Series No. 13-10

에너지경제연구원
Korea Energy Economics Institute

에너지 브리프[1]

2026년 10월

알래스카 LNG 프로젝트의 사업 구조와 추진 여건

미국 알래스카주에서 추진되고 있는 알래스카 LNG 프로젝트는 노스슬로프(North Slope)의 천연가스를 약 1,300km의 배관으로 남중부 해안까지 수송한 뒤 액화하여 수출하는 사업이다. 2025년 연방정부의 정책 지원과 민간 개발사의 참여를 계기로 사업 추진이 다시 활발해졌다. 주요 연방 인허가는 마무리되었고, 개발사는 알래스카 남중부에 천연가스를 공급하는 1단계 배관 사업의 최종투자결정(FID)을 준비하고 있다. 가스처리시설과 액화설비를 추가하여 LNG를 수출하는 2단계는 구매자 확보 단계에 있다.

알래스카 LNG는 동북아시아까지 운송거리가 짧다는 이점이 있지만, 수출단가를 좌우할 건설비와 판매계약, 세제가 아직 정해지지 않아 사업의 구조와 추진 여건을 검토할 필요가 있다. 본고는 알래스카 LNG의 사업 구조와 추진 현황을 정리한 뒤, 공급비용과 운송거리, 동토 구간의 장거리 배관, 주정부의 세제 개편이 수출단가에 미치는 영향을 살펴보고, 끝으로 도입 및 투자 관점에서 고려할 변동성을 정리한다.

김태식 연구위원(tskim@keei.re.kr)

알래스카 LNG 프로젝트의 구조와 추진 배경

노스슬로프 천연가스의 상업화는 1970년대 미국 본토와 연결하는 배관 구상 이후 여러 차례 추진되었으나 실현되지 못하였다. 미국 본토로 천연가스를 보내는 Denali 배관 계획은 셰일가스 생산이 확대되는 가운데 구매약정을 확보하지 못하여 2011년 중단되었다. 이후 노스슬로프 천연가스의 상업화 방향은 미국 본토 공급에서 LNG 수출로 바뀌었으나, 메이저 석유기업 3사(ExxonMobil, BP, ConocoPhillips)는 경제성 문제로 2016년 기본설계(FEED)에 착수하지 않았다. 사업을 이어받은 주정부 산하 알래스카 가스라인 개발공사(Alaska Gasline Development Corporation, AGDC)도 2020년 연방 인허가를 받았지만 투자자를 유치하지 못하여 2024년에는 사업 정리까지 검토하였다.

알래스카 LNG 사업이 다시 활발해진 것은 2025년 트럼프 2기 행정부 출범 이후다. 트럼프 대통령은 취임 당일 서명한 행정명령에서 알래스카 LNG 개발을 우선 과제로 정하고 관련 인허가를 신속히 처리하도록 하였으며, 알래스카 LNG를 태평양 지역 동맹국에 판매하고 수송하는 방안도 개발의 범위에 포함하였다. 2025년 3월에는 민간 개발사 Glenfarne이 알래스카 LNG 사업의 지분 75%를 인수하여 개발을 주도하기 시작하였다.

알래스카주에도 천연가스 상업화를 추진할 유인이 세 가지 있다. 첫째, 노스슬로프에는 판로가 없는 천연가스가 있다. 원유와 함께 생산되는 천연가스는 시장으로 보낼 배관이 없어 대부분 원유 회수를 위하여 지하에 재주입되고 있다. 둘째, 주정부 재정의 기반인 석유 생산이 감소하고 있다. 알래스카 석유산업의 규모를 보여주는 알래스카 횡단 송유관(Trans-Alaska Pipeline System, TAPS)의 수송량은 1988년 하루 203만 배럴에서 2025년 하루 46만 배럴로 감소하였다. 석유

[1] 에너지 브리프 이슈 내용은 주제와 관련한 저자의 개인적인 견해로 에너지경제연구원의 공식적인 입장과 무관하다.

관련 재정 수입에 의존해 온 주정부에 천연가스 상업화는 새로운 재원이 될 수 있다. 셋째, 앵커리지가 위치한 남중부의 천연가스 수급이 불안하다. 주요 공급원인 쿡 인렛(Cook Inlet)의 생산량이 수요 수준까지 감소하여 2030년 전후부터 공급 부족이 우려된다.

연방정부의 지원과 알래스카주의 유인이 맞물린 현재의 사업 구상은 노스슬로프의 천연가스를 장거리 배관으로 남중부에 공급하고, 니키스키(Nikiski)에서 액화하여 수출하는 것이다. 주요 시설은 프루도베이(Prudhoe Bay)의 천연가스에서 이산화탄소 등을 제거하는 가스처리시설, 니키스키까지 약 1,300km(807마일)의 배관, 연간 2,000만 톤 규모의 액화·선적설비다(<그림 1>의 (a)). Glenfarne은 사업을 두 단계로 나누어 추진하고 있다. 1단계에서는 약 1,190km(739마일)의 배관을 먼저 건설하여 알래스카 남중부에 천연가스를 공급한다. 2단계에서는 가스처리시설과 액화설비를 추가하고 배관을 니키스키까지 연장하여 LNG를 수출한다(<그림 1>의 (b)).

<그림 1> 알래스카 LNG 프로젝트의 구성과 단계별 추진 구조

(a) 노선과 주요 시설



(b) 단계별 추진 구조

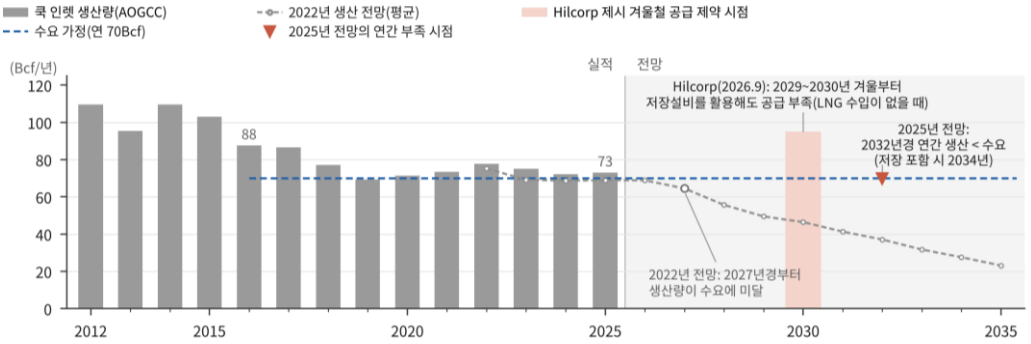
구분	1단계: 알래스카 남중부 공급	2단계: LNG 수출
주요 시설	노스슬로프~남중부 배관 (약 739마일)	가스처리시설·압축기지 추가, 니키스키까지 연장(총 807마일), 액화설비(연 2,000만 톤)
건설비 추정	132억~169억 달러 (기본설계 기반)	액화설비 236억~284억 달러, 가스처리시설 77억~92억 달러 (선행 연구 기반)
진행 상황	FID 판단에 필요한 설계 완료, 시공사 조건부 선정(2026.1)	구매 예비약정 연 1,300만 톤, LNG 장기 판매계약 미체결
개발사 목표 일정	기계적 준공 2028년, 첫 가스 공급 2029년	제시되지 않음

범례: 1단계 배관 / 2단계 연장 배관 / 포인트톰슨 연결관(62.5마일) / 가스처리시설 / 액화설비 / 기존 원유배관(TAPS)

자료: FERC(2020.3.6); Alaska LNG Project LLC(2026.10.1); Glenfarne(2026.1.22; 2026.6.3)을 이용하여 저자 작성.

