



삼일회계법인

글로벌 LNG 트렌드 및 시사점

삼일PwC경영연구원 | Industry Focus

December 2025



Contents

들어가며	2
Executive Summary	3
<hr/>	
I. Global LNG Overview 2025-2030 LNG 시장 전망	4
1. Global LNG Overview	5
2. 2025-2030 LNG 시장 전망	9
<hr/>	
II. 공급 트렌드: Dual Core	13
1. 공급 증가의 핵심, 미국과 카타르	14
2. 공급 축은 왜 미국과 카타르로 수렴했나	15
3. 카타르: 저원가와 장기가 만든 가격 안정성	16
4. 기타 공급 확대	18
<hr/>	
III. 수요 트렌드: 유럽의 재충전, 아시아의 완충	19
1. 유럽: 저장 90% 목표가 만든 '재충전 수요'	21
2. 아시아: 중국·인도는 늘리고, 신흥국은 조절한다	23
<hr/>	
IV. 가격·거래 트렌드: 허브 가격 동조화	24
1. 가격 구조: 유가 연동에서 허브 연동으로, '동조화'의 시대	25
2. 계약 트렌드: 장기와 현물, Dual Strategy	27
3. 포트폴리오 플레이어의 역할: 유동성·재판매·헷지	28
<hr/>	
V. 전환 트렌드: LNG의 '전환 플랫폼' 역할	29
1. 왜 LNG가 전환(Transition)의 한 축이 되는가	30
2. 환경·효율 프로필: '당장 줄이는 감축'의 정량적 근거	31
3. CCGT의 역할: 재생에너지 시대의 '조정력' 담당자	32
<hr/>	
VI. 시사점 및 제언: 구조적으로 LNG를 쓸 수밖에 없는 나라, 어떻게 도입할 것인가	33
1. 한국은 왜 구조적으로 LNG를 계속 수입할 수밖에 없는가	34
2. 조달 구조: Dual Core 장기(기저) + DF·FOB 현물(유연)	36
3. LNG와 전환(Transition): 한국의 과제로서 무엇을 봐야 하나	38

들어가며



한 번 끊긴 길은 다시 잇기가 어렵다. 러시아에서 오던 가스관이 막힌 뒤, 유럽은 바다를 바라보았다. 액화된 가스가 배를 타고 움직였고, 가격은 허브라는 이름의 점을 따라 요동쳤다. LNG는 이 나라의 전기와 산업과 난방을 떠받치는 핵심 에너지원 중 하나로 자리 잡았다.

이 보고서는 그 흐름의 방향과 속도를 살피는 문서다. 미국과 카타르에서 공급이 어떻게 늘어나고, 유럽은 왜 해마다 저장고를 채우는지, 아시아 수요는 어디서 불고 어디서 빠지는지, 허브 가격과 계약 방식은 어떤 궤적을 그려왔는지 순서대로 따라간다. 그 위에서, 한국이 앞으로도 LNG를 쓸 수밖에 없다면 어떤 구조로 도입하고, 어떤 전환 경로를 준비해야 하는지를 묻는다.

Executive Summary

글로벌 LNG 시장이 2020년대 들어 근본적으로 달라졌다.

2016년 미국의 LNG 수출 개시로 계약·가격·거래 규범이 흔들리기 시작했고, 2022년 러시아-우크라이나 전쟁 이후 유럽의 가스 수입 구조는 완전히 뒤집혔다. LNG는 더 이상 '고정 물량'이 아니다. Henry Hub 연동, FOB, Destination-Free 계약이 확산되면서 목적지 변경과 재판매가 가능한 유연한 상품으로 변신했다. 장기계약은 여전히 존재하지만, 그 안에 유연성을 심는 것이 새로운 표준이 됐다.

가격 체계: 유가 중심 →허브 중심

TTF·JKM·Henry Hub가 글로벌 LNG 가격을 좌우하며, 세 허브는 절대 수준은 달라도 방향은 함께 움직이는 '동조화' 패턴을 보인다. 이제 LNG 가격은 유가가 아니라 허브의 움직임이 신호다. 허브(방향)와 베이스(허브 간 차이)를 분리해 헤지하는 구조가 자리 잡고 있다.

공급: 미국&카타르 'Dual Core' 형성

2024~2028년 LNG 액화능력은 약 2억톤 늘어날 전망이며, 이 증가분의 대부분을 미국과 카타르가 책임진다. 미국은 탄력적 공급자, 카타르는 저원가 기반의 안정적 공급자다. 이 조합은 글로벌 시장에서 가격 조정 기능을 강화하며, 2028년까지는 공급 확대에 따른 가격 하락 압력이 지속되지만, 2030년 경에는 수급 균형으로 복귀할 가능성이 높다.

수요: 유럽과 아시아가 새로운 역할 수행

유럽은 LNG를 제도화했다. EU는 매년 11월 1일 기준 가스 저장률 90%를 의무화했고, 이를 위해 FSRU와 터미널 인프라를 확충하고 있다. LNG는 단순한 선택재가 아니라 정책이 만든 '재충전 수요'로 자리 잡았다. 아시아는 성장과 완충 역할을 동시에 수행한다. 중국·인도는 구조적으로 가스 사용을 늘릴 수밖에 없고, 방글라데시·파키스탄 등은 가격에 따라 수입을 조정하는 스윙 바이어로 작동한다. 이 두 축 덕분에 글로벌 LNG 시장은 극단적 붕괴 대신 완화→조정→재균형 패턴을 보인다.

LNG는 탄소중립 '전환 플랫폼'

LNG 복합화력(CCGT)은 석탄화력 대비 탄소 배출을 약 40~50% 줄일 수 있으며, 발전 효율도 두 배 가까이 높아 단기적인 온실가스 감축에 유리하다. 특히 전력계통에서 재생에너지의 변동성을 흡수하는 조정력 자원으로서 LNG 발전의 역할은 더욱 중요하다. 이러한 특성 덕분에 LNG는 단순한 화석연료가 아니라, 에너지 전환 과정에서 안정성과 유연성을 동시에 제공하는 핵심 수단으로 평가된다.

제언

한국은 구조적으로 LNG를 사용할 수밖에 없다. 따라서 한국의 질문은 "LNG를 계속 쓸 수밖에 없다면, 어떤 구조로 도입하고 어떻게 운영할 것인가?"로 바뀐다. 한국의 LNG 조달 전략은 Dual Core 장기계약을 기반으로 기저 물량을 확보하고, DF·FOB 현물 및 단기 계약을 통해 유연성을 보완하는 듀얼 구조가 바람직하다. 에너지 전환 측면에서도 LNG는 단순히 '과도기적 연료'가 아니라, 탄소중립을 향한 전환 과정에서 전략적으로 관리해야 할 에너지원이다.



Global LNG Overview

2025-2030 LNG 시장 전망



1. Global LNG Overview

액화천연가스(LNG): 글로벌 에너지 전환의 핵심 연료로 부상

액화천연가스(LNG)는 천연가스를 약 영하 162도로 냉각해 액체 상태로 만든 청정 연료다. 메탄(CH₄)을 주성분으로 하며, 부피가 기체 대비 약 600분의 1로 줄어들어 운송과 저장 효율이 크게 향상된다. 무색·무취·비독성의 특성을 지닌 LNG는 액체 상태에서는 불연성이지만, 기화 후에는 가연성을 띠어 에너지원으로 활용된다.

LNG는 석탄과 중유 대비 이산화탄소 배출량을 약 40% 줄이는 청정성을 갖추고 있어, 글로벌 탄소 감축 목표 달성에 기여하는 '브리지 연료'로 주목받고 있다. 발전소, 산업용 열원, 도시가스 공급은 물론, 최근에는 선박 연료(병커링)로도 활용 범위를 넓히고 있다.

LNG의 장점으로 장거리 운송 가능성, 공급 안정성, 다양한 활용처, 환경 친화성이다. 특히 국제사회가 재생에너지로의 전환을 가속화하는 가운데, LNG는 에너지 믹스에서 핵심적인 역할을 지속할 것으로 전망된다.

글로벌 LNG 시장: 수출국·수입국 구도 뚜렷

LNG 시장은 여전히 미국·카타르·호주가 수출을 주도하는 '3강 체제'를 유지하고 있다. 미국은 세계 최대 수출국 자리를 지켰으며, 호주와 카타르가 각각 2위와 3위를 차지했다. 러시아와 말레이시아는 뒤를 이어 4~5위권을 형성하며 공급 안정성을 유지하고 있다.

반면, 수입국 구도는 아시아 중심으로 재편되는 모습이다. 중국은 세계 최대 LNG 수입국으로 자리매김했으며, 일본과 한국이 그 뒤를 잇고 있다. 인도 역시 급격한 수요 증가로 글로벌 LNG 거래에서 영향력을 확대하는 중이다.

유럽은 러시아-우크라이나 전쟁 이후 급격히 줄어든 파이프라인 공급을 대체하기 위해 LNG 수입을 크게 늘리고 있다. EU는 2027년까지 러시아산 가스 의존을 완전히 종료한다는 REPowerEU 계획을 발표하고, 미국·카타르 등과 장기 계약을 체결하며 공급망을 다변화했다. 이에 따라 유럽 각국은 LNG 터미널과 해상형 FSRU(부유식 저장·기화 설비)를 신속히 확충해 수입 능력을 강화하고 있다.

1. Global LNG Overview

[표 1] 국가별 LNG 수입량 추이

10억m³	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	'24(비중)
캐나다	0.5	0.6	0.3	0.4	0.6	0.5	0.8	0.7	0.3	0.2	0.4	0.1%
멕시코	9.3	6.8	5.6	6.6	6.9	6.6	2.5	0.9	0.6	0.9	1	0.2%
미국	1.7	2.5	2.4	2.2	2.1	1.5	1.3	0.6	0.7	0.5	0.5	0.1%
북미 전체	11.5	10	8.3	9.2	9.6	8.6	4.6	2.2	1.6	1.6	1.8	0.3%
아르헨티나	6.2	5.6	5.1	4.6	3.6	1.8	1.8	3.7	2.4	2.7	1.7	0.3%
브라질	7.1	6.8	2.6	1.7	2.9	3.2	3.3	10.1	2.3	1.3	3	0.5%
칠레	3.5	3.7	4.5	4.4	4.3	3.3	3.7	4.5	3.3	3.6	3	0.6%
중남미 기타	2.8	2.8	3	2.8	3.7	4.8	5.1	6	6.2	8.2	9.5	1.7%
중남미 전체	19.6	18.9	15.2	13.5	14.5	13.1	13.9	24.3	14.2	15.8	17.2	3.2%
벨기에	2.9	3.6	2.4	1.3	3.3	7.3	6.4	5.4	12.5	11.8	7.7	1.4%
프랑스	6.9	6.4	9.1	10.9	12.7	23.2	19	17.6	35.4	29.4	25.7	4.7%
이탈리아	4.5	5.9	5.9	8.3	8.2	13.5	12.5	9.5	14.7	16.3	14.6	2.7%
스페인	16.2	13.7	13.8	16.6	15	22	20.9	20.4	28.8	24.9	18.4	3.4%
터키	7.1	7.5	7.6	10.9	11.4	12.9	14.8	13.9	15.1	14.8	12	2.2%
영국	11.2	13.7	10.7	6.6	7.2	17.1	18.6	15	26.1	19.4	9.7	1.8%
EU 기타	3.3	5.2	6.9	10.2	13.4	23.5	23.8	25.5	39.4	51	45.3	8.3%
유럽 기타	^	-	^	0.1	^	^	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	†
유럽 전체	52.1	56	56.4	64.8	71.2	119.4	116.1	107.5	172	167.7	133.5	24.5%
이집트	-	3.9	10.7	8.3	3.2	-	-	-	-	-	3.9	0.7%
쿠웨이트	3.6	4.3	4.7	4.8	4.3	5.1	5.7	7.7	8.5	8.9	9.7	1.8%
아랍에미리트	1.6	2.9	4.2	3	1	1.6	1.5	1.7	0.9	1.1	1.2	0.2%
중동&아프리카 기타	0.1	2.7	4.8	5.3	4	2.7	1.9	0.2	0.1	0.2	1.3	0.2%
중동&아프리카 전체	5.3	13.7	24.5	21.4	12.5	9.4	9.1	9.6	9.5	10.2	16.1	3.0%
중국	27.3	27	36.8	52.9	73.5	84.7	94	110.1	87	97.8	105.2	19.3%
인도	19.1	20	24.3	26	30.5	32.4	36.6	33.8	28.4	30.4	37.9	7.0%
일본	121.8	115.9	113.6	113.9	113	105.5	101.7	100.4	97.3	89.5	89	16.4%
말레이시아	2.2	2.2	1.5	2	1.8	3.3	3.6	2.3	3.9	3.2	4.2	0.8%
파키스탄	-	1.5	4	6.1	9.4	11.8	10.6	12.2	9.5	10.1	11	2.0%
싱가포르	2.6	3	3.2	4.1	4.5	5	5.7	5	5.3	6.8	8.4	1.5%
한국	51.8	45.8	46.3	51.4	60.2	55.6	55.4	64.1	63.8	60.7	63.6	11.7%
대만	18.6	19.6	20.4	22.7	22.9	22.8	24.3	26.7	27.5	27.4	29.1	5.3%
태국	1.9	3.6	3.9	5.2	6	6.7	7.5	9.2	11.5	16.1	15.8	2.9%
아태지역 기타	-	-	-	-	0.8	5.7	6.6	7.6	6.9	9.2	11.4	2.1%
아태지역 전체	245.2	238.5	253.9	284.5	322.6	333.6	346.2	371.6	341.3	351.2	375.5	69.0%
전체	333.6	337.1	358.3	393.3	430.4	484.2	489.9	515.2	538.5	546.6	544.1	100.0%

