이가 줄어들어 2050년에는 동일해질 것으로 예상된다.

암모니아 운송의 경우, 암모니아 합성 및 수소 추출 과정에서 전체의 18-34%의 비용이 발생한다. 재생 에너지 전력을 이용하는 그린암모니아 합성을 가정하였기 때문에 4.8 kWh/kgH₂의 높은 전력 소모 비용이 반영되었기 때문이다. 암모니아 운송 시에도 LOHC 운송과 동일하게 수소 추출 과정에서 열이 필요하며 이는 LOHC에서의 수소 추출 과정에서 필요한 열에너지의 0.7배 수준이다. 이로 인해 수소 추출과정이 전체 비용의 6-14%를 차지한다. 암모니아 운송 시 친환경 선박 연료로 암모니아를 사용하므로 운송 과정에서 연료 비용이 추가되지 않는다. HFO 기반 선박 이용 시 연료 구매 비용이 추가되며, IMO 규제로 인해 시간이 지날수록 연료 비용이 증가한다. 따라서 전체 수소 단가가 친환경 선박 이용 시보다 높으며, 그 차이는 시간이 지날수록 증가하게 된다.

Fig. 8은 수출국, 선박 연료, 연도, 탄소 배출 시장 규제 4가지 변수에 따른 수소 운반체별 그린수소 수입 단가를 나타낸 히트맵(heat map)이다. 운반체에 따른 2050년 그린수소 수입 단가를 비교해 보면 액화수소 운송은 3.31-3.83 USD/kgH₂, LOHC 운송은

2.50-3.69 USD/kgH₂, 암모니아 운송은 3.06-3.89 USD/kgH₂로 예상되며, LOHC 운송이 가장 경제성이 높은 것으로 나타났다. 액화수소 해상 운송 과정에서 boil-off가 발생하기 때문에 운송 거리가 짧을수록 수입할 수 있는 수소의 양이 증가한다. 따라서 호주보다 UAE



Fig. 8. Heat map for imported green hydrogen prices by liquid hydrogen, LOHC, and ammonia

의 거리가 약 1.7배 멀기 때문에 액화수소 운송은 호주가 UAE보다 경제성이 높다. 암모니아 운송 시에는 UAE에서 수입할 때 그린수소 단가가 가장 낮지만, 액화수소 및 LOHC 운송 시에는 호주가 경제성이 좋은 것으로 나타났다. 이는 이전에 수행된 경제성 분석 연구와 비슷한 결과를 보여준다⁴⁾. LOHC 운송과 암모니아 운송은 서로 반대의 경향을 보였다. 그린암모니아 합성 시 소모되는 전력량(4.8 kWh/kgH₂)이 LOHC 합성에 필요한 전력량(1.5 kWh/kgH₂)보다 많다. UAE의 태양광 발전의 LOCE가 2030년 기준 호주보다 7.5 USD/MWh 낮기 때문에 LOHC 운송은 호주가 UAE보다 경제성이 높은 반면 암모니아 운송은 UAE가 호주보다 경제성이 높다. 모든 히트맵에서 2030년에 베트남으로부터 그린수소를 수입하는 경우의 단가가 높게 형성되는 경향을 보였으나, 2040년부터는 다른 국가와의 단가 차이가 1 USD/kgH₂ 이하로 줄어드는 것을 확인할 수 있다. 이를 토대로 2030년 이후 에너지 안보를 위한 그린수소 공급망 중 하나로 베트남을 고려해 볼 수 있다.

친환경 선박 사용 여부에 따른 수소 단가의 영향

을 파악하고자 case 1에서 친환경 선박 사용 시 그린수소 수입 단가를 기준으로 탄소 배출 시장 규제 및 선박 연료에 따른 해외 그린수소 수입 단가를 비교하였다(Fig. 9). HFO 연료 선박을 사용할 경우 탄소 배출 시장 규제의 영향을 받기 때문에 2040년 case 1과 비교해 보면 액화수소 운송은 최대 1.09 USD/kgH₂, LOHC 운송은 최대 3.66 USD/kgH₂, 암모니아 운송은 최대 2.86 USD/kgH₂의 그린수소 수입 단가 차이가 나타난다. 해상 운송 거리가 멀수록 해상 운송 시 탄소 배출량이 많기 때문에 탄소 배출 시장 규제의 영향이 더 크게 나타난다. 반면 친환경 선박을 사용할 경우 해상 운송에서의 탄소 배출이 일어나지 않거나 배출되는 양이 적어 2040년에 case 1과 비교하여도 최대 0.83 USD/kgH₂의 그린수소 수입 단가 차이만 나타난다. 선박 연료에 따라 탄소 배출 시장 규제의 영향력 차이가 크므로 국내 수소 가격의 변동성을 줄이기 위해 그린수소 수입 과정의 친환경 선박 도입이 필요하다.