개발사는 사업을 단계별로 추진하면 알래스카 남중부의 천연가스 공급을 앞당기고, 배관과 액화설비의 특성에 맞는 투자자를 각각 유치할 수 있다고 설명한다. 알래스카 남중부의 수급 불안은 지역 내 천연가스 공급을 우선 추진하는 직접적인 배경이다(<그림 2>). 쿡 인렛의 생산량은 2016년 연 88Bcf에서 2025년 연 73Bcf로 감소하여, 알래스카 자원부(Alaska Department of Natural Resources)가 가정한 연간 수요 약 70Bcf에 근접하였다(1Bcf=10억 입방피트). 알래스카 자원부는 2025년 전망에서 연간 생산량이 수요를 밑도는 시점을 2032년경으로 제시하였다. 다만 연간 생산량이 수요를 충족하더라도 겨울철에는 공급능력이 부족할 수 있다. 주요 생산자인 Hilcorp는 남중부로 LNG를 수입하지 않으면 2029~2030년 겨울부터 저장설비를 활용해도 수요를 충족하기 어려울 것으로 보았다.

<그림 2> 쿡 인렛 천연가스 생산량과 수급 전망



자료: AOGCC(Production Data); Alaska DNR(2023.1; 2026.6.15); Hilcorp Alaska(2026.9.10)를 이용하여 저자 작성

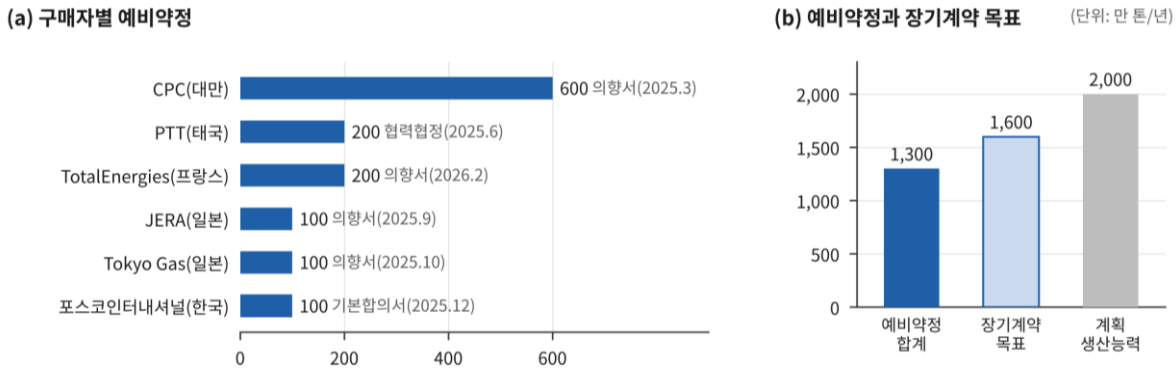
단계별 추진 현황

사업의 주요 연방 인허가는 마무리되었다. 연방에너지규제위원회(FERC)의 건설·운영 승인과 에너지부(DOE)의 수출 승인은 확보되었고, 2025년 12월에는 남은 연방 인허가 갱신 절차도 완료되었다. 다만 두 승인에는 이행 기한이 있다. FERC 승인은 2030년 5월까지 시설을 가동 가능한 상태로 갖추도록, DOE의 FTA 미체결국 수출 승인은 2032년 8월까지 수출을 개시하도록 정하고 있다. 따라서 남은 과제는 정해진 기한 안에 투자와 판매계약을 확정하는 것이다. 사업의 진척 상황은 단계별로 차이가 크다.

1단계 배관 사업은 최종투자결정(FID)을 앞두고 있다. 개발사에 따르면 FID 판단에 필요한 수준의 설계는 완료되었고, 2026년 1월에는 시공사도 조건부로 선정되었다. 개발사가 제시한 알래스카 남중부 천연가스 공급 개시 목표는 2029년이다.

반면 2단계 LNG 수출은 구매자 확보 단계에 머물러 있다. 개발사는 CPC, PTT 등 6개사와 연간 1,300만 톤 규모의 예비약정을 맺었다고 발표하였으나(<그림 3>), 2026년 10월 현재 구속력 있는 장기 판매계약은 체결되지 않았다. 개발사는 금융 조달을 위하여 연간 1,600만 톤 규모의 장기 판매계약 확보를 목표로 제시하고 있다. 예비약정을 본계약으로 전환하고 추가 계약을 확보하는 것은 2단계 FID의 전제다. 2단계 설비의 완공 목표 시점은 아직 제시되지 않았다. 따라서 1단계 배관 사업의 진척이 곧 LNG 수출의 실현을 뜻하지는 않는다.

<그림 3> 알래스카 LNG 구매 예비약정 현황



자료: Glenfarne(2026.2.26; 2026.6.3); Alaska LNG Project LLC(2026.10.1); Oil & Gas Journal(2025.10.24); 헤럴드경제(2025.12.4)를 이용하여 저자 작성