자료: Energy Institute, 삼일PwC경영연구원

1. Global LNG Overview

[표 2] 국가별 LNG 수출 추이

10억m³	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	'24(비중)
미국	0.4	0.7	4	17.1	28.6	47.4	61.3	94.5	104.5	114.5	115.2	21.2%
페루	5.7	5	5.5	5.5	4.8	5.3	5	3.5	5.1	5.4	4.7	0.9%
트리니다드 토바고	17.6	16.4	14.3	13.5	16.6	17.1	14.3	9.1	10.5	10.5	10.3	1.9%
기타 아메리카	0.2	-	0.6	0.3	0.1	0.1	0.5	0.7	0.8	1	0.4	0.1%
전체 아메리카	23.9	22.1	24.5	36.5	50.1	69.9	81.2	107.8	121	131.3	130.6	24.0%
러시아연방	13.6	14.6	14.6	15.4	24.9	39.1	41.8	39.5	43.4	42.1	44.3	8.1%
노르웨이	4.6	5.6	6.1	5.4	6.8	6.9	4.3	0.2	3.7	5.5	6.4	1.2%
기타 유럽	8.4	5.4	4.5	2.5	5	1.9	2.7	4.1	4.2	3.8	1.9	0.4%
유럽 & CIS 전체	26.6	25.6	25.3	23.4	36.7	47.9	48.8	43.7	51.3	51.3	52.7	9.7%
오만	10.6	10.2	11	11.4	13.6	14.1	13.2	14.1	15.3	15.3	16	2.9%
카타르	103.6	105.6	107.3	103.6	104.9	105.8	106.5	106.8	110.5	108.4	106.9	19.6%
아랍 에미리트	8.6	7.6	7.7	7.3	7.4	7.7	7.6	8.8	7.5	7.7	8.6	1.6%
예멘	9.4	1.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
중동 전체	132.2	125.4	126	122.3	125.9	127.5	127.3	129.6	133.3	131.4	131.5	24.2%
알제리	17.4	16.6	15.5	16.4	13.1	16.8	14.5	15.6	14.3	17.8	16	2.9%
앙고라	0.4	-	0.9	5	5.2	5.8	6.1	4.7	4.2	4.9	4.9	0.9%
이집트	0.4	-	0.8	1.2	2	4.7	1.8	9.1	9.2	4.9	0.9	0.2%
나이지리아	26.1	26.9	24.6	28.3	27.8	28.8	28.4	23.4	20	17.6	18.4	3.4%
아프리카 기타	5	5	4.4	4.8	5.4	5.6	5.1	5.4	6.3	9.2	11	2.0%
아프리카 전체	49.5	48.5	46.2	55.7	53.5	61.6	55.9	58.1	54	54.4	51.2	9.4%
호주	32	39.9	60.4	76.6	91.8	104.7	106	108.5	107.4	107.4	106.8	19.6%
브루나이	8.6	8.7	8.6	9.1	8.5	8.8	8.4	7.5	6.5	6.2	6.4	1.2%
인도네시아	21.7	21.6	22.4	21.7	20.8	16.5	16.8	14.6	15.6	16.1	16.5	3.0%
말레이시아	34	34.3	33.6	36.1	33	35.2	32.5	32.9	36.6	35.5	36	6.6%
파푸아뉴기니	5	10.1	10.9	11.1	9.5	11.6	11.5	11.5	11.5	11.5	11.1	2.0%
아태지역 기타	0.2	0.8	0.5	0.8	0.6	0.5	1.4	1	1.3	1.5	1.3	0.2%
아태지역 전체	101.5	115.5	136.4	155.4	164.3	177.3	176.8	176	178.9	178.2	178.2	32.8%
전체	333.6	337.1	358.3	393.3	430.4	484.2	489.9	515.2	538.5	546.6	544.1	100.0%

자료: Energy Institute, 삼일PwC경영연구원

1. Global LNG Overview

헨리허브·TTF·JKM: 글로벌 LNG 가격의 기준점

국제 LNG 거래에서 세 가지 허브 가격이 핵심 지표로 자리 잡고 있다. 헨리허브(Henry Hub)는 미국 루이지애나주에 위치한 가스 허브로, 북미 내 천연가스 가격의 기준 역할을 한다. 상대적으로 저렴한 가격과 풍부한 셰일가스 공급을 기반으로 글로벌 LNG 수출의 원가 지표로 활용된다.

TTF(Title Transfer Facility)는 네덜란드에 위치한 유럽 가상 허브로, 유럽 가스 시장의 대표 벤치마크다. 러시아 파이프라인 공급 감소 이후 LNG 거래 비중이 급증하면서, TTF는 유럽 내 가격 변동성과 에너지 안보를 가늠하는 핵심 지표로 부상했다.

JKM(Japan Korea Marker)는 일본과 한국을 중심으로 한 아시아 LNG 현물 가격을 반영하는 지표다. 아시아는 세계 최대 LNG 수요 지역으로, JKM은 스팟 거래와 장기 계약 가격 형성에 중요한 역할을 한다. 최근에는 세 허브 간 가격 상관성이 높아지며, 글로벌 LNG 시장의 통합 흐름이 강화되고 있다.

LNG 밸류체인: 글로벌 에너지 공급망의 핵심 축

액화천연가스(LNG)는 탐사부터 최종 소비까지 복잡한 밸류체인을 거친다. 첫 단계인 상류(Upstream)에서는 천연가스 탐사와 생산이 이루어지며, 주요 기업들은 가스전 품질과 위치 확보에 집중한다. 이어 중류(Midstream) 단계에서는 초저온 액화와 해상 운송이 핵심이다. LNG는 영하 162도로 냉각돼 부피가 600분의 1로 줄어들고, 특수 단열 탱크를 갖춘 운반선을 통해 장거리 수송된다.

마지막 하류(Downstream)에서는 수입국 터미널에서 재기화 과정을 거쳐 발전소, 산업용 열원, 도시가스, 선박 연료 등 다양한 용도로 공급된다. 전문가들은 “액화-운송 단계가 가장 자본집약적이며, 가격 변동성과 지정학적 리스크가 밸류체인 전반에 영향을 미친다”고 분석한다. 최근에는 FSRU(부유식 재기화 설비)와 디지털 모니터링, CCUS(Carbon Capture, Utilization, and Storage) 기술 도입이 새로운 트렌드로 부상하고 있다.

[그림 1] LNG 밸류체인



자료: 한국가스공사, 삼일PwC경영연구원

2. 2025-2030 LNG 시장 전망

1) 전쟁과 전환이 만든 구조

2025년 LNG 시장은 에너지 안보와 자원가 자원의 결합으로 새로운 질서를 만들었다. 2022년 러시아-우크라이나 전쟁 이후 유럽은 러시아 파이프라인 가스(PNG) 의존을 급격히 줄였고, 그 공백을 LNG로 메웠다. 이는 단순한 수입 확대가 아니라, 유럽의 에너지 정책이 LNG를 핵심 공급원으로 자리매김하게 했다.

동시에 미국은 셰일가스 증산을 통해 대규모 LNG 수출 기반을 강화했고, 카타르는 North Field 확장을 통해 자원가·대량 공급 능력을 확보했다.

2) 글로벌 수급: 2026~2028년 공급 초과, 2030년에는 균형

2025년 글로벌 LNG 시장은 여전히 팽팽한 균형을 유지하고 있다. IEA는 올해 세계 가스 수요가 4,346억 m^3 (+1.5%), 공급은 4,340억 m^3 로 사실상 맞춰져 있다고 밝혔다. 그러나 이 균형은 오래가지 않을 것으로 보인다.

2026년부터 북미와 중동에서 대규모 액화 프로젝트가 본격 가동되면서 공급은 연평균 +5%(+27억 m^3) 증가할 전망이다. 2028년에는 누적 증설 규모가 1억 3,500만 톤(Mtpa)에 이를 것으로 예상된다. 이 시기에는 공급이 수요를 앞서면서 가격 하락 국면이 예상된다.

하지만 잉여 물량이 그대로 남는 것은 아니다. 유럽은 매년 11월 1일까지 가스 저장률을 90% 이상 확보를 법제화했다. 이로 인해 유럽의 LNG 수입은 가격에 따라 움직이는 선택재가 아니라, 매년 여름 저장고를 채워야 하는 구조적 수요로 자리 잡았다. FSRU와 터미널 확충도 속도를 내고 있으며, 이러한 정책적 수요는 유럽 허브(TTF) 가격의 바닥을 지지하는 역할을 한다. 전문가들은 “유럽은 LNG를 제도적 기반 위에 올려놓았다”고 평가한다. 아시아는 산업 회복세를 보이며 추가 물량을 흡수한다. 결국 2030년에는 수요와 공급이 약 4,950억 m^3 수준에서 다시 균형선에 도달할 것으로 전망된다.

2. 2025-2030 LNG 시장 전망

3) 공급 증가의 배경: Dual Core (미국·카타르)

2025년 기준 전 세계 액화능력은 약 4억 3,800만 톤 수준이지만, 2030년에는 5억 7,300만 톤으로 확대될 전망이다. 이 기간 동안 약 1억 3,500만 톤(Mtpa)의 증설이 이루어질 예정이다. 증가분의 80%는 미국과 카타르가 주도한다.

미국은 Plaquemines 2, Rio Grande, Driftwood 등 프로젝트를 통해 약 +55 Mtpa를 추가하며 세계 증설의 40%를 차지한다. 카타르 역시 North Field East-South 확장을 통해 동일 규모(+55 Mtpa)를 확보해 공급 안정성을 강화한다. 아프리카는 Mozambique, Tortue 프로젝트를 중심으로 +15 Mtpa(10%), 기타 지역은 사실상 유지 수준에 머문다.

이러한 증설은 2026~2028년 공급 초과로 이어져 가격 하락 압력으로 작용하지만, 유럽의 천연가스 저장 의무(11월 1일 기준 90%)와 아시아의 산업 회복에 따른 LNG수요가 잉여분을 흡수하면서 2030년에는 수급 균형 상태에 이를 것으로 예상된다.

4) 수요 변화: 유럽의 재충전 수요 연례화

러시아-우크라이나 전쟁은 파이프라인가스(PNG)의 취약성을 드러냈고, 유럽은 움직였다. FSRU-터미널 인수능력 확충으로 공백을 LNG로 메웠다. EU는 천연가스 저장을 90%를 법정 목표로 설정하고, FSRU-터미널 인수능력을 2026년 기준 약 80 Mtpa까지 끌어올리고 있다. 이로 인해 겨울철에 소진된 재고를 여름철에 다시 채우는 재충전(Injection) 사이클이 연례화 되면서, 3~4분기에는 스팟 카고를 조기 확보하려는 입찰이 늘고, 월별 물량 배분이 앞당겨진다.