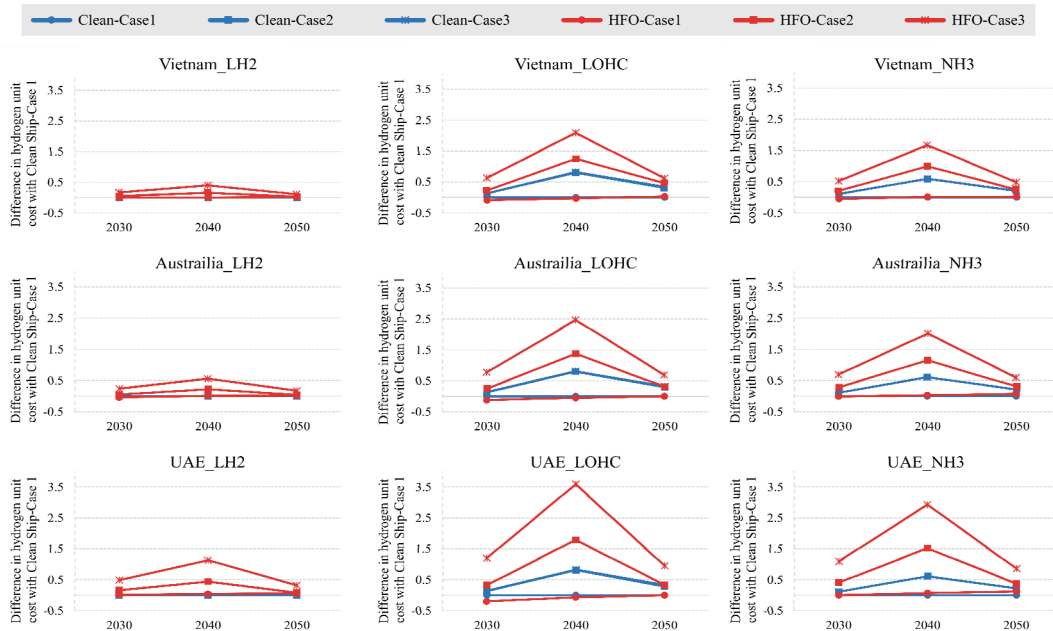


Fig. 9. Difference of imported green hydrogen prices between using clean ship in case 1 and other cases

4. 결론

기후 변화 대응을 위한 글로벌 탄소중립의 필요성이 증대됨에 따라 청정수소에 대한 수요가 증가하고 있다. 우리나라 역시 수소 보급 계획이 확대되면서 해외 청정수소 공급망 구축 프로젝트를 추진하고 있다. 하지만 기업의 탄소 배출 산정 범위가 scope 3로 확대되고 IMO가 탄소중립을 선언하면서, 해외 청정수소 수입 과정에서의 탄소 배출 감축이 더욱 중요해질 것으로 예측된다. 본 연구에서는 수출국, 친환경 선박 유무, 연도, 탄소 배출 시장 규제를 고려하여 베트남, 호주, UAE 세 국가에서 그린수소를 수입할 때의 탄소 배출량을 산출하고, 탄소 배출 시장 규제 시행에 대한 세 가지 경우를 고려하여 수소 단가를 산출하였다.