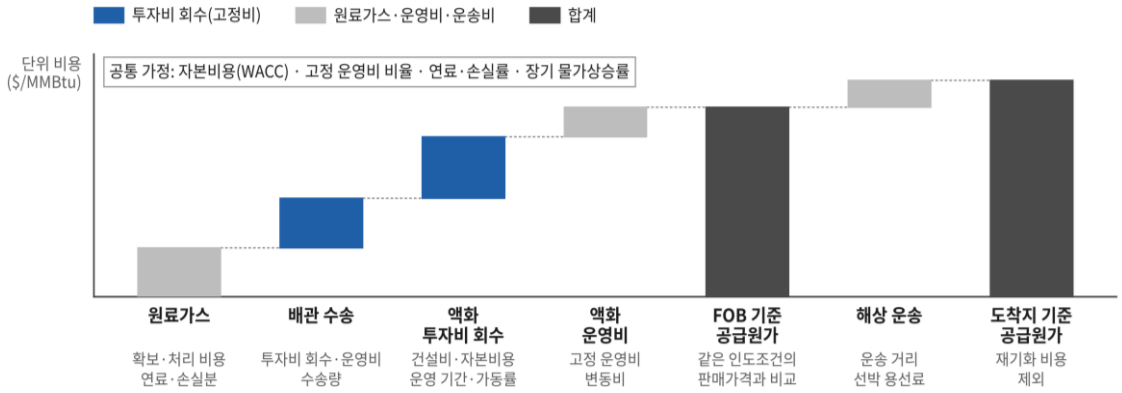
수출단가의 구성과 운송 특성

사업 추진 여건과 함께 살펴볼 것은 알래스카 LNG가 어느 수준의 가격으로 수출될 수 있는지다. LNG의 수출단가는 공급망 각 단계의 비용, 즉 원료가스의 확보·처리, 배관 수송, 액화에 드는 비용을 반영하여 정해진다. 각 단계의 비용에는 시설 투자비 회수액과 운영비, 연료로 소비되거나 손실되는 천연가스의 비용이 포함된다. 선적항에 이르기까지 발생하는 단계별 비용을 열량 단위인 MMBtu(100만 Btu)당 금액으로 환산하여 합산한 값이 본선인도(FOB) 기준 공급원가이다. FOB 기준 공급원가는 투자비 회수에 필요한 최소 판매가격인 손익분기 수출단가에 해당하며, 해상 운송비를 더한 도착지 기준 공급원가는 구매자가 지불하는 도입단가의 하한이 된다(<그림 4>). 단위 물량당 투자비 회수액은 자본비용과 운영 기간, 가동률에 따라 결정되므로, 건설비가 같더라도 금융 조건과 가동률에 따라 수출단가는 달라진다.

알래스카 LNG는 가스처리시설과 배관, 액화설비를 모두 새로 건설하므로 시설별 건설비가 투자비 회수액, 나아가 수출단가를 결정하는 기초가 된다. 개발사가 2026년 6월 제시한 전체 건설비 추정 범위는 445억~545억 달러다. 1단계 배관의 건설비 132억~169억 달러는 기본설계를 바탕으로 추정한 금액이다. 전체 건설비 추정치의 약 70%에 해당하는 2단계 액화설비와 가스처리시설의 비용은 선행 연구에 기초한 초기 견적이어서 설계가 진행되면서 조정될 수 있다.

동북아시아와 가까운 입지는 해상 운송비에서 유리하다. 니키스키에서 통영까지의 항로 거리는 약 7,000km로, 카타르발 항로(약 11,500km)의 약 60%, 파나마를 경유하는 미국 멕시코만발 항로(약 18,000km)의 약 40% 수준이다(<그림 5>). 니키스키발 항로는 북태평양을 직접 횡단하므로 비교 항로가 지나는 호르무즈·말라카 해협이나 파나마 운하를 거치지 않는다.

<그림 4> LNG 공급원가의 구성 항목과 인도 지점별 구분



주: 개념도로, 막대 높이는 실제 비중과 무관하다. 원료가스 비용에는 가스처리 비용이 포함되며, 도착지 기준 공급원가에는 재기화 비용이 포함되지 않는다.
자료: 저자 작성

다른 조건이 같다면 항해기간이 짧을수록 용선료와 연료비가 감소한다. 니키스키발 항로는 파나마 경유 항로와 달리 운하 통항료가 들지 않는다. FOB 조건으로 구매하면 도입단가는 계약가격에 운송비 등을 더한 금액이므로, 계약가격이 같다면 운송비가 적은 만큼 도입단가도 낮아진다. 특정 요충지를 피하는 항로는 요충지의 통항 제한에 따른 운송 차질 위험도 낮춘다.

<그림 5> 주요 LNG 공급지에서 한국까지의 해상 운송 경로와 요충지



자료: Eurostat(SeaRoute)을 이용하여 저자 작성.

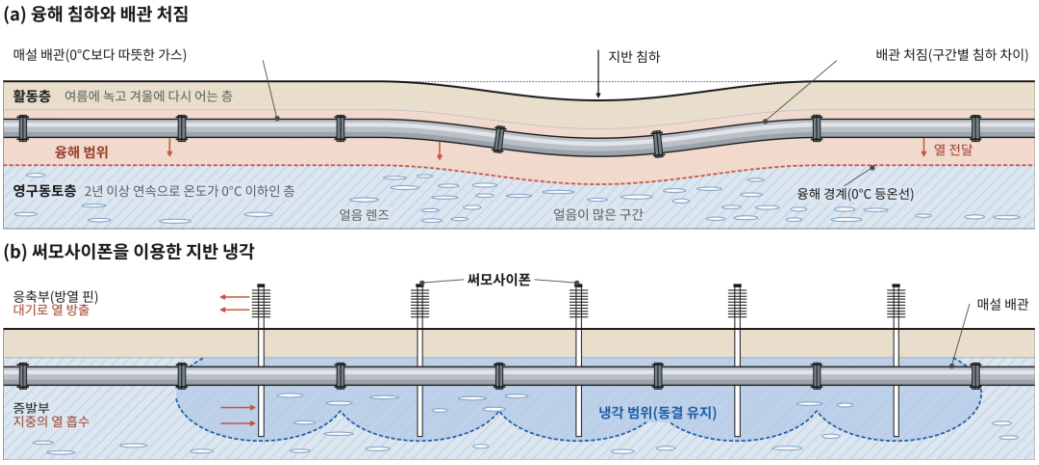
동토 구간 장거리 배관의 건설과 운영

미국 멕시코만의 LNG 사업은 기존 배관망으로 셰일가스를 공급받으며, 액화설비와 비교적 짧은 연결 배관만 건설한다. 반면 알래스카 LNG는 생산지에서 액화설비까지 약 1,300km의 배관을 새로 건설해야 한다. 배관 노선이 영구동토층과 산악 구간을 지나므로 시공 가능 기간이 짧고 지반 조건에 맞는 설계와 운영이 필요하다. 영구동토층(2년 이상 연속으로 0°C 이하인 지반) 위의 활동층은 여름에 녹고 겨울에 다시 얼기 때문에 해빙기에는 지지력이 약화된다. 따라서 융해에 취약한 구간에서는 지반이 얼어 있는 겨울철에 얼음 도로와 작업대를 활용하여 시공한다.

다만 겨울철 작업이 가능한 기간은 2017년 설계자료 기준으로 통상 3~4개월이다. 반면 같은 자료에서는 브룩스산맥(Brooks Range)의 아티건 패스(Atigun Pass) 구간에 적설·급경사·눈사태 위험을 고려한 여름 시공을 제시하였다. 구간마다 적합한 시공 계절이 다르고 작업 기간도 짧으므로, 준비공사를 본공사의 적정 시공 시기에 맞추어 마치는 것이 중요하다. 개발사는 2026년 10월 알래스카 자원부에 제출한 계획에서 공구별로 겨울과 여름에 각각 두 차례씩 시공하는 일정을 제시하였다. 진입로·캠프·자재 보관장 등 준비공사는 가능한 경우 배관 시공보다 6~18개월 앞서 수행하도록 계획하였다. 주요 작업이 다음 시공 적기로 이월되면 건설 기간의 금융비용과 현장 유지비가 증가하고 사업 수입의 발생 시점도 지연될 수 있다.