러시아산 비중의 급락과 LNG 비중의 급증은 단순히 수입선을 바꾼 사건이 아니다. 이는 유럽의 가스 거래 규범이 바뀌었다는 징후다. 파이프라인 가스에 의존하던 구조에서 벗어나 LNG가 기저 조달의 지위를 차지했고, 급격한 수요·가격 변동에 대응하는 역할은 스팟·단기 거래가 맡는 체계로 재편되었다. 결과적으로 유럽의 조달 포트폴리오는 장기로 버티고, 단기로 조정하는 표준으로 이동했다.

2. 2025-2030 LNG 시장 전망

[표 3] 2025-2030 글로벌 LNG 수급 전망 (단위: bcm)

연도	수요	공급	공급-수요	비고
2025	4,346	4,340	-6	균형 (EU 재충전)
2026	4,520	4,600	+80	Dual Core 증설 시작
2027	4,720	4,780	+60	북미 램프업
2028	4,870	4,950	+80	카타르 확장 반영
2029	4,920	4,970	+50	증설 정점
2030	4,950	4,950	≈0	재균형 도달

자료: IEA, 삼일PwC경영연구원

5) 가격 전망: 유가에서 허브로, 동조화와 스프레드 축소

IEA에 따르면 국제 LNG 가격은 2025년을 정점으로 점진적 안정세를 보일 것으로 예상된다. 유럽 TTF는 2024년 11.0달러/MMBtu에서 2025년 14.5달러/MMBtu로 상승한 뒤, 2026년부터 하락세를 나타내며 2028년에는 10.2달러/MMBtu까지 낮아질 전망이다. 아시아 JKM 역시 2025년 14.0달러/MMBtu를 기록한 후 2028년 10.0달러/MMBtu로 안정화될 것으로 보인다. 미국 Henry Hub는 상대적으로 낮은 수준을 유지하며 2024년 3.1달러/MMBtu에서 2028년 3.0달러/MMBtu로 소폭 변동 후 2030년 3.1달러/MMBtu로 회복할 것으로 예상된다.

상방 리스크는 한파, 정책 변화, 운송 차질과 같은 단기 요인에서 비롯되며, 2026년 이후에는 가동률 지연과 정비·정책 변수가 영향을 줄 수 있다. 반면 하방 요인은 미국·카타르 증설(Dual Core 체제), 공급 과잉, CAPA 정점 도달 등 구조적 공급 확대가 중심이다. 2030년에는 기후 정책과 시장 재균형이 가격 안정의 핵심 요인으로 작용할 전망이다.

이러한 흐름은 LNG 가격 결정 메커니즘이 유가 연동에서 허브 중심으로 전환되고 있음을 보여준다. 허브 간 스프레드가 축소되고, 공급·수요 패턴이 예측 가능해지면서 가격 변동성은 과거 대비 크게 줄어들 것으로 예상된다. 이제 급등과 급락의 시대는 끝나고, 가격 안정화 국면으로 진입할 가능성이 크다. 이러한 변화는 세 가지 구조적 요인에 기인한다.

2. 2025-2030 LNG 시장 전망

5) 가격 전망: 급등락 대신 안정화

공급 확대: 듀얼 코어 체제의 본격 가동

첫 번째 요인은 공급 측면이다. 미국과 카타르가 주도하는 이른바 '듀얼 코어 (Dual Core)' 체제가 LNG 시장의 새로운 중심축으로 자리 잡고 있다. 미국은 Henry Hub 연동 가격 체계와 FOB-Destination-Free 계약을 통해 글로벌 허브 가격 변화에 민첩하게 대응한다. 유럽 TTF 가격이 오르면 미국산 LNG는 빠르게 대서양을 건너 유럽으로 향한다. 이러한 구조는 단기 공급 탄력성을 높여 가격 급등을 억제하는 효과를 낸다. 반면 카타르는 저원가 생산 능력과 장기 공급 계약(SPA)을 기반으로 가격 하한을 제공한다. 이는 시장의 중기 안정성을 강화하며, 급락을 방지하는 '안전판' 역할을 한다. 미국의 단기 탄력성과 카타르의 중기 안정성이 결합되면서 LNG 시장은 과거보다 훨씬 예측 가능한 구조로 바뀌고 있다.

수요 패턴의 예측 가능성 강화

두 번째 요인은 수요 측면이다. EU는 2023년부터 매년 11월 1일까지 가스 저장량을 90% 이상 확보하도록 의무화했다. 이로 인해 여름철 재충전 시점이 명확해졌고, 계절적 수요 변동이 어느정도 예측 가능해졌다. 이 정책은 LNG 가격의 급등 리스크를 줄이는 데 결정적 역할을 한다. 과거에는 겨울철 수요 급증과 공급 불확실성이 가격 변동성을 키웠지만, 이제는 저장 의무가 '안정화 장치'로 작동하고 있다.

가격 구조의 변화: 유가 연동에서 허브 중심으로

세 번째 요인은 가격 결정 메커니즘의 변화다. 과거 LNG 가격은 유가에 연동되는 경우가 많았지만, 이제는 TTF·JKM·Henry Hub 같은 허브 가격이 핵심 지표로 자리 잡았다. 세 허브의 절대 가격 수준은 다르지만, 방향성은 함께 움직이며 허브 간 스프레드가 점점 축소되는 추세다. 듀얼 코어 체제는 이러한 허브 간 연결성을 강화해 지역별 가격 괴리를 줄이고, 글로벌 가격 안정화로 이어진다. 허브 기반 거래가 확대되면서 LNG 시장은 유가 변동에 휘둘리던 시대를 벗어나, 보다 예측 가능한 구조로 재편되고 있다는 판단이다.

II

공급 트렌드: Dual Core



1. 공급 증가의 핵심, 미국과 카타르

글로벌 LNG 시장은 2030년까지 미국과 카타르 중심으로 재편될 전망이다. IEA에 따르면, 2025년 대비 2030년까지 추가되는 액화 설비(CAPA)는 약 1억 3,500만 톤(Mtpa)에 달하며, 이 중 80% 내외를 미국과 카타르, 두 국가가 담당하는 것으로 나타났다.

이 집중은 단순한 우연이 아니다. 미국은 셰일가스 기반의 풍부한 저비용 피드가스와 Henry Hub 연동 가격 구조를 바탕으로, FOB·Destination-Free 계약을 통해 물량을 유연하게 재배치할 수 있는 능력을 갖췄다. 유럽 TTF 가격이 오르면 미국산 LNG는 빠르게 대서양을 건너 유럽으로 향하는 구조다. 이러한 특성은 단기 공급 탄력성을 높여 가격 급등을 억제하는 효과를 낸다.

반면 카타르는 North Field라는 초대형 저비용 가스전과 장기 SPA(매매계약) 중심의 안정적 판매 구조, 그리고 수십 년간 축적된 LNG 운영 경험을 통해 '정상 공급자'로서의 입지를 강화하고 있다. 카타르의 저원가 생산 능력은 글로벌 LNG 가격의 하한을 형성하며, 시장 안정성을 뒷받침한다.

이 두 국가가 서로 다른 방식으로 동일한 시장을 지배하는 구도를 'Dual Core'라고 부른다. 미국은 단기 가격 신호에 민첩하게 대응하며 공급 탄력성을 제공하고, 카타르는 장기 계약을 통해 중기 안정성을 보장한다. 이 조합은 LNG 시장을 유가 연동 시대에서 허브 중심의 안정적 구조로 전환시키는 핵심 동력으로 평가된다.

[표 4] 2025→2030 지역별 LNG CAPA 증가 개요(Mtpa 기준)

지역	2025 CAPA	2030 CAPA	증가량	증가분 비중(%)	주요 프로젝트
미국	~150	~205	+55	약 40	Plaquemines, Corpus Christi 3, Rio Grande 등
카타르	~130	~185	+55	약 40	North Field East·South 등
아프리카	~25	~40	+15	약 10	Mozambique LNG, Tortue FLNG 등
러시아	~25	~35	+10	약 7	Arctic LNG (제재·지연)
기타	~108	~108	0	약 3	호주·동남아 기존 설비 유지¹
합계	438	573	135	100	

자료: Institute for Energy Economics and Financial Analysis

2. 공급 축은 왜 미국과 카타르로 수렴했나

미국 LNG,
글로벌 가격의
'앵커'로 자리잡은
이유

미국산 LNG가 국제시장에서 '가격 앵커'로 불리는 배경은 구조적 특성에 있다.

첫째, 헨리허브(HH) 연동 가격 구조다. 미국 LNG의 FOB 가격은 통상

LNG 가격 $\approx 1.15 \times \text{HH} + \text{액화비}(m) + \text{운송,기타비}(n)$

- HH: 미국 내 천연가스 현물 가격(피드가스)
- 액화비: Tolling fee, 약 2~3\$/MMBtu 수준
- 운송·기타: 항로·시장에 따라 2~4\$/MMBtu 범위

로 산정된다. 액화비는 약 \$2~3/MMBtu, 운송·기타비는 항로와 시장에 따라 \$2~4/MMBtu 수준이다. 결국 HH가 미국 LNG의 출발점이자 글로벌 가격 형성의 기준점 역할을 한다.

둘째, FOB-DF 계약 구조다. FOB(Free on Board) 조건은 선적 이후 운송·보험·재기화 비용을 구매자가 부담하며, DF(Destination-Free) 조항은 목적지 제한을 없애 재판매와 목적지 변경을 허용한다. 이 조합은 트레이더가 유럽과 아시아 간 가격 신호(TTF·JKM)에 따라 카고를 신속히 재배치할 수 있게 한다. 유럽 프리미엄이 발생하면 유럽행 물량이 늘고, 반대로 아시아 가격이 높으면 아시아로 향한다.

셋째, 파이프라인-액화-항로 연결 강화다. 2024년 Permian 가스전과 멕시코만 LNG 액화플랜트를 잇는 Matterhorn 파이프라인 등 신규 인프라가 병목을 해소했다. 이에 따라 헨리허브 가격 변동이 생산-선적 조정에 더 빠르게 반영되며, 미국 LNG의 공급 유연성이 크게 높아졌다.

이러한 구조적 특징은 미국을 글로벌 LNG 시장에서 가격 조정의 중심축으로 만들고 있다. 유럽과 아시아의 스프레드 변화는 단순한 지표가 아니라 실제 물량 흐름을 결정하는 핵심 신호로 작동한다.

[표 5] 미국 LNG 공급 구조 요약

항목	내용
가격 구조	HH 연동 ($1.15 \times \text{HH} + m + n$)
계약 구조	FOB + DF(목적지 제한 완화)
인프라	세일 가스전-파이프라인-액화플랜트-항로 연계
전략적 역할	단기 가격 조정·목적지 재배치(탄력 공급자)

자료:삼일PwC경영연구원

3. 카타르: 저원가와 장기가 만든 가격 안정성

카타르는 글로벌 LNG 시장에서 가격 안정성을 제공하는 핵심 공급국으로 자리매김하고 있다. 이러한 경쟁력은 세계 최대 규모의 저비용 가스전인 North Field와 이를 기반으로 한 장기 공급계약(SPA, Sale and Purchase Agreement) 구조에서 비롯된다.

원가 경쟁력: North Field의 구조적 우위

카타르의 LNG 산업 경쟁력은 North Field에서 시작된다. 이 가스전은 다음과 같은 특징을 통해 글로벌 시장에서 독보적인 원가 우위를 확보한다.

- **대규모·저심도 구조:** North Field는 지질학적 특성상 개발 난이도가 낮아 시추 및 생산 비용이 경쟁국 대비 현저히 낮다. 이는 초기 투자비용뿐 아니라 운영비용 측면에서도 장기적인 비용 절감 효과를 제공한다.
- **액화·운송까지 이어지는 밸류체인 효율성:** 카타르는 LNG 액화 플랜트와 운송 인프라를 대규모로 구축하여 규모의 경제를 실현했다. 이러한 인프라 집약적 구조는 단위당 생산비용을 낮추고, 글로벌 공급망에서 안정성을 강화한다.
- **장기적 비용 안정성:** 저비용 구조는 장기 계약 가격의 완만한 상승 곡선으로 반영되며, 이는 카타르가 가격 변동성에 덜 노출되는 기반이 된다.