운반체 합성 및 수소 추출 과정에서 천연가스 사용 여부에 따라 탄소 배출 시장 규제의 영향이 큰 것으로 나타났다. 또한 해상 운송 과정에서 선박 연료의 차이에 따라 탄소 배출 시장 규제의 영향력에 큰 차이가 나타났다. 해외 그린수소 수입 시 해상 운송의 탄소 배출 시장 규제가 도입될 경우 그린수소 수입 단가는 약 1.1-3.7 USD/kgH₂가 증가가 예상되며, 이는 국내 수소 시장 활성화에 큰 타격을 줄 수 있다. 해외 그린수소 운송 과정에 친환경 선박을 사용하면 탄소 배출 시장 규제가 도입되더라도 1.0 USD/kgH₂ 이하의 낮은 가격 상승이 예상된다. 따라서 해외 그린수소 수입 단가의 변동성을 줄이기 위해서는 친환경 선박의 도입을 고려해야 한다.

본 연구의 탄소 배출량 산정은 상대적으로 접근성이 높은 데이터를 활용할 수 있는 산출식으로 진행됨에 따라 추후 탄소 배출량 산정에 대한 구체적인 고 개선된 후속 연구가 필요하다.

후 기

본 연구는 국가녹색기술연구소 주요사업의 일환으로 추진 중인 ‘국가 기후기술 혁신 전략 마련을 위한 정책 기반 연구(과제번호: F2330102)’와 ‘탄소중

립·기후변화 적응 분야 종합정보 분석 연구(과제번호: R2410201)’의 지원을 받아 수행되었습니다.

References

1. Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), “Basic plan for implementing the hydrogen economy of Korea”, MOTIE, 2021. Retrieved from <https://h2hub.or.kr/main/info/policy-industry-techinfo.do?mode=view&articleNo=673&article.offset=40&articleLimit=10>.
2. Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), “Hydrogen economy performance and vision as a leading hydrogen nation”, MOTIE, 2021. Retrieved from https://www.korea.kr/briefing/pressReleaseView.do?newsId=156474384&call_from=rsslink.
3. 2050 Korea Carbon Neutral Green Growth Committee, “National carbon neutrality and green growth basic plan (draft)”, 2050 Korea Carbon Neutral Green Growth Committee, 2023. Retrieved from <https://www.2050cnc.go.kr/board/read?boardManagementNo=2&boardNo=1396&menuLevel=2&menuNo=16>.
4. H. Hwang, Y. Lee, N. Kwon, S. Kim, Y. Yoo, and H. Lee, “Economic feasibility analysis of an overseas green hydrogen supply chain”, *Journal of Hydrogen and New Energy*, Vol. 33, No. 6, 2022, pp. 616-622, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2022.33.6.616>.
5. J. S. Lee, A. Cherif, H. J. Yoon, S. K. Seo, J. E. Bae, H. J. Shin, C. Lee, H. Kwon, and C. J. Lee, “Large-scale overseas transportation of hydrogen: comparative techno-economic and environmental investigation”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 165, 2022, pp. 112556, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112556>.
6. Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), “Clean hydrogen certification, taking the first step”, MOTIE, 2023. Retrieved from https://eiec.kdi.re.kr/policy/materialView.do?num=237558&pg=&pp=&device=&search_txt=&topic=&type=J&depth1=F0000&depth2=F0700.
7. H. Park, “Insurance industry and carbon emissions scope 3”, KIRI Report, 2022, pp. 8-10. Retrieved from https://www.kiri.or.kr/publication/list.do?docId=257839&catId=29&parentCatId=0&searchCon=AUTHOR_NAME&searchWord=%EB%B0%95%ED%9D%AC&page=1.
8. E. Kim and S. Lee, “Global efforts to achieve carbon neutrality in the industrial sector and implications: focusing on SMEs”, Korea Institute for International Economic Policy, 2023. Retrieved from https://www.kiep.go.kr/gallery.es?mid=a10101030000&bid=0001&list_no=10856&act=view.
9. International Maritime Organization (IMO), “IMO’s work