시공 시기뿐 아니라 배관 가동 이후 주변 지반의 안정성도 문제가 된다. 0°C보다 높은 온도의 천연가스가 배관 안을 흐르면 얼음이 많은 배관 주변 지반이 녹아 침하하고, 구간별 침하 차이로 배관이 처지거나 굽을 수 있다(<그림 6>의 (a)). 반대로 영하의 배관 주변에서는 지반이 얼어 솟아오르는 동상(frost heave)이 발생할 수 있다. 2017년 설계자료에서는 침하와 동상에 대응하여 연속 영구동토층 구간에서는 천연가스를 영하로 냉각하여 배관을 운영하고, 불연속 영구동토층 구간에는 지반 변형을 견디는 배관 설계(strain-based design)를 적용하는 방안을 제시하였다. 관벽이 두꺼운 배관, 지반 치환, 지중의 열을 대기로 방출하는 써모사이폰 등도 검토되었다(<그림 6>의 (b)). 냉각·보강 설비에 드는 비용과 배관 운영 중 감시 비용은 투자비와 운영비에 반영된다.

<그림 6> 동토 지반의 융해 침하와 써모사이폰의 작동 원리



자료: AGDC(2017.4.14)를 참고하여 저자 작성

알래스카에는 동토 지역에서 TAPS를 건설·운영하며 축적한 경험이 있지만, 신규 천연가스 배관에는 노선의 지반 조건에 맞는 별도의 대책이 필요하다. 동토 구간의 시공 제약과 지반 대책은 미국 멕시코만의 LNG 사업에는 없는 비용·일정 요인으로, 알래스카 LNG의 수출단가가 액화설비 건설비만으로 정해지지 않는 이유다.

알래스카 주정부의 재산세 개편 추진과 입법 현황

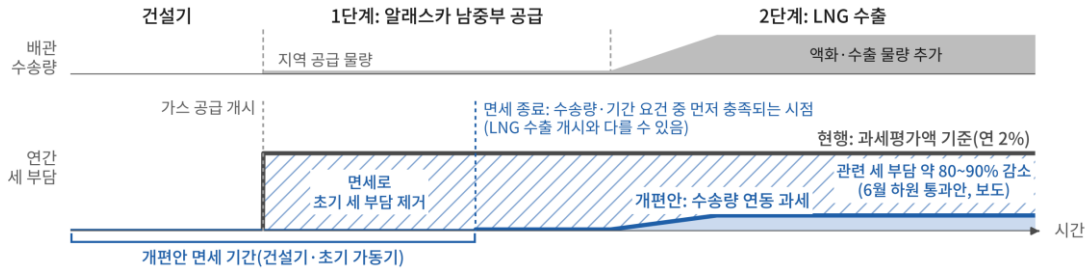
건설비와 운영비뿐 아니라 사업 초기에 발생하는 세 부담도 투자 회수와 수출단가에 영향을 준다. 알래스카 주정부는 초기 세 부담을 완화하기 위하여 재산세 개편을 추진하여 왔다. 현행 석유·가스 재산세의 기본세율은 과세대상 시설 가치의 연 2%이며, 천연가스 수송량과 직접 연동되지 않는다. 일부 자산에는 상업판매 전까지 면세가 적용되지만, 알래스카 남중부에 천연가스 공급을 시작하면 LNG 수출 전이라도 과세될 수 있다. LNG 수출 전에 과세되는 경우 세금은 배관의 과세평가액을 기준으로 부과되는 반면, 수출 전의 지역 공급 물량은 상대적으로 적다. 따라서 과세 시 단위 물량당 세 부담이 증가할 수 있다(<그림 7>). 알래스카 주지사는 2026년 3월 개편 법안(HB 381)을 제출하며 사업 경쟁력을 높이기 위한 조치라고 설명하였다.

개편안은 건설 기간과 가동 초기 일정 기간에 면세를 적용하여 초기 세 부담을 완화하고, 이후에는 시설 가치 대신 수송량에 연동하여 과세하는 방안이다. 6월 하원 통과안을 적용하면 관련 재산세 부담이 현행보다 약 80~90% 감소하는 것으로 보도되었다. 감세액이 동일하더라도 현재가치로 환산하면 사업 초기의 감세 효과가 먼 미래의 감세 효과보다 크다.

알래스카 세입부는 전체 사업이 추진된다는 가정 아래 하원 통과안을 적용하면, 일본행 운송비를 포함한 LNG 손익분기 가격(2033년 명목 기준)이 1,000입방피트당 9.07달러에서 8.57달러로 하락한다고 추정하였다.[2] 세입부가 추정한 손익분기 가격은 도착지 기준 공급원가에 해당한다. 손익분기 가격 추정치는 세제의 영향을 비교하기 위한 모의 결과이며, 실제 판매계약 가격을 의미하지 않는다. 세입부는 세제 개편 여부와 관계없이 사업 추진에는 상당한 불확실성이 있다고 보았다.

[2] 세입부의 모형은 전체 사업 추진, 건설비 462억 달러(2026년 기준), 원료가스 가격 1.50달러/Mcf, 세전 자기자본 수익률 10% 등을 가정한다. 손익분기 가격 추정치는 일본행 운송비를 포함한다. 한국의 예상 도입단가가 아니며, 개발사의 현재 견적을 반영한 최신 원가 추계도 아니다. Mcf는 1,000입방피트를 뜻하며, MMBtu와는 다른 단위다.

<그림 7> 재산세 개편안의 사업 초기 세 부담 경감 구조



자료: Alaska DOR(2026.3.24); Alaska State Legislature(HB 381 Version D·G); Alaska Public Media(2026.6.12)를 이용하여 저자 작성

과세 기준을 계량 가능한 수송량으로 바꾸면 과세가치를 둘러싼 분쟁의 소지도 감소한다. TAPS에서도 2006년도 과세가치의 평가방법을 둘러싼 소유사와 지방정부 간의 분쟁이 2014년 알래스카 대법원 판결까지 이어졌다. 개발사는 세제 개편으로 과세가치를 둘러싼 분쟁을 줄이고 자금 조달의 예측 가능성을 높일 수 있다며, 세제 개편을 FID와 자금 조달의 전제로 제시하였다.

다만 세제 개편의 효과는 개편안의 시행을 전제로 한다. 법안은 6월에 하원을 통과하였다. 그러나 7월에는 양원 협의위원회 타협안이 하원에서 부결되었으며, 8월 특별회기도 입법 없이 종료되었다. 사업 정보 공개와 일부 대형 석유·가스 기업에 대한 추가 소득과세 조항 등을 둘러싼 이견이 해소되지 않아, 세제 개편은 2027년 알래스카 의회의 논의 과제로 남아 있다. 향후 논의 결과는 1단계 FID 시점과 금융 조달 여건에 영향을 줄 수 있다.