계약 구조: 장기 SPA 중심 전략

카타르는 유럽과 아시아의 대형 유틸리티를 대상으로 장기 SPA (Long-term Sales and Purchase Agreement)를 선호한다. 주요 특징은 다음과 같다.

- **가격 연동 방식:** 계약 가격식에는 유가 또는 허브 가격 연동 요소가 일부 포함되지만, 스팟 시장 변동성에 대한 노출은 제한적이다. 이는 카타르가 단기 가격 급등락으로부터 보호받는 구조를 만든다.
- **리스크 관리:** 장기 계약을 통해 카타르는 안정적인 현금 흐름을 확보하고, 글로벌 LNG 시장의 단기 변동성으로부터 보호받는다.
- **시장 포지셔닝:** 이러한 계약 구조는 카타르가 LNG 시장에서 '가격의 바닥'을 설정하는 역할을 수행하며, 변동성이 큰 스팟 시장과 대비되는 안정성을 제공한다.

3. 카타르: 저원가와 장기가 만든 가격 안정성

시장 영향

카타르의 전략은 글로벌 LNG 시장에서 여러 측면에서 영향을 미친다. 우선, 저비용 구조와 장기 계약을 기반으로 가격 안정성을 제공한다. 이러한 전략은 시장 가격의 하방을 지지하며, 급격한 가격 하락을 방지하는 역할을 한다.

또한, 카타르의 가격 전략은 미국과 호주 등 고비용 구조를 가진 경쟁국에 압박을 가한다. 이에 따라 경쟁국들은 효율성 개선과 계약 다변화를 추진하고 있다.

마지막으로, 에너지 안보를 중시하는 유럽과 아시아 국가들은 카타르의 장기 계약을 선호한다. 이는 카타르의 시장 지배력을 더욱 강화하는 결과로 이어진다.

[표 6] 노스필드(North Field) 가스전

구분	내용
위치·규모	카타르 북부 해상, 면적 약 6,000 km ² , 회수 가능 매장량 약 900조 ft ³ (세계 최대 비연관 가스전)
발견·개발	1971년 발견, 1980년대 이후 단계적 개발, 현재 글로벌 LNG 공급의 핵심
확장 프로젝트	North Field East(NFE): +32 Mtpa (2025~27), North Field South(NFS): +16 Mtpa, North FieldWest(NFW): +16 Mtpa → 총 142 Mtpa 목표
현재·미래 생산능력	2024년 기준 77 Mtpa → 2030년 142 Mtpa
원가 경쟁력	생산비 \$0.3~0.5/MMBtu 수준, 글로벌 최저 비용 구조
계약 전략	유럽·아시아 대형 유틸리티와 15~27년 장기 SPA, 유가·허브 연동 일부 포함, 스팟 노출 제한
ESG·기술	CCS(탄소포집), 태양광 전력, 저NO _x 기술 적용 → CO ₂ 배출 25% 이상 저감
시장 영향	글로벌 LNG 가격 하방 지지('가격 바닥'), 공급 안정성 강화, 에너지 안보 기여

자료: 언론보도, 삼일PwC경영연구원

[표 7] 카타르 LNG 공급 구조

항목	내용
CAPA	130→185 Mtpa (2025→2030, North Field 확장)
계약 비중	장기 SPA 위주, 유럽·아시아 대형 바이어 대상
역할	저원가 장기 물량 → 가격 하한(Price Floor)

자료: 에너지경제연구원, IEEFA

4. 기타 공급 확대

기타 공급 확대: 다변화는 가능하지만 구조적 변화는 제한적

아프리카, 러시아, 동남아·호주 등 기타 지역에서 진행 중인 LNG 증설 프로젝트는 공급 다변화 측면에서 의미가 있다. 그러나 규모와 리스크를 고려할 때, 이러한 프로젝트가 글로벌 LNG 시장의 구조를 근본적으로 변화시킬 가능성은 낮다. 이들 프로젝트는 '플러스 알파' 역할을 수행하며 공급 여유를 확대하지만, 카타르와 미국을 중심으로 형성된 Dual Core 구조를 흔들 정도의 영향력은 제한적이다.

아프리카에서는 Mozambique LNG, Tortue FLNG, Nigeria Train 7 등 주요 프로젝트가 추진되고 있다. 그러나 정치적 불안정, 치안 문제, 재무 리스크가 상존하며, 프로젝트 지연 가능성이 높다. 특히 모잠비크의 경우 무장세력 활동으로 인한 보안 리스크가 지속되고 있어 안정적 공급을 담보하기 어렵다.

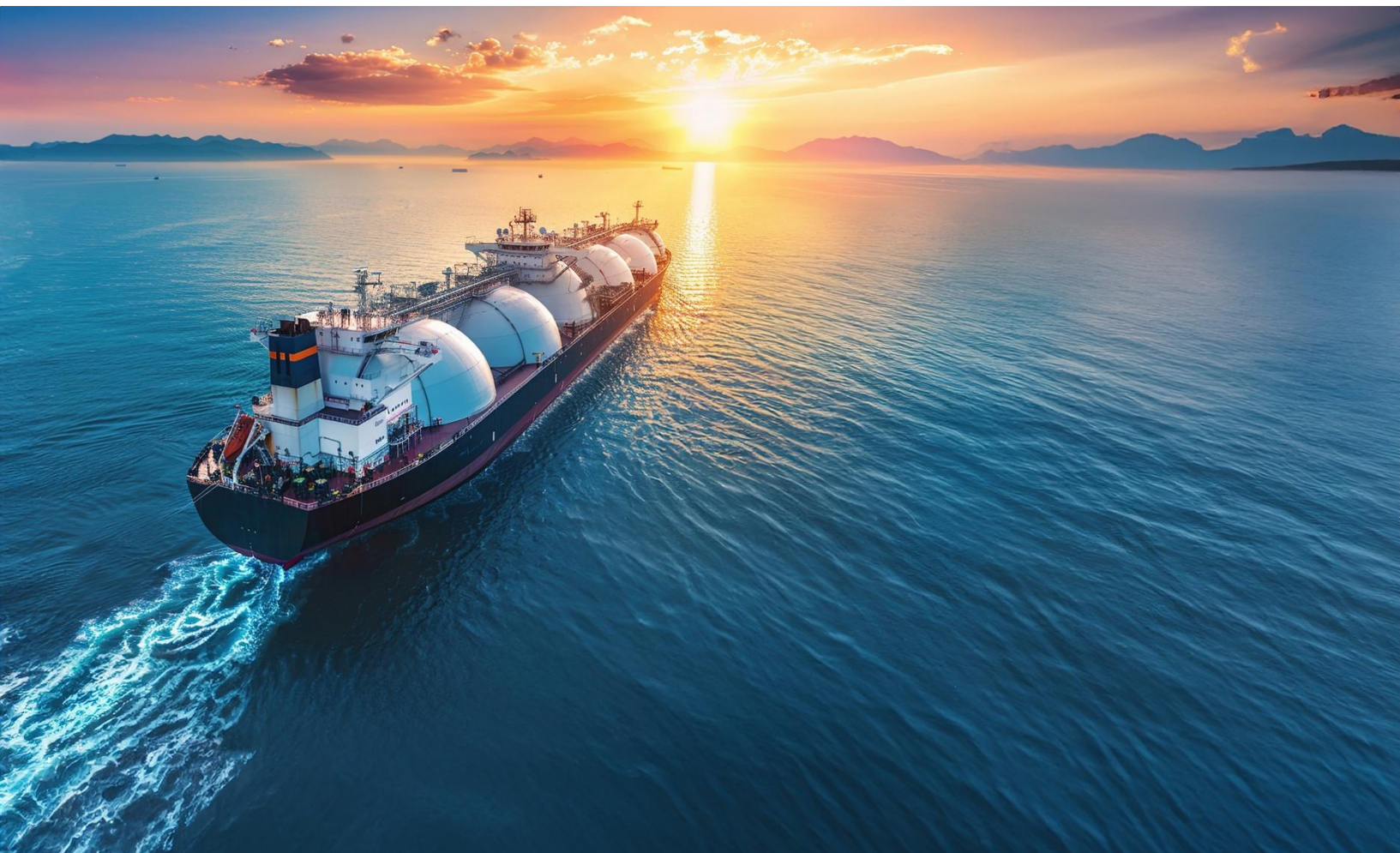
러시아는 Arctic LNG, Yamal LNG 등 북극권 프로젝트를 중심으로 공급 확대를 시도하고 있다. 하지만 국제 제재, 보험 및 항로 리스크로 인해 글로벌 시장 접근성은 제한적이며, 현재 러시아 LNG는 중국 등 지정 시장에 집중되는 양상을 보인다.

기타 지역(호주·동남아)은 신규 대형 증설보다는 기존 설비 유지·보수 중심의 전략을 채택하고 있다. 호주는 기존 LNG 플랜트의 효율성 개선을 통해 공급 안정성을 유지하고 있으며, 동남아는 소규모 프로젝트를 통해 지역 내 수요를 충족하는 수준에 머물러 있다.

이러한 지역의 증설은 공급망 안정성 강화와 다변화에 기여하지만, 글로벌 LNG 시장의 핵심 구조를 바꾸는 요인은 아니다. 향후 시장은 카타르와 미국을 중심으로 한 Dual Core 체제가 유지될 가능성이 높으며, 기타 지역은 보완적 역할에 머물 것으로 전망된다.

III

수요 트렌드:
유럽의 재충전, 아시아의 완충



수요 트렌드: 유럽의 재충전, 아시아의 완충

IEA에 따르면, 글로벌 가스 수요는 2025년 약 4,346억m³에서 2030년 약 4,950억 m³로 증가할 것으로 예상된다. 이는 약 연평균 2.6% 수준의 완만한 성장세를 의미한다. 이러한 증가분의 약 40%는 아시아-태평양 지역, 특히 중국과 인도에서 발생할 것으로 전망된다.

지역별 수요 구조 변화

유럽

러시아 PNG(파이프라인 가스) 공급 공백 이후, 유럽은 정책적으로 LNG를 재충전하는 지역으로 자리잡았다. 에너지 안보 확보를 위해 장기 LNG 계약을 확대하고 있으며, 재생에너지 비중이 늘어나더라도 LNG는 전력·산업 부문에서 '백업 연료'로서 전략적 중요성을 유지한다.

아시아

아시아는 LNG 시장에서 기저 수요를 확대하는 동시에, 가격 변동에 따라 수입량을 조정하는 '완충 역할'을 수행한다. 중국과 인도는 산업화·전력 수요 증가로 LNG 소비를 늘리고 있으며, 동남아 신흥국도 점진적으로 LNG 의존도를 높이고 있다. 그러나 아시아 수요는 가격 탄력성이 높아, 스팟 가격 급등 시 단기 조정 가능성이 크다.

시장 균형 메커니즘

이 두 구조가 맞물리면서, 공급이 일시적으로 늘어나는 시기에도 수요가 LNG 시장의 균형 회복을 뒷받침하게 된다.

- 유럽은 정책적 LNG 수요자로서 안정적 계약을 선호하며, 공급 과잉 시에도 일정 수준의 수요를 유지한다.
- 아시아는 가격 조정자로서 시장 변동성에 대응하며, 공급 확대 시 추가 수요를 흡수하는 역할을 한다.