- to cut GHG emissions from ships”, IMO, 2023. Retrieved from <https://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/Cutting-GHG-emissions.aspx>.
10. J. Loftis, C. Ros, and T. Freeman, “Carbon taxes in the shipping industry—assessing Japan’s proposal”, Bloomberg Tax, 2022. Retrieved from <https://news.bloombergtax.com/daily-tax-report-international/carbon-taxes-in-the-shipping-industry-assessing-japans-proposal>.
 11. H. Kim, S. Park, T. Kim, and S. Choi, “The impact of IMO market-based measures on Korean shipping companies”, Korea Maritime Institute, 2022. Retrieved from <https://www.kmi.re.kr/web/board/view.do?rbsIdx=280&key=%EC%8B%9C%EC%9E%A5&keyField=search1&idx=60>.
 12. Ministry of Oceans and Fisheries (MOF), “Greenship-K development action plan for 2023”, MOF, 2023. Retrieved from <https://www.mof.go.kr/doc/ko/selectDoc.do?docSeq=48838&menuSeq=375&bbsSeq=9>.
 13. K. Hong, “‘K-shipbuilder’ widens gap with China with eco-friendly ships”, Yonhap Infomax, 2023. Retrieved from <https://news.einfomax.co.kr/news/articleView.html?idxno=4277188>.
 14. A. Kim, C. Choe, S. Cheon, and H. Lim, “Economic and environmental impact analyses on supply chains for importing clean hydrogen from Australia in the Republic of Korea”, Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 33, No. 6, 2022, pp. 623-635, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2022.33.6.623>.
 15. T. Thanh, “Construction of the largest green hydrogen plant in Tra Vinh Province, Vietnam... commercial production scheduled for 2025”, Inside VINA, 2023. Retrieved from <http://www.insidevina.com/news/articleView.html?idxno=23374>.
 16. J. Sung, “Vietnam uses coastal bunkering to export green ammonia”, Monthly Hydrogen Economy, 2022. Retrieved from <https://www.h2news.kr/news/articleView.html?idxno=9931>.
 17. S. Ahn, “Australia’s Queensland state pursues hydrogen export plan to Korea”, Governors Association of the Republic of Korea, 2021. Retrieved from <https://www.gaok.or.kr/gaok/bbs/B0000003/view.do?nttId=13715&searchCnd=&searchWrd=&gubun=&delCode=&useAt=&replyAt=&menuNo=200022&sdate=&edate=&viewType=&type=&siteId=&option1=&option2=&option5=&pageIndex>.
 18. Dubai Electricity & Water Authority, “The green hydrogen project at the Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park supports the UAE’s leadership and competitiveness in green hydrogen markets”, Government of Dubai, 2022. Retrieved from <https://www.dewa.gov.ae/en/about-us/media-publications/latest-news/2022/09/the-green-hydrogen-project>.
 19. A. Bhashyam, “Hydrogen Project Valuation Model (H2Val 1.1.4)”, BloombergNEF, 2023.
 20. International Energy Agency (IEA), “The future of hydrogen: data and assumptions”, IEA, 2020. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen/data-and-assumptions>.
 21. MAN Energy Solutions, “Shipping en route to Paris Agreement overshoot”, MAN Energy Solutions, 2022. Retrieved from https://www.man-es.com/docs/default-source/marine/tools/shipping-en-route-to-paris-agreement-overshoot.pdf?sfvrsn=26aa6716_8.
 22. K. Harrison, “Long-term carbon offsets outlook 2023”, BloombergNEF, 2023.
 23. A. Vasdev, P. Radoia, L. Amorim, and N. Nsitem, “LCOE comparison and visualization data-forecast”, BloombergNEF, 2023.
 24. Trading Economics, “Natural gas: 2023 data: 1990-2022 historical”, Trading Economics, 2023. Retrieved from <https://tradingeconomics.com/commodity/natural-gas>.
 25. OpenStreetMap, “Sea route & distance”, Ports.com, 2023. Retrieved from <http://ports.com/sea-route/>.
 26. International Renewable Energy Agency (IRENA), “Innovation outlook: renewable methanol”, IRENA, 2021. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2021/Jan/Innovation-Outlook-Renewable-Methanol>.
 27. DNV, “Energy transition outlook 2019”, DNV, 2019. Retrieved from <https://www.dnv.com/publications/energy-transition-outlook-2019-168414>.
 28. Organization for Economic Co-operative Development (OECD) and Food and Agriculture Organization (FAO), “OECD-FAO agricultural outlook 2021-2030”, OECD, 2021, doi: <https://doi.org/10.1787/19428846-en>.
 29. J. L. L. C. C. Janssen, M. Weeda, R. J. Detz, and B. van der Zwaan, “Country-specific cost projections for renewable hydrogen production through off-grid electricity systems”, Applied Energy, Vol. 309, 2022, pp. 118398, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118398>.