시사점

알래스카 LNG는 도입 및 투자 관점에서 변동성이 남아 있는 사업이라고 볼 수 있다. 도입 관점에서는 짧은 운송거리에 따른 운송비 절감 효과가 비교적 분명하다. 다만 FOB 가격과 공급 개시 시점은 건설비·공정·세제에 따라 달라질 수 있다. 따라서 계약 조건이 확정되기 전까지는 도입단가와 도입 시점의 변동 폭이 클 것으로 전망된다. 투자 관점에서는 전체 건설비의 약 70%를 차지하는 2단계 설비 비용이 초기 견적 단계이고, 동토 구간의 시공 일정과 세제 개편의 향방이 각각 금융비용과 초기 세 부담에 영향을 줄 수 있어 투자수익의 변동성도 작지 않을 것으로 보인다.

따라서 알래스카 LNG를 도입선이나 투자 대상으로 검토할 때는 운송상의 이점과 함께 변동성도 고려할 필요가 있다. 변동성의 상당 부분은 1단계 FID, 장기 판매계약 체결, 2027년 세제 논의를 거치며 감소할 것으로 전망되므로, 1단계 FID 여부와 장기 판매계약의 체결 여부, 세제 논의의 결과가 사업의 도입·투자 타당성을 판단하는 기준이 될 수 있다.

참고문헌

8 Star Alaska LLC. (2026.10.2.). Alaska LNG Lease Conversion – Financial Capability.

Alaska Department of Natural Resources. (2023.1.). 2022 Cook Inlet Gas Forecast. Division of Oil and Gas.

Alaska Department of Natural Resources. (2026.6.15.). Alaska State Legislature 제출자료.

Alaska Department of Revenue. (2026.6.15.). CSHB 381(FIN) AM, Senate Finance Committee 제출자료.

Alaska Gasline Development Corporation. (2017.4.14.). Alaska LNG Project Resource Report No. 11, Appendix A: Environmental Information for Strain-Based Design Special Permit.

Alaska LNG Project LLC. (2026.10.1.). Semi-Annual Report, FE Docket No. 14-96-LNG.

Alaska State Legislature. (2026.7.). HB 381, Version G(양원 협의위원회 타협안).

Glenfarne. (2026.6.3.). AKLEG Senate Finance Committee Discussion.

Hilcorp Alaska. (2026.9.10.). Alaska State Legislature 제출자료.

1. 국제 에너지 가격

국제 에너지 시장

□ **9월 국제 유가, 연료탄 가격, 가스가격(JKM)은 전월 대비 각각 28.1%, 11.7%, 15.4% 상승**

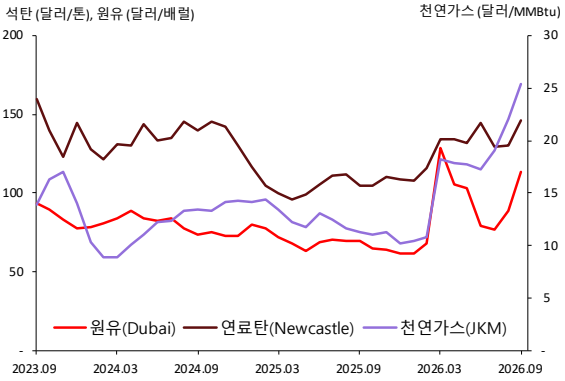
- ○ 9월 국제유가는 중동 전쟁으로 인한 지정학적 리스크 증가로 인해 전월 대비 상승
  - – 이란의 호르무즈 해협 재봉쇄 이후 중동산 원유를 홍해로 운반하던 우회로인 사우디아라비아 동서 송유관이 9월 10일 이라크발 드론 공격으로 인해 파손되어, 국제 유가는 9월 16일 기준 128.0달러까지 상승
- ○ 국제 연료탄 가격은 천연가스 가격 상승으로 인한 발전용 연료탄 수요 증가와 동절기 대비 재고 비축 수요로 인해 전월 대비 11.7% 상승
- ○ 국제 가스 가격의 경우 JKM, TTF, Henry Hub는 전월 대비 각각 15.4%, 20.1%, 6.6% 상승
  - – 동아시아 LNG 가격 지표인 JKM과 유럽 가스 가격 지표인 TTF는 중동전쟁으로 인한 지정학적 리스크와 유럽의 동절기 가스 재고 확보 수요로 인해 전월 대비 상승
  - – 미국 내 천연가스 가격 지표인 Henry Hub는 여름철 정기보수를 진행하던 미국 주요 LNG 수출 터미널의 가동률 회복에 따른 LNG 수출 물량 증가로 인해 전월 대비 6.6% 상승

국제 에너지 가격

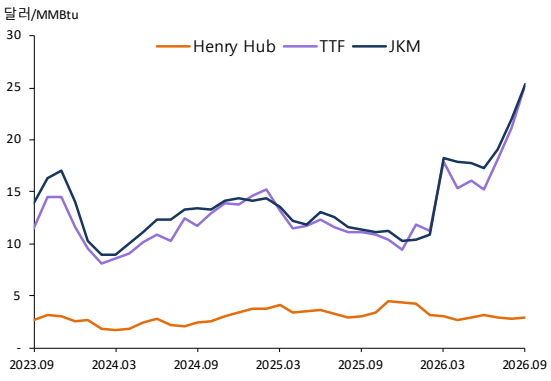
	2023년	2024년	2025년	2026년					
				4월	5월	6월	7월	8월	9월
원유 (달러/배럴)	82.1	79.6	69.4	105.7	103.1	79.5	76.7	88.8	113.7
	(-14.8)	(-3.0)	(-12.8)	(-17.8)	(-2.4)	(-23.0)	(-3.4)	(15.6)	(28.1)
석탄 (달러/톤)	174.7	135.6	106.3	134.5	132.2	144.4	129.6	130.7	146.0
	(-51.1)	(-22.3)	(-21.6)	(-0.1)	(-1.7)	(9.2)	(-10.2)	(0.8)	(11.7)
천연가스 (달러/MMBtu)									
Henry Hub	2.7	2.4	3.6	2.7	2.9	3.2	2.9	2.8	3.0
	(-59.1)	(-9.4)	(50.2)	(-11.7)	(9.4)	(9.0)	(-8.2)	(-5.8)	(6.6)
TTF	13.0	11.0	11.9	15.3	16.1	15.2	18.1	21.2	25.4
	(-67.6)	(-15.9)	(8.8)	(-14.0)	(5.1)	(-5.8)	(19.1)	(17.1)	(20.1)
JKM	14.4	11.9	12.3	17.9	17.7	17.3	19.1	22.0	25.4
	(-57.4)	(-17.7)	(3.1)	(-1.9)	(-0.9)	(-2.4)	(10.2)	(15.2)	(15.4)