[표 8] 지역별 가스 수요 전망 (단위: bcm)

지역	2025	2030E	증감률	역할
아시아-태평양	1,715	1,950	+14%	성장 축(중국·인도 중심)
유럽	540	500	-7%	정책 기반 수요(재충전)
북미	1,250	1,280	+2%	완만 성장
중남미	258	270	+5%	수력 보완용 수요
중동·아프리카	549	570	+4%	내수 전력·산업
합계	4,346	4,920	+13%	

자료: IEA, 삼일PwC경영연구원

1. 유럽: 저장 90% 목표가 만든 '재충전 수요'

러시아 PNG 대체: LNG의 전략적 선택

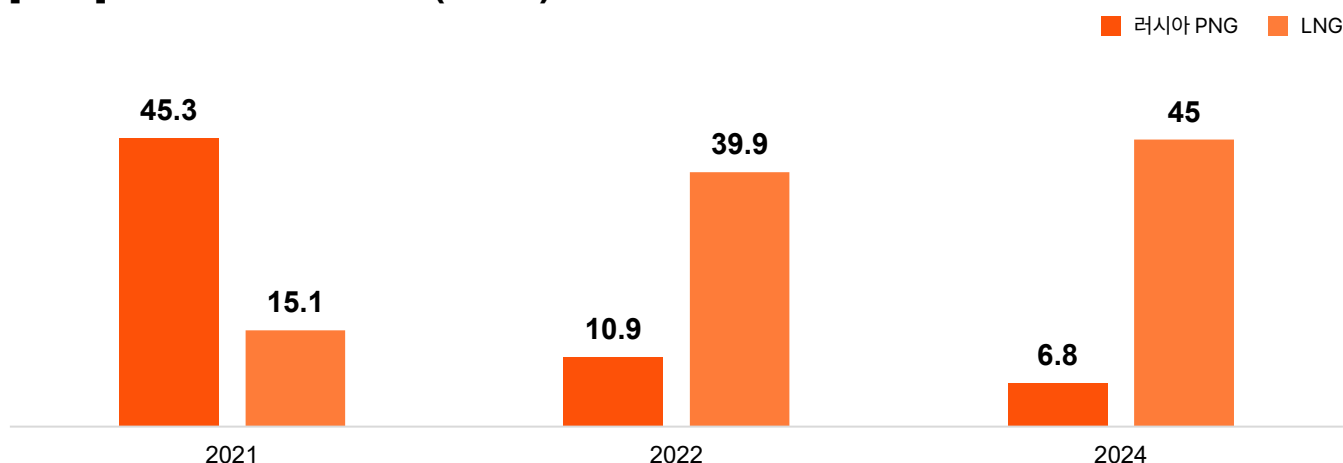
러시아-우크라이나 전쟁 이후, 유럽연합(EU)은 에너지 안보를 확보하기 위해 러시아 파이프라인 가스(PNG) 의존도를 급격히 줄이고 LNG를 대체 수단으로 채택했다. 에너지 경제연구원에 따르면, 2021년 유럽의 러시아 PNG 비중은 약 45%였으나, 2022년에는 10%대로 급락했다. 반면 LNG 비중은 15%에서 40% 수준으로 급등했다.

이 변화는 단순한 단기 이벤트가 아니라, 이후 정책과 인프라 확충을 통해 구조적으로 고착된 흐름이다. EU는 러시아 PNG의 복귀 가능성을 낮게 보고, LNG를 정책적·전략적 핵심 에너지원으로 자리매김했다. 이는 유럽의 에너지 믹스에서 LNG가 '백업 연료'가 아닌 기본 축으로 전환되는 계기가 되었다.

저장·정책 구조: LNG 수요의 계절적 고정화

EU는 2023년 이후 11월 1일 가스 저장률 90%를 법정 목표로 설정했다. 이를 달성하기 위해 2월, 5월, 7월, 9월 등 분기별 중간 목표치를 공시하고 있으며, 겨울철 소진된 저장고를 여름철에 재충전(Injection)하는 사이클이 매년 반복된다. 이 정책은 LNG 수입을 계절적으로 끌어올리는 구조적 요인으로 작동한다. 즉, LNG는 단순한 스팟 대응이 아니라, 정책 기반의 필수적 공급원으로 자리잡았다. 특히, 저장 목표 달성을 위해 여름철 LNG 조달 경쟁이 심화되면서, 글로벌 LNG 시장의 계절적 가격 패턴에도 영향을 미치고 있다.

[그림 2] 유럽의 가스 공급 비중 추이 (단위: %)



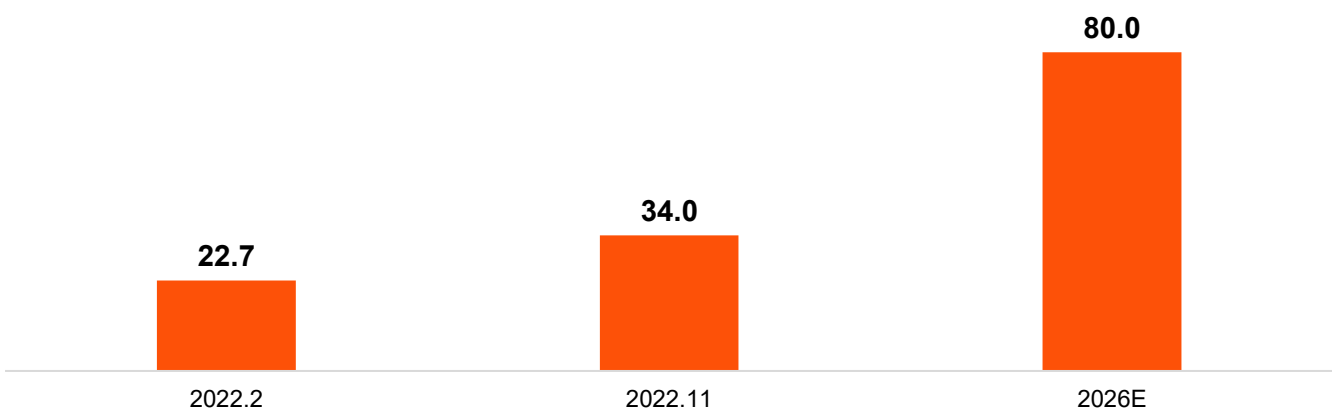
주: 2024년 러시아 PNG 비중은 우크라이나 경유 천연가스
자료: EU, 삼일PwC경영연구원

1. 유럽: 저장 90% 목표가 만든 '재충전 수요'

**인수능력 확충:
FSRU·터미널 확대**

유럽은 LNG 인수능력 강화를 위해 FSRU(Floating Storage Regasification Unit)와 육상 터미널을 빠르게 확충하고 있다. 2022년 2월 기준 유럽의 재기화 능력은 22.7 Mtpa였으나, 2022년 말에는 34 Mtpa로 증가했다. 추가 프로젝트를 감안하면 2026년경 80 Mtpa 수준까지 확대될 가능성이 있다. 이러한 인프라 확충은 LNG가 유럽 에너지 시스템에서 단기 대응을 넘어 장기적 인프라 기반으로 자리잡고 있음을 보여준다. 특히, FSRU는 설치 기간이 짧고 유연성이 높아, 유럽이 러시아 PNG 공백을 빠르게 메우는 데 핵심 역할을 했다.

[그림 3] 유럽 LNG 인수능력 (단위: Mtpa)



자료: IEA, 에너지경제연구원, 삼일PwC경영연구원

[표 9] FSRU vs 육상 LNG 터미널 비교

구분	FSRU (Floating Storage and Regasification Unit)	육상 LNG 터미널
설치 기간	약 1~2년	3~5년 이상
초기 투자비	낮음	높음
유연성	이동 가능	고정형
용량	125,000~170,000m³	대규모 저장 가능
운영 방식	LNG 저장 → 기화 → 해저 파이프라인 공급	LNG 저장 → 기화 → 육상 공급
장점	빠른 구축, 비용 효율성, 단기 계약 적합	대규모·장기 운영에 적합
단점	기화 능력 제한, 기상 영향 가능	설치 기간 길고 비용 높음

자료: 삼일PwC경영연구원

2. 아시아: 중국·인도는 늘리고, 신흥국은 조절한다

1) 중국·인도: 구조적 수요 증가

중국과 인도는 산업·전력·도시가스 부문에서 지속적인 수요 확대를 통해 LNG 시장의 핵심 성장 축을 형성하고 있다.

- **중국:** 2024년 가스 수요는 약 +8%, 2025년에도 +7% 수준의 성장이 예상된다.
 - 전력 부문: 석탄 감축과 재생에너지 변동성 보완을 위해 가스발전 비중을 확대
 - 산업·난방 부문: 도시 난방 전환 정책(“석탄에서 가스로”)이 지속되며, 가스 사용이 구조적으로 증가
- **인도:** 2024년 +11%, 2025년 +8% 성장 전망
 - 산업 부문: 정유·비료·시멘트 등 에너지 집약 산업에서 가스 사용 확대
 - 교통·도시가스: CNG 차량 보급과 도시가스 네트워크 확충 정책이 수요를 견인

이러한 흐름은 아시아 LNG 수요의 버팀목을 중국과 인도가 형성하고 있음을 의미한다. 두 국가는 가격 변동성에도 불구하고 구조적 수요를 유지하며, 글로벌 LNG 시장에서 안정적 수요 기반을 제공한다.

2) 방글라데시· 파키스탄·태국: 스윙 바이어 역할

반면, 방글라데시·파키스탄·태국 등 신흥국은 LNG 시장에서 스팟 가격에 민감하게 반응하는 스윙 바이어로 기능한다.

가격이 낮을 때(예: JKM 한 자릿수 후반~두 자릿수 초반)에는 스팟 물량을 적극적으로 확보해 발전·산업 부문에 투입하고, 가격이 급등할 때는 LNG 수입을 줄이고, 석탄·액체연료로 재스위칭하는 패턴을 보인다.

아시아 LNG 수요 구조는 이중적 특징을 가진다.

- 중국·인도는 구조적 수요를 통해 시장의 안정성을 제공하며, 장기 계약 선호로 공급자에게 예측 가능성을 높인다.
- 신흥국은 가격 변동에 따라 수입을 조정하며, 글로벌 LNG 시장의 스팟 거래 변동성을 확대하는 요인으로 작용한다.

결과적으로, 아시아는 LNG 시장에서 기저 수요와 가격 조정 기능을 동시에 수행하며, 공급 과잉 또는 가격 급등 시 균형 회복 메커니즘의 핵심 역할을 한다.

IV

가격·거래 트렌드: 허브 가격 동조화



1. 가격 구조:

유가 연동에서 허브 연동으로, '동조화'의 시대

과거 LNG 가격은 오랫동안 원유 가격(JCC, Japan Crude Cocktail 또는 Brent)에 연동되는 방식이 주류였다. 일본, 한국, 대만 등 주요 아시아 수입국은 원유 수입 가격(JCC)에 일정한 슬로프(%)와 시차(개월)를 적용해 장기계약 가격을 산정했으며, 이로 인해 LNG는 사실상 원유 파생상품으로 취급되었다. 당시 유럽의 TTF, 미국의 Henry Hub, 아시아의 JKM과 같은 허브 가격은 영향력이 제한적이었고, LNG 시장은 원유 가격 변동성에 종속되는 구조적 한계를 안고 있었다. 이 방식은 공급자에게 안정성을 제공했지만, 가격 투명성이 낮고, 원유 시장의 급격한 변동이 LNG 가격에 그대로 전이되는 문제가 있었다.

이 구조는 2016년 미국 Sabine Pass에서 LNG 수출이 시작되면서 근본적인 변화를 맞았다. 미국산 LNG는 Henry Hub(HH)에 연동되는 가격 공식, 예를 들어 $1.15 \times HH + \text{액화비} + \text{운송비}$ 와 같은 방식으로 거래되었다. 이는 기존 유가 연동 방식과 달리 가스 자체의 시장 가격을 반영하는 구조였으며, LNG가 독립적인 가격 메커니즘을 갖춘 글로벌 상품으로 전환되는 계기가 되었다. 이후 유럽의 TTF, 아시아의 JKM과 함께 Henry Hub가 글로벌 LNG 가격의 기준점으로 자리잡으면서, LNG 시장은 세 개의 주요 허브를 중심으로 움직이는 체계로 재편되었다. 이는 LNG의 상품화(Commodity화)로 평가할 수 있으며, LNG가 원유 종속적 가격 체계에서 벗어나 독립적인 상품으로 진화한 것이라 할 수 있다.

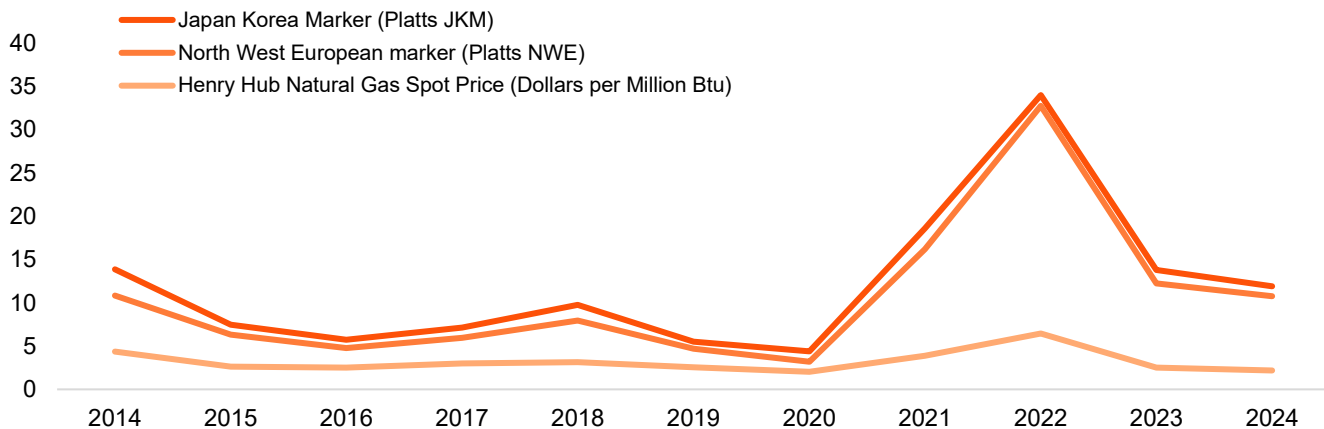
유럽 TTF, 아시아 JKM, 미국 HH 세 허브의 연평균 가격은 2021년 이후 큰 폭으로 요동치면서도 같은 방향으로 움직이는 동조화 패턴을 보여준다. 동조화는 세 허브의 절대 가격 수준이 동일하다는 의미가 아니라, 가격 변동의 방향과 패턴이 함께 움직인다는 점을 의미한다. 예를 들어, 유럽에서 한파로 인해 수요가 급증하면 TTF 가격이 상승하고, 이에 따라 아시아 JKM과 미국 HH도 각각 연료 스위칭 및 피드가스 수요 증가로 동반 상승하는 모습을 보인다. 이 과정에서 허브별 가격 수준은 여전히 차이가 있지만, 변동 타이밍과 방향이 일치하기 때문에 동조화라고 부른다.

이는 LNG 가격이 지역별 허브를 중심으로 글로벌화되었음을 의미하며, 유가 연동 구조는 점차 그 강도가 약화되고 있다. 특히 장기 공급계약(SPA)에서도 허브 연동 요소가 확대되고 있으며, 유가 연동 비중은 지속적으로 감소하는 추세다.

이러한 변화는 LNG 시장에 몇 가지 중요한 의미를 가진다. 첫째, 가격 투명성이 크게 강화되었다. 허브 기반 거래는 실시간 가격 신호를 제공하며, LNG를 원유와 분리된 독립 상품으로 자리매김 시켰다. 둘째, 계약 구조가 변화했다. 과거에는 유가 연동이 절대적이었지만, 이제는 허브 연동 비중이 확대되면서 공급자와 수요자 모두 가격 리스크 관리가 중요해졌다. 셋째, 변동성이 확대되었다. 허브 가격은 계절적 요인, 수급 상황, 지정학적 리스크에 따라 급격히 변동하며, LNG 시장의 가격 리스크 관리 필요성이 커졌다.

1. 가격 구조: 유가 연동에서 허브 연동으로, '동조화'의 시대

[그림 4] 천연가스 가격 추이



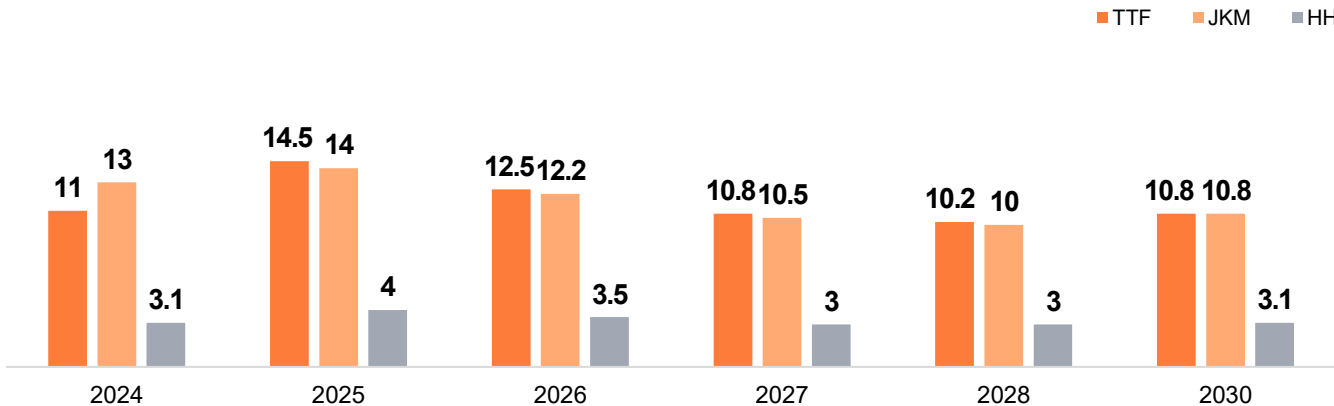
자료: Bloomberg, 삼일PwC경영연구원

[표 10] 허브별 연평균 가격 추이 (2021~2025, \$/MMBtu)

연도	TTF(유럽)	JKM(아시아)	HH(미국)	특징
2021	8.0	9.0	3.0	코로나 이후 회복기
2022	60.0	55.0	6.0	러-우 전쟁, 유럽 급등
2023	15.0	13.0	2.5	고점 이후 조정기
2024	11.0	13.0	3.1	완화-정상화 구간
2025	14.5	14.0	4.0	한파-저장 인출 재상승

자료: IEA

[그림 5] 천연가스 허브 가격 전망 (단위: \$/MMBtu)



자료: IEA, IEEFA

2. 계약 트렌드: 장기와 현물, Dual Strategy

Dual Strategy

LNG 가격 구조가 허브 중심으로 변화함에 따라 계약 구조도 함께 변화하고 있다. IEA에 따르면, 2024년에 체결된 신규 LNG 장기계약의 80% 이상이 10년 이상의 기간을 갖고 있으며, 동시에 목적지 유연(Destination-Free, DF) 계약 비중은 2016년 30%에서 2023년 47%로 증가했고, 2027년에는 약 51%에 이를 것으로 전망된다. 이러한 변화는 시장 참여자들이 가격 변동성과 공급 리스크를 동시에 관리하기 위해 Dual Strategy를 채택하고 있음을 보여준다.

Dual Strategy는 다음 두 가지 축으로 구성된다.

- **장기(Long-term) 계약:** 기저 물량과 가격, 신용을 고정해 급등 리스크를 완화하는 역할을 수행한다.
- **현물·단기 + DF 계약:** 수요 변화, 정책 결정, 운송 이벤트에 대응해 물량·목적지·시점을 유연하게 조정할 수 있도록 한다.

이 구조는 안정성을 확보하는 동시에 시장 변동성에 대응할 수 있는 유연성을 내재한 전략이다.

[표 11] 계약 구조 전환(장기·DF·포트폴리오 비중 추이, %)

항목	2016	2023	2024 신규	2027E	비고
10년 이상 비중	—	~85	80 이상	80 이상	장기 회귀(안보·조달비 확정)
DF 계약 비중	30	47	—	51	목적지 유연성 확대
포트폴리오 사업자 비중	26	41	—	45	거래·재판매 역할 강화

주: 포트폴리오 플레이어(portfolio player)는 구매·판매 계약을 모두 보유한 시장 참여자
출처: IEEFA

3. 포트폴리오 플레이어의 역할: 유동성·재판매·헷지

LNG 포트폴리오 플레이어들은 단일 소스·단일 목적지 계약에 얽매이지 않고, 다양한 산지의 장기계약, 단기·현물 거래, 파생상품을 결합해 하나의 포트폴리오로 운용한다. 이러한 사업 모델은 LNG 시장에서 “중개자 + 안정판” 역할을 수행한다.

- **중개자 역할:** 포트폴리오 플레이어는 미국, 카타르, 아프리카 등에서 확보한 장기 옵션테이크 물량을 보유하고 있다가, 수요자가 필요할 때 단기·현물 형태로 공급한다.
- **안정판 역할:** 시장 가격이 급등하면 스프레드 거래나 헷지 포지션을 통해 손실을 일부 상쇄하고, 수요가 급감하면 장기계약 물량을 포트폴리오 내부에서 재배치하거나 재판매해 리스크를 완화한다.

이 구조는 개별 수요자의 리스크를 포트폴리오 전체로 분산시킨다는 점에서 의미가 크다. 특히 수요국 입장에서는 장기 물량은 직접 계약(예: KOGAS-카타르)으로 확보하고, 유연 물량은 포트폴리오 플레이어를 통해 조달하는 혼합 전략이 합리적인 선택으로 자리 잡고 있다.



전환 트렌드: LNG의 ‘전환 플랫폼’ 역할



1. 왜 LNG가 전환(Transition)의 한 축이 되는가

탄소중립(Net Zero) 논의에서 가스는 오랫동안 모호한 위치를 차지해 왔다. 석탄보다는 친환경적이지만, 여전히 화석연료라는 점에서 완전한 해결책은 아니다. 그러나 현실의 전력·산업 현장에서는 “석탄 발전을 줄이면서도 계통 안정성과 비용을 동시에 고려하는 선택”이 필요하다. 이 맥락에서 LNG는 단순한 과도기 연료를 넘어, 탄소중립으로 가는 경로에서 핵심적인 브리지(bridge) 에너지원으로 자리 잡고 있다.

1) 환경·효율 측면

LNG는 석탄 대비 CO₂ 배출량을 약 40~50% 낮출 수 있으며, 가스 복합화력(CCGT)의 발전 효율은 약 60%로 석탄화력(약 33%)보다 월등히 높다. 이는 즉각적인 감축 카드로서의 가치를 보여준다. 또한 LNG 공급망에서 발생하는 메탄 누출과 배출은 기존 기술로 상당 부분 감축 가능하다는 점에서, 단기적 탄소 저감 효과가 크다.

2) 계통·기술 측면

LNG는 출력 조절이 빠르고, 급격한 수요 변화에도 유연하게 대응할 수 있어 재생에너지 확대 속에서도 계통 안정성을 확보한다. 더 나아가 LNG는 CCUS(탄소포집·저장), 혼소, 블루수소 등 차세대 기술과의 연계가 가능해, 향후 탈탄소 기술로 자연스럽게 연결되는 플랫폼 역할을 수행한다. 이러한 특성 덕분에 LNG는 재생에너지·수소·원전이 충분히 자리 잡기 전까지 전환을 지탱하는 핵심 자원으로 평가된다.

글로벌 정책과 산업 경로

OECD 국가들은 LNG를 “석탄 의존에서 재생으로 전환하는 중간 연결 에너지”로 정의하며, 미국·유럽·아시아 주요국은 LNG를 기반으로 한 혼합 전략을 채택하고 있다. 미국 DOE는 LNG 수출 확대가 경제·안보·에너지 안정성에 기여한다고 평가하는 한편, 공급망 배출 저감과 가격 안정화가 향후 과제로 지적된다. 동시에 선박용 LNG 벙커링과 산업용 혼소 기술은 LNG의 활용 범위를 넓히며, 글로벌 탈탄소 경로에서 LNG의 전략적 중요성을 강화하고 있다.

2. 환경·효율 프로파일: '당장 줄이는 감축'의 정량적 근거

LNG의 장점: 석탄보다 CO₂를 덜 배출한다

탄소중립 전환 논의에서 LNG가 갖는 가장 직관적인 강점은 “석탄보다 온실가스를 덜 배출한다”는 점이다. 전통적인 석탄화력과 LNG 복합화력(CCGT)을 비교했을 때 다음과 같은 특징이 나타난다.

첫째, CO₂ 배출 강도에서 LNG는 석탄 대비 약 40~50% 낮은 수준을 기록한다. 이는 연료 자체의 탄소함량 차이뿐 아니라, 발전 효율에서 오는 효과가 결합된 결과다. 둘째, 발전 효율은 LNG 복합화력이 약 60% 내외로, 석탄화력(약 33%)보다 월등히 높다. 동일한 전력을 생산할 때 필요한 연료량과 배출량이 크게 줄어드는 구조다.