주: 원유는 두바이유, 석탄은 호주 뉴캐슬 연료탄 기준. 석탄과 천연가스는 선물 가격. ( )는 전월/전년 대비 증가율(%)
자료: 한국석유공사, World Bank, CME Group

국제 에너지 가격



국제 천연가스 가격



□ 8월 원유, LNG 수입 단가는 전월 대비 각각 10.9%, 0.6% 하락, 석탄 수입 단가는 전월 대비 1.7% 상승

- ○ 8월 원유 수입 단가는 중동전쟁 종전협상 진행으로 인한 지정학적 리스크 완화로 전월 대비 하락
  - – 6월 17일 미국과 이란의 종전 양해각서 서명으로 인한 6월 말, 7월 초의 국제 유가 하락은 8월 원유 수입 단가에 대한 하방 압력으로 작용
  - – 7월 12일 미국과 이란 간 갈등 재점화로 인해 호르무즈 해협이 다시 봉쇄되어 7월 중순 이후 국제 유가는 크게 상승하였으나, 7월 중순 이후의 국제 유가 상승이 8월 원유 수입 단가에 미친 영향은 제한적

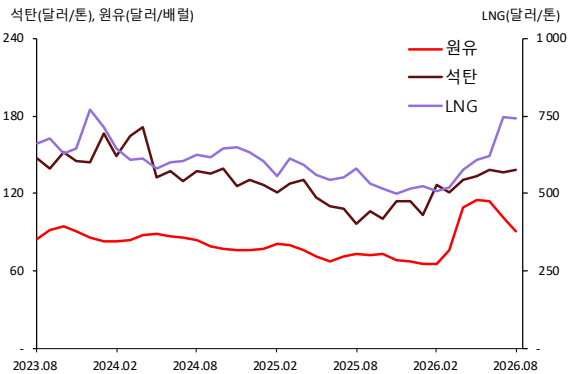
  ※ 7월 3일 기준 배럴당 63.8달러였던 국제 원유 가격은 7월 23일 기준 배럴당 97.2달러까지 상승
- ○ 석탄 수입 단가는 상대적으로 단가가 높은 원료탄 수입 비중 증가의 영향으로 전월 대비 1.7% 상승
  - – 국제 연료탄 가격은 세계 최대 연료탄 수출국인 인도네시아의 수출 제한으로 전년 동월 대비 16.4% 상승
- ○ LNG 수입 가격은 중동산 LNG 수입 중단에도 불구하고 동남아산 LNG 수입 증가 등으로 전월 대비 0.6% 하락
  - – 8월 중 중동산 LNG 수입은 호르무즈 해협 재봉쇄로 인해 다시 중단되었으나, 8월 LNG 수입량 중 상대적으로 단가가 저렴한 동남아산 LNG 비중은 전월 대비 7.3%p 증가
- ○ 8월 프로판, 부탄 수입 가격은 전월 대비 각각 2.3%, 1.0% 하락
  - – 8월 사우디 아람코 프로판 및 부탄 계약 가격은 각각 1톤당 620달러, 640달러로 전월 가격인 1톤당 580달러, 600달러에 비해 각각 6.9%, 6.7% 상승

국내 수입 가격

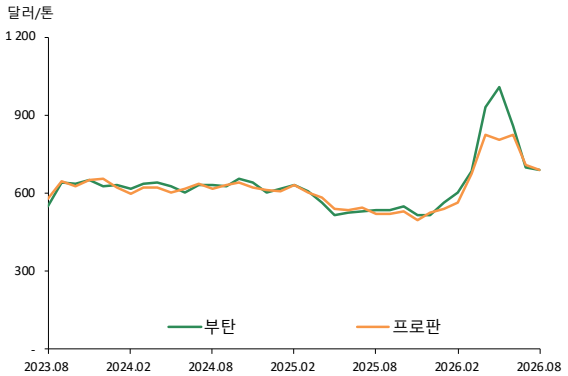
	2023년	2024년	2025년	2026년					
				3월	4월	5월	6월	7월	8월
원유 (달러/배럴)	85.9	82.8	73.3	75.8	109.0	114.7	114.1	101.9	90.7
	(-16.1)	(-3.6)	(-11.4)	(16.2)	(43.9)	(5.2)	(-0.5)	(-10.7)	(-10.9)
석탄 (달러/톤)	168.7	142.3	113.9	120.2	129.5	132.1	137.9	136.0	138.3
	(-25.3)	(-15.7)	(-20.0)	(-4.9)	(7.7)	(2.0)	(4.4)	(-1.4)	(1.7)
LNG (달러/톤)	780.5	628.5	555.5	519.1	575.0	610.2	622.0	747.5	743.2
	(-26.0)	(-19.5)	(-11.6)	(2.3)	(10.8)	(6.1)	(1.9)	(20.2)	(-0.6)
프로판 (달러/톤)	618.5	620.8	552.8	673.0	825.6	803.4	824.3	706.8	690.6
	(-18.2)	(0.4)	(-11.0)	(19.1)	(22.7)	(-2.7)	(2.6)	(-14.3)	(-2.3)
부탄 (달러/톤)	607.9	628.3	553.6	685.7	932.4	1 008.9	858.3	698.1	691.2
	(-19.7)	(3.4)	(-11.9)	(14.1)	(36.0)	(8.2)	(-14.9)	(-18.7)	(-1.0)

주: ( )는 전월/전년 대비 증가율(%)
자료: 한국석유공사, 한국무역협회

국내 에너지 수입 단가



국내 LPG 수입 단가



2. 국내 에너지 가격

석유제품 가격

□ **9월 휘발유와 경유 가격은 국제 제품가격의 완만한 상승에도 환율의 영향으로 전월 대비 각각 0.3%, 0.2% 하락**

- 8월 전반기 대비 8월 후반기 싱가포르 석유제품 가격 상승폭(휘발유 기준 5.2%)은 중국발 경질유 수출 증가로 인해 원유 가격 상승폭(10.7%)보다 낮았으며, 이는 국내 석유제품 가격 상승폭 억제에 영향을 줌
- 중동 정세 불안으로 인해 국제유가는 상승하였으나, 정부는 물가 및 민생 부담을 고려하여 9월 19일 발표한 최고가격제 10차 고시에서 휘발유, 경유 최고 가격을 9차 고시 가격으로 동결