셋째, 부분부하 효율과 조정력 측면에서도 LNG는 우위에 있다. 석탄화력은 출력 조정 시 효율 손실이 크고 기동·정지 속도가 느린 반면, LNG 복합화력은 부분부하에서도 효율이 양호하며, 빠른 기동·정지가 가능해 재생에너지 변동성 대응에 적합하다. 마지막으로, 추가 감축 여지에서도 LNG는 혼소, CCUS(탄소포집·저장), 블루수소 등 차세대 기술과의 연계 가능성이 열려 있어, 단순한 과도기 연료를 넘어 전환 사다리의 출발점으로 평가된다.

결국 LNG는 단순히 “석탄보다 낫다”는 수준을 넘어, 효율·유연성·기술 확장성을 갖춘 에너지원으로서, 탄소중립으로 가는 경로에서 실질적 역할을 수행한다.

[표 12] 연료·발전기술별 환경·효율 비교

항목	석탄 화력	LNG(CCGT)	의미
CO ₂ 배출 강도	기준(가장 높음)	석탄 대비 약 40~50% 적음	연료 탄소함량 차이 + 효율 효과
발전 효율(열효율)	약 33%	약 60% 내외	동일 전력 생산 시 연료·배출 감소
부분부하 효율	낮음	양호	출력 조정 시 손실이 덜함
조정력(기동·정지)	느림	빠름	재생 변동 대응 가능
추가 감축 여지	제한적	혼소·CCUS·블루수소로 확장	전환 사다리의 출발점

자료: 삼일PwC경영연구원

3. CCGT의 역할: 재생에너지 시대의 '조정력' 담당자

재생에너지 비중이 늘어날수록 전력계통은 출력 변동성과 예측 오차에 직면한다. 구름이 지나가면 태양광 발전량이 급격히 감소하고, 바람이 줄면 풍력 발전량이 떨어진다. 이러한 상황에서 필요한 것은 “빠르게 기동·정지하고, 출력 변동을 따라갈 수 있는 발전원”이다.

가스 복합화력(CCGT)은 이러한 요구를 충족하는 대표적인 조정 자원으로 평가된다. 그 이유는 다음과 같다.

- **기동·정지 속도가 빠름:** 석탄화력 대비 훨씬 짧은 시간 내에 발전을 시작하거나 멈출 수 있어, 급격한 수요 변화에 대응 가능하다.
- **출력 램핑 속도 우수:** 상승·하강 속도가 높아 재생에너지 변동을 실시간으로 보완할 수 있다.
- **부분부하 효율 유지:** 50~80% 출력 범위에서도 효율과 안정성이 유지되어, 부분 부하 운전 시 손실이 적다.

이러한 특성 덕분에 LNG 복합화력은 단순한 기저 발전원이 아니라, 재생에너지 확대를 뒷받침하는 유연성 자원으로 자리 잡고 있다. 특히, 향후 CCUS(탄소포집·저장)와 혼소 기술을 결합하면 LNG 발전은 탄소중립 전환 과정에서 더욱 중요한 역할을 수행할 것으로 전망된다.

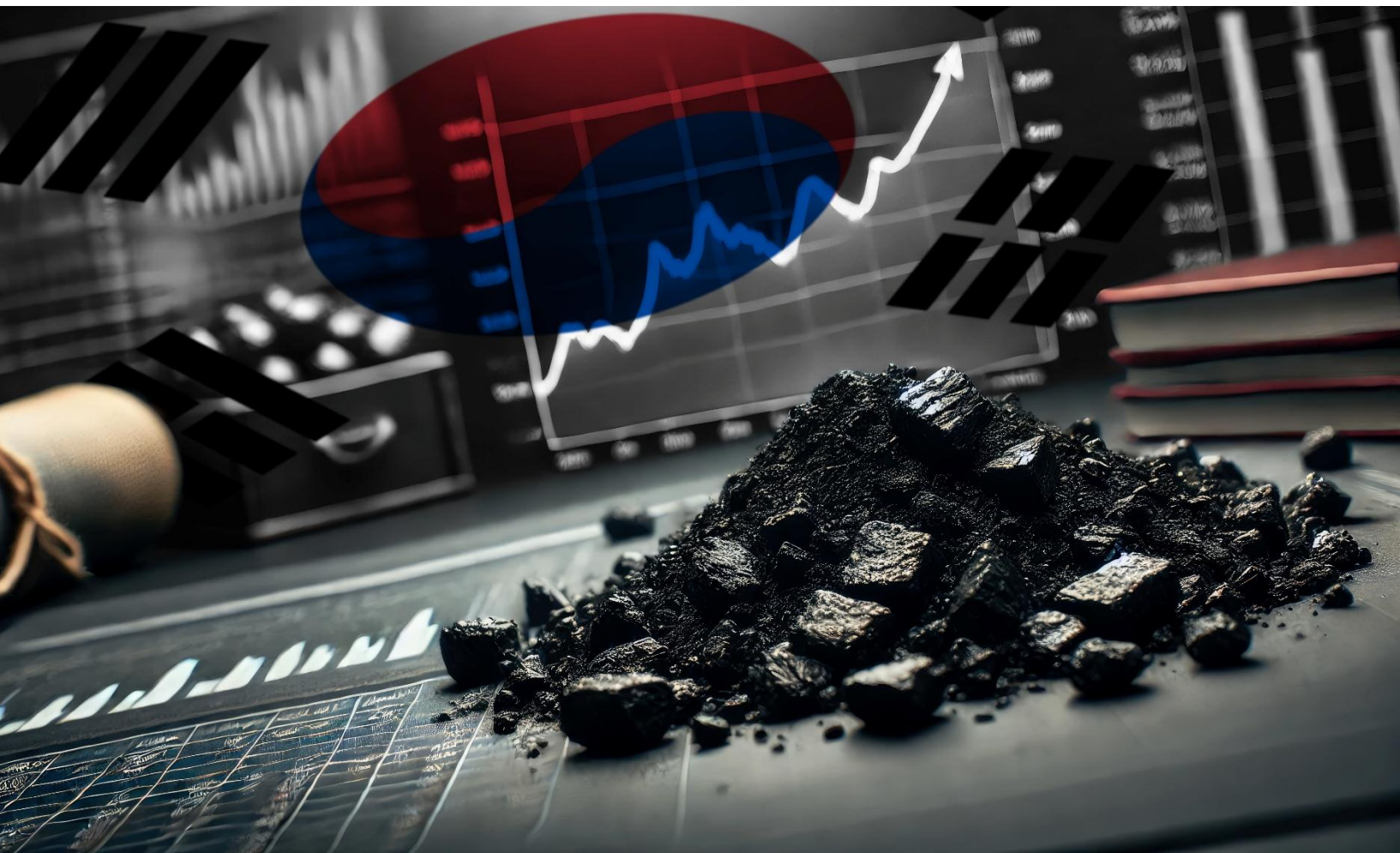
[표 13] 전원별 계통 기여(조정력 관점)

전원	기저 역할	조정력	단기/중기 대응성	비고
석탄 화력	○	△	낮음	기동·정지 느림
원자력	◎	×	매우 낮음	기저 중심
LNG(CCGT)	○	◎	높음	기저+조정 겸용
재생(풍·태)	×	×	외생적	변동성 제공원
저장(BESS 등)	×	◎(단주기)	높음(시간제한)	보조자원

자료: IEA, 에너지경제연구원

VI

시사점 및 제언:
구조적으로 LNG를 쓸 수밖에 없는 나라,
어떻게 도입할 것인가



1.한국은 왜 구조적으로 LNG를 계속 수입할 수밖에 없는가

자원 구조: 사실상 전량 수입, PNG 대안 부재

한국 천연가스 도입 구조와 전략적 과제

한국은 천연가스 자급 기반이 거의 없는 국가로, 국내 생산량은 일부 소규모 가스전에서 나오는 수준에 그친다. 실질적으로는 거의 전량을 수입 LNG에 의존하고 있으며, 지리적·정치적 제약으로 인해 유럽처럼 러시아나 중동에서 PNG 경로도 없다. 따라서 한국의 가스 도입 전략은 본질적으로 “LNG를 어떤 구조로, 어떤 가격에 확보할 것인가”라는 선택지로 귀결된다.

이러한 구조적 특성은 가격 변동성 리스크와 공급 안정성 확보라는 두 가지 핵심 과제를 동반한다. 글로벌 LNG 시장은 최근 몇 년간 지정학적 리스크(러시아-우크라이나 전쟁), 기후변화 대응 정책, 아시아 수요 증가 등으로 변동성이 확대되고 있다. 특히 Spot 시장 의존도가 높을수록 가격 급등기에 취약해지므로, 장기계약 비중 확대, 공급선 다변화, 재기화 인프라 확충이 필수적이다. 동시에, 탄소중립 정책과 연계해 LNG 조달 시 메탄 배출 관리, 탄소저감형 LNG(예: CCS 적용 LNG) 도입도 중장기 과제로 부상하고 있다.

전력·산업 수요 측면에서의 지속성

가스의 역할은 단기간에 사라지지 않는다. 산업통상자원부의 「제15차 장기 천연가스 수급계획(2024)」에 따르면, 2030년대 중반까지 한국 전력계통에서 LNG 복합화력 발전 비중은 의미 있는 수준을 유지할 것으로 전망된다. 석탄발전 감축, 재생에너지 확대, 원전 정책(신규 건설 및 수명 연장)을 고려하더라도, 재생에너지의 간헐성과 전력 수요 증가를 감안하면 가스발전은 조정력 자원으로서 필수적이다. 특히, 급격한 전력 피크 대응, 재생에너지 출력 변동 보완, 계통 안정성 확보 측면에서 LNG 발전은 대체 불가능한 역할을 수행한다.

산업용 및 도시가스 수요도 마찬가지다. 정유, 화학, 철강, 비료 등 에너지 집약 산업과 난방·냉방·열 공급 분야에서 가스를 즉각적으로 대체할 수 있는 전원이거나 연료는 제한적이다. 전기나 수소 기반 공정으로의 전환에는 설비투자, 공정 변경, 인허가 등 상당한 시간이 필요하며, 수소·암모니아는 가격 경쟁력, 공급망 안정성, 안전 규제 등 실무 과제가 훨씬 많다. 따라서 가스는 중장기적으로도 한국 에너지 시스템에서 핵심적 역할을 지속할 것이며, 탈탄소 전환 과정에서도 LNG는 ‘브리지 연료’로서 전략적 중요성을 유지한다.

1.한국은 왜 구조적으로 LNG를 계속 수입할 수밖에 없는가

[표 14] 연도별 전원 구성 전망 (단위: GW)

구분	원전	석탄	LNG	신재생	양수	기타	합계
2023	24.7	39.2	43.2	31.4	4.7	1.3	144.5
2025	26.1	40.8	47.3	40.8	4.7	1.2	160.9
2030	28.9	31.7	58.8	80.9	5.2	0.7	206.2

자료: 산업통상부

대체 기술의 타임라인과 LNG 의존 구조

수소, 암모니아, 재생에너지, 원자력은 중장기적으로 가스의 역할을 줄이며 비중을 낮출 수 있는 핵심 대체 기술이다. 그러나 IEA 및 국내 주요 전망을 종합하면, 2030년 이전에 LNG 의존도를 급격히 '제로'로 만드는 시나리오는 현실성이 떨어진다. 기술 상용화, 인프라 구축, 경제성 확보, 안전 규제 등 복합적인 과제가 남아 있기 때문이다.

2. 조달 구조:

Dual Core 장기(기저) + DF·FOB 현물(유연)

LNG 조달 구조: Dual Core 장기(기저) + DF·FOB 현물(유연)

한국의 LNG 조달 전략은 Dual Core 장기계약을 기반으로 기저 물량을 확보하고, DF·FOB 현물 및 단기 계약을 통해 유연성을 보완하는 듀얼 구조가 바람직하다. 글로벌 공급 구조를 보면 미국과 카타르가 핵심 축을 형성하고 있으며, 이 두 지역을 중심으로 장기계약을 체결하는 것이 안정적 조달의 출발점이다.

왜 이런 구조가 필요한가?