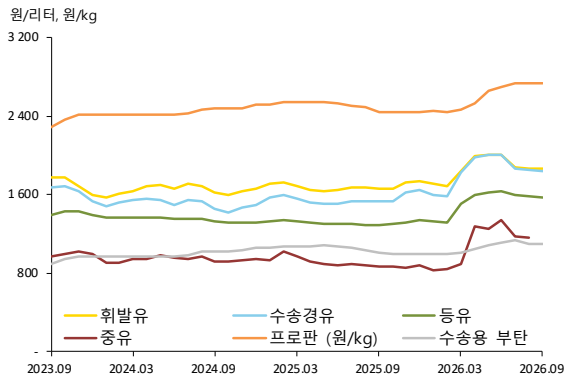
  ※ 9월 19일 10차 고시 기준 휘발유 및 경유 상한선은 각각 리터당 1,784원, 1,773원을 적용
- 원/달러 환율이 1,300원대로 내려간 9월 대미 환율은 국내 석유제품 가격 하방 압력 요인으로 작용
- 정부는 유류세 인하조치를 11월까지 연장 시행하고, 휘발유와 경유 세금 인하율을 각각 15%, 25%로 적용
  - 휘발유 유류세는 리터당 698원, 경유 유류세는 리터당 436원을 적용
- SK가스와 E1 등의 LPG 공급사의 가격 동결로 프로판 가격은 전월 수준을 유지, 부탄 가격은 0.3% 감소
  - 국제 LPG 가격은 상승하였으나, 환율 하락과 추석 연휴를 앞둔 물가안정 등을 이유로 동결

국내 석유제품 가격

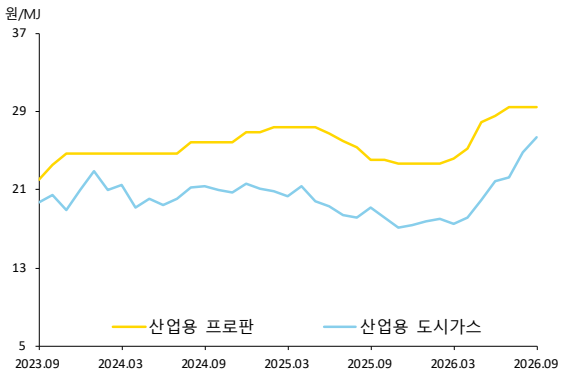
	2023년	2024년	2025년	2026년					
				4월	5월	6월	7월	8월	9월
휘발유 (원/리터)	1 643.3	1 646.8	1 680.3	1 986.1	2 011.2	2 004.7	1 882.4	1 863.2	1 858.5
	(-9.3)	(0.2)	(2.0)	(8.1)	(1.3)	(-0.3)	(-6.1)	(-1.0)	(-0.3)
수송용 경유 (원/리터)	1 558.4	1 502.6	1 552.9	1 979.3	2 005.7	1 998.7	1 867.9	1 846.6	1 843.6
	(-15.5)	(-3.6)	(3.3)	(8.2)	(1.3)	(-0.4)	(-6.5)	(-1.1)	(-0.2)
등유 (원/리터)	1 399.5	1 344.7	1 312.2	1 596.3	1 625.7	1 631.5	1 596.4	1 582.2	1 575.5
	(-5.9)	(-3.9)	(-2.4)	(6.2)	(1.8)	(0.4)	(-2.2)	(-0.9)	(-0.4)
중유 (원/리터)	931.5	938.5	901.2	1 274.0	1 253.9	1 335.1	1 171.5	1 154.9	-
	(-16.5)	(0.8)	(-4.0)	(42.6)	(-1.6)	(6.5)	(-12.3)	(-1.4)	-
프로판 (원/kg)	2 372.0	2 446.2	2 501.1	2 525.1	2 661.3	2 690.6	2 729.2	2 732.1	2 732.3
	(-4.4)	(3.1)	(2.2)	(2.2)	(5.4)	(1.1)	(1.4)	(0.1)	(0.0)
수송용 부탄 (원/리터)	957.4	995.3	1 044.1	1 039.0	1 089.5	1 107.3	1 134.3	1 100.3	1 097.1
	(-11.5)	(4.0)	(4.9)	(2.7)	(4.9)	(1.6)	(2.4)	(-3.0)	(-0.3)

주: 휘발유, 경유, 부탄은 주유소/충전소 가격, 등유는 실내등유 가격, 중유는 대리점 가격, 프로판은 판매소 가격. ( )는 전월/전년 대비 증가율(%)
자료: 한국석유공사

국내 석유제품 가격



산업용 프로판 도시가스 가격 비교



□ 9월 도시가스 요금은 주택용, 일반용은 전월과 동일한 수준을 유지, 업무난방용과 산업용은 전월 대비 상승

- ○ 주택용과 일반용 도매요금의 경우 2024년 7월 인상 이후 변화가 없으며, 소매요금은 지난 8월 소매공급비용 인상 이후 동일한 수준을 유지

  ※ 도시가스 소매요금은 서울지역 도시가스 요금표를 기준으로 함

- ○ 업무난방용, 산업용 도시가스 요금은 원료비가 전월 대비 1.6원/Mcal 상승한 23.9원/Mcal로 조정되어 전월 대비 각각 5.7%, 6.3% 상승

  ※ 원료비는 소매요금의 대부분을 차지하며, 민수용(주택용, 일반용) 원료비는 2개월(각 홀수월에 산정), 상업용(업무난방용, 산업용 등) 원료비는 1개월 주기로 산정. 공급비용은 총괄원가에서 원료비를 제외한 원가로서 1년에 1회(도매 5월, 소매 7월) 조정

□ 지역난방 열요금은 2024년 7월에 2023년 연료비 정산에 따른 인상요인 반영으로 10.6% 인상된 후 줄곧 동결

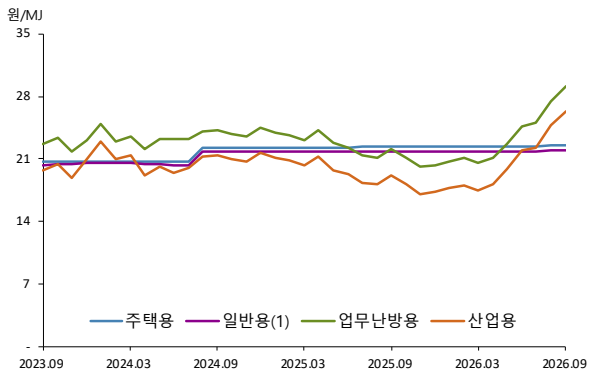
- ○ 열요금은 도시가스 요금 인상에도 불구하고 가계 부담 등을 고려하여 2024년 7월 인상 이후 동일 수준을 유지