장기(기저) 확보의 중요성

Dual Core 중심의 장기계약은 기본 물량을 안정적으로 확보하고, 조달비 상한을 제공한다. HH/유가 혼합 인덱스, 캡·플로어, 리픽싱 옵션을 설계함으로써 가격 급등기에는 방패 역할을 하고, 하방 구간(예: 2026~2028년)에서는 평균 단가를 낮출 수 있는 지렛대를 확보할 수 있다.

장기계약 비중을 70~80% 수준으로 유지하는 것은 공급 안정성과 재무 리스크 관리 측면에서 핵심이다.

현물·단기(유연성) 확보의 필요성

DF·FOB 계약은 목적지 변경, 선적 시점 조정, 재판매 등 유연한 운용이 가능하다. 글로벌 LNG 시장은 스프레드(Δ TTF-JKM), EU 저장률, 운임(스팟/선도)에 따라 가격과 흐름이 크게 변동한다.

현물·단기 계약(20~30%)을 통해 유럽·아시아 간 배분, 선적·항로 변경, 재하역 최소화 등 전략적 대응이 가능해진다.

이는 정책 변화, 수요 변동, 운송 이벤트(예: 운임 급등, 항로 차질)에 대응하는 핵심 수단이다.

계약 방식 다양화 검토

- **계약 설계 혁신:** HH/유가 혼합 인덱스, 캡·플로어, 리픽싱 조항을 적극 도입해 가격 변동성에 대응하는 계약 구조를 마련해야 한다.
- **유연성 극대화:** DF·FOB 계약을 확대하고, 목적지 변경·재판매 옵션을 활용해 글로벌 시장 변동성에 기민하게 대응할 수 있는 체계를 구축해야 한다.
- **리스크 관리 체계화:** 스프레드, 운임, EU 저장률 등 글로벌 지표를 기반으로 현물 조달 의사결정 프로세스를 정교화하고, LNG 트레이딩 역량을 강화해야 한다.

2. 조달 구조: Dual Core 장기(기저) + DF·FOB 현물(유연)

[표 15] 한국 LNG 조달 구조 제안

축	권장 비중	주요 내용	의미
장기(기저)	70~80%	미국·카타르 Dual Core 중심, 10년 ⁺ SPA, HH/유가 혼합 인덱스, 캡/플로어, 리픽싱 옵션	가격·물량·신용 안정
현물·단기	20~30%	FOB·DF(목적지 유연), 스팟·1~3년 단기계약	수요 변동·정책·운송 이벤트 대응

자료: 삼일PwC경영연구원

한국의 LNG 조달 전략

한국의 LNG 조달 전략에서 Dual Core 장기계약과 DF·FOB 기반의 현물·단기 계약을 병행하는 구조는 단순한 선택이 아니라 필수적이다. 그 이유는 크게 두 가지 측면에서 설명할 수 있다.

1. 장기(기저) 확보의 필요성

Dual Core 중심의 장기계약은 기본 물량을 안정적으로 확보하고, 조달비 상한을 제공한다. 특히 미국과 카타르를 축으로 한 10년 이상의 SPA는 공급 안정성뿐 아니라 가격 리스크 관리에도 핵심적이다. 계약 설계 시 HH/유가 혼합 인덱스, 캡·플로어, 리픽싱 조항을 포함하면, 가격 급등기에는 방패 역할을 하고, 하방 구간(예: 2026~2028년)에서는 평균 단가를 낮출 수 있는 지렛대를 확보할 수 있다. 이는 장기계약을 단순한 '고정비 부담'이 아닌 전략적 헤지 수단으로 활용하는 접근이다.

2. 현물·단기(유연성) 확보의 필요성

반면, 글로벌 LNG 시장은 스프레드(Δ TTF-JKM), EU 저장률, 운임(스팟·선도)에 따라 가격과 흐름이 크게 변동한다. DF·FOB 계약을 활용하면 목적지 변경, 선적 시점 조정, 재판매 등 유연한 운용이 가능해진다. 이를 통해 유럽·아시아 간 배분, 선적·항로 변경, 재하역 최소화 등 다양한 시나리오에 대응할 수 있다. 현물·단기 계약(20~30%)은 정책 변화, 수요 변동, 운송 이벤트(예: 운임 급등, 항로 차질)에 대응하는 핵심 수단이며, LNG 트레이딩 역량을 강화하는 기반이 된다.

3. LNG와 전환(Transition): 한국의 과제로서 무엇을 봐야 하나

한국은 LNG를 일정 기간 계속 사용할 수밖에 없는 구조를 가지고 있다. 국내 천연가스 자급률은 사실상 '제로'에 가깝고, 파이프라인 가스(PNG) 도입 경로도 없다. 따라서 LNG는 단순히 '과도기적 연료'가 아니라, 탄소중립을 향한 전환 과정에서 전략적으로 관리해야 하는 자원이다.

1) 저탄소 LNG 조달 기준

탄소중립 목표를 고려하면, LNG 조달 시 단순 가격·물량뿐 아니라 전과정 배출(LCF: Life Cycle Footprint)을 관리하는 기준을 포함해야 한다. LNG는 채굴, 액화, 운송, 재기화 등 전 과정에서 메탄 누출과 CO₂ 배출이 발생한다. 따라서 조달 단계에서 다음 요소를 평가하고 반영해야 한다.

- **메탄 누출 감축 여부:** 공급국의 메탄 관리 정책, 감시·저감 기술 적용 여부
- **전력구동 액화:** 액화 과정에서 화석연료 대신 재생전력을 사용하는지 여부
- **CCUS 결합 여부:** 액화·발전 단계에서 탄소 포집·저장(CCUS) 기술을 적용하는지 여부

또한, "일반 LNG vs 저탄소 LNG"의 비율을 포트폴리오 차원에서 설정하고, 중장기적으로 저탄소 LNG 비중을 확대하는 목표를 명문화해야 한다. 이는 단순한 친환경 이미지 제고가 아니라, EU CBAM(탄소국경조정제도) 등 국제 규제 대응, 금융 조달(전환채·그린본드)에서의 신용도 확보와 직결된다.

3. LNG와 전환(Transition): 한국의 과제로서 무엇을 봐야 하나

2) 혼소·CCUS 연계 발전

2030년까지 LNG 복합발전 비중을 점진적으로 줄이더라도, 혼소(수소·암모니아)와 CCUS가 결합된 LNG 발전은 전환 전략의 핵심 축으로 남는다. LNG 발전을 단순히 '퇴출 대상'으로 보는 접근은 비현실적이다. 오히려 LNG 발전을 혼소 기술과 CCUS를 결합한 저탄소 발전 플랫폼으로 전환해야 한다.

이때 LNG 조달-발전-CCUS-금융이 하나의 프로젝트 체인으로 설계되어야 한다. 즉, 기술·조달·금융이 연계된 통합 전환 모델을 구축하는 것이 필요하다. 예를 들어:

- LNG 장기계약에 CCUS 연계 조건을 포함
- 혼소 실증 프로젝트를 금융 구조와 결합해 '전환채' 발행 가능
- 발전소 개조, CCUS 설비 투자, LNG 조달을 하나의 패키지로 설계

이러한 접근은 단순한 기술 실증을 넘어, 시장·금융·정책이 결합된 실행 프레임을 만드는 것이다.

결국 한국은 LNG를 "버릴 대상"이 아니라, 비용·리스크·탄소를 동시에 관리해야 하는 전략적 자원으로 다뤄야 한다. LNG는 탄소중립을 향한 전환 사다리의 첫 단계이며, LNG-혼소-CCUS-블루수소로 이어지는 로드맵을 기술·조달·금융이 공유하는 형태로 설계해야 한다.

Author Contacts

삼일PwC경영연구원

이은영 상무

eunyoung.lee@pwc.com

김승철 수석연구위원

seungchurl.k.kim@pwc.com

신서윤 연구원

seoyoon.shin@pwc.com

삼일PwC 경영연구원

최재영 경영연구원장

jaeyoung.j.choi@pwc.com

Business Contacts

Deals

한정탁 Partner

jungtak.han@pwc.com

서용태 Partner

yong-tae.seo@pwc.com

김준혁 Partner

jun-hyouk.kim@pwc.com

최성흠 Partner

seong-heum.choi@pwc.com

Tax

김홍현 Partner

hong-hyeon.kim@pwc.com

조영기 Partner

young-ki.cho@pwc.com

Public

김병일 Partner

byoung-il.kim@pwc.com

장혜윤 Partner

hye-yun.chang@pwc.com

유옥동 Partner

ok-dong.yu@pwc.com

이정규 Partner

jake.lee@pwc.com

Energy Transition

임지산 Partner

ji-san.ym@pwc.com

PwC컨설팅

유원석 Partner

won-seok.yoo@pwc.com

김대현 Partner

daehyun.kim@pwc.com

강정묵 Partner

jeong-mook.kang@pwc.com

조운희 Partner

woonhee.cho@pwc.com

성공적인 에너지 전환을 위한 PwC Korea의 Energy Transition Service

PwC Korea Energy Transition Platform은 지속가능성을 고려한 기업에 맞는 전략 수립부터 사업 기회 확장을 위한 투자, M&A자문, 신사업 기회 발굴 등 단계별, 고객의 사업 성숙도에 맞춰 최적화된 전략을 제시합니다.

Strategy & Transformation

주요 서비스

- 사업화 전략 수립
 - 시장 조사 및 사업모델 개발
 - 사업역량 확보 방안 및 계획 수립
- 해외 진출 전략 수립
(미국, 유럽, 동남아 등)
- 사업타당성 분석
(산업분석, 기술분석 등)
- JV 협상 및 설립 자문
- 사업 및 기술 실사 (CDD, TDD 등)
- 지역상생 및 파급효과 분석
- Energy transition 기술 전략
- 국내외 에너지 Sourcing 자문
- 에너지 소비 효율화 및
에너지 비용 절감 자문

Projects and Deals

주요 서비스

- 매각/인수 자문, 투자유치
- 사업 타당성 검토
(재무/경제성 분석 등)
및 원리금 상환가능성 검토
- 재무실사 및 세무 실사
- SPC 설립/ 운영 자문
- 사업구조 자문
(Tax Structuring 포함)
- 글로벌 유효세율 최적화 자문
- 글로벌 IPO 세무자문
- 수소시장 (CHPS) 및
BESS 입찰자문
- 해상/육상풍력/태양광 입찰 자문

Regulation

주요 서비스

- 수소산업 생태계 연구 및
육성 계획 수립
- 유관 사업법 및 관련 규정 제정 자문
- 전력시장 저탄소중앙계약
(배터리, 양수 등) 도입 대응 자문
- 수소발전입찰시장 제도설계 및 대응
- 중장기 수소발전 사업 추진 전략
- 전력시장 변화에 따른 영향 분석
- RPS 및 ETS 제도 변화 대응 자문
- 수소인프라 이용료 설계/
요금체계 수립
- 산업정책연구 및 민간 사업자 적용
- 에너지 관련 인센티브 자문

PwC Consulting



유원석 Partner



강정목 Partner



조윤희 Partner



김대현 Partner

Deals



한정탁 Partner



서용태 Partner



김준혁 Partner



최성현 Partner

Public



임지산 Partner



장혜윤 Partner



유옥동 Partner

Public



김병일 Partner



이정규 Partner

Tax



김홍현 Partner



조영기 Partner



삼일회계법인

삼일회계법인의 간행물은 일반적인 정보제공 및 지식전달을 위하여 제작된 것으로, 구체적인 회계이슈나 세무이슈 등에 대한 삼일회계법인의 의견이 아님을 유념하여 주시기 바랍니다. 본 간행물의 정보를 이용하여 문제가 발생하는 경우 삼일회계법인은 어떠한 법적 책임도 지지 아니하며, 본 간행물의 정보와 관련하여 의사결정이 필요한 경우에는, 반드시 삼일회계법인 전문가의 자문 또는 조언을 받으시기 바랍니다.

S/N: 2512W-RP-144

© 2025 Samil PricewaterhouseCoopers. All rights reserved. "PricewaterhouseCoopers" refers to Samil PricewaterhouseCoopers or, as the context requires, the PricewaterhouseCoopers global network or other member firms of the network, each of which is a separate and independent legal entity.

samil.com