도시가스 및 열에너지 요금

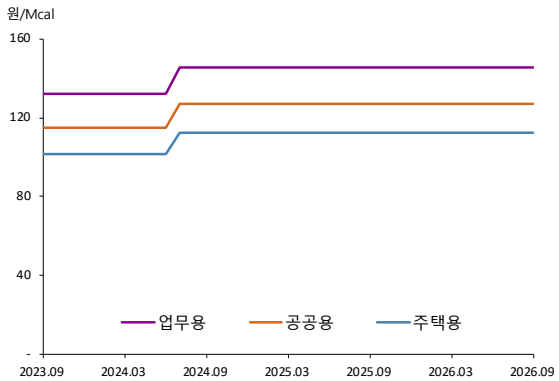
	2023년	2024년	2025년	2026년					
				4월	5월	6월	7월	8월	9월
도시가스 (원/MJ)									
주택용	20.4	21.4	22.3	22.4	22.4	22.4	22.4	22.5	22.5
	(22.8)	(4.9)	(4.4)	-	-	-	-	(0.7)	-
일반용(1)	20.1	21.0	21.8	21.9	21.9	21.9	21.9	22.0	22.0
	(23.2)	(4.6)	(3.9)	-	-	-	-	(0.8)	-
업무난방용	26.0	23.6	22.2	21.2	22.7	24.7	25.0	27.5	29.1
	(-9.5)	(-8.9)	(-6.2)	(3.1)	(7.0)	(8.8)	(1.4)	(10.0)	(5.7)
산업용	23.3	20.9	19.2	18.2	19.9	21.9	22.3	24.8	26.3
	(-10.1)	(-10.5)	(-7.8)	(3.6)	(9.7)	(10.0)	(1.6)	(11.2)	(6.3)
열에너지 (원/Mcal)									
주택용	96.1	107.0	112.3	112.3	112.3	112.3	112.3	112.3	112.3
	(29.5)	(11.3)	(5.0)	-	-	-	-	-	-
업무용	124.8	138.9	145.8	145.8	145.8	145.8	145.8	145.8	145.8
	(29.5)	(11.3)	(5.0)	-	-	-	-	-	-

주: 월별 가격은 월말 가격을 기준으로 함. 열 요금은 난방용 단일요금 기준(부가세, 기본요금 제외) ( )는 전월/전년 대비 증가율(%)
자료: 서울도시가스, 한국지역난방공사

도시가스 요금



열에너지 요금



□ 9월 전기요금은 주택용은 전월 수준을 유지, 일반용, 산업용은 봄·가을철 요금 전환으로 하락

- 주택용 전력량 요금, 일반용 봄·가을철 전력량요금은 2023년 5월 요금 조정 이후 동일 수준 유지, 산업용 봄·가을철 전력량요금도 2024년 10월 요금 조정 이후 동일 수준 유지
- 2026년 4분기 연료비조정요금은 kWh당 7.3원으로 산정되었으나, 정부는 물가 부담을 고려하여 2026년 3분기와 동일한 5.0원을 적용
- 기후환경요금도 2023년 1월 인상 이후 kWh당 9.0원을 유지함에 따라, 전력량요금, 기후환경요금, 연료비조정요금을 반영한 주택용, 일반용, 산업용 요금은 전년 동월 수준을 유지

□ 9월 LNG, 유연탄, 원자력 발전 연료비 단가는 각각 4.6%, 4.0%, 0.5% 상승

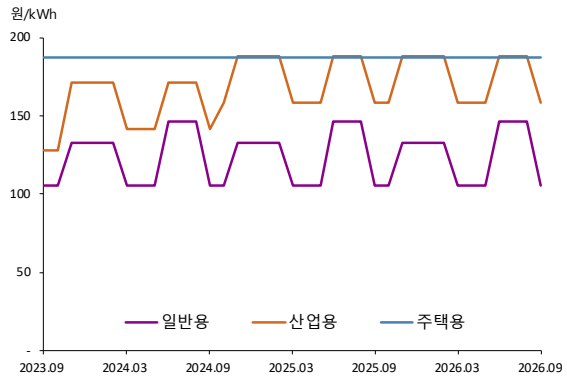
- LNG와 유연탄의 발전 연료비 상대 단가(LNG/유연탄)는 1.73으로 전월 대비 0.7% 상승

전기요금 및 발전 연료비 단가

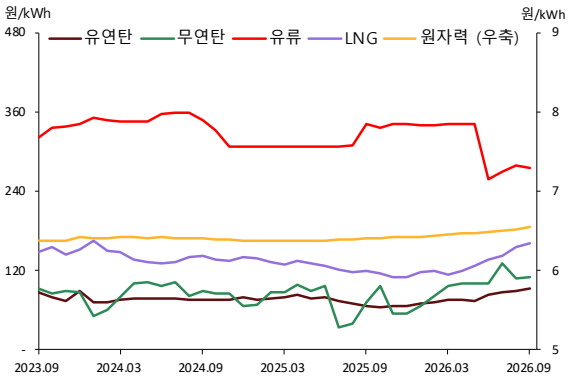
	2023년	2024년	2025년	2026년					
				4월	5월	6월	7월	8월	9월
전기요금 (원/kWh)									
주택용	185.4	188.0	188.0	188.0	188.0	188.0	188.0	188.0	188.0
	(17.9)	(1.4)	-	-	-	-	-	-	-
일반용	122.4	125.0	125.0	105.9	105.9	146.4	146.4	146.4	105.9
	(29.9)	(2.2)	(-0.0)	-	-	(38.2)	-	-	(-27.7)
산업용	145.5	163.6	176.2	158.8	158.8	188.8	188.8	188.8	158.8
	(34.5)	(12.5)	(7.7)	-	-	(18.9)	-	-	(-15.9)
발전 연료비단가 (원/kWh)									
LNG	179.6	141.1	124.1	120.4	127.4	136.2	141.8	155.1	162.3
	(-12.3)	(-21.4)	(-12.0)	(4.8)	(5.8)	(7.0)	(4.1)	(9.3)	(4.6)
유연탄	101.0	76.3	73.7	75.2	74.9	83.9	87.2	90.1	93.6
	(-8.5)	(-24.5)	(-3.4)	(-0.9)	(-0.3)	(12.0)	(3.9)	(3.3)	(4.0)
원자력	6.37	6.41	6.39	6.47	6.48	6.49	6.50	6.52	6.55
	(0.2)	(0.6)	(-0.3)	(0.1)	(0.1)	(0.2)	(0.2)	(0.4)	(0.5)

주: 전기 요금은 주택용([고압], 2구간 전력량 요금), 일반용([갑], 저압), 산업용([을], 고압B 중간부하)을 사용하며 월말 가격을 기준으로 함. ( )는 전월/전년 대비 증가율(%)
자료: 한국전력공사, 전력거래소

계약종별 전기 요금



에너지원별 연료비 단가



□ 9월 계통한계가격(SMP)은 전월 대비 19.8% 하락[3]

○ 전국 SMP는 전월 대비 19.8%, 육지 SMP는 19.8%, 제주 SMP는 전월 대비 20.2% 하락

※ 계통한계가격은 한전이 전력거래소를 통해 발전사업자로부터 전력을 구입하는 가격이며, 시간대별로 전력 수요와 공급이 일치하는 지점에서 투입되는 발전기의 발전비용으로 산정

□ 9월 REC 현물 가격은 7.14만원/REC로 전월 대비 0.7% 상승

○ REC 거래량은 256.3만 REC로 전월 대비 21.0% 상승, 거래대금은 1,831.2억 원으로 전월 대비 21.8% 상승

○ 2026년 RPS(신재생에너지 공급의무화제도) 의무비율은 15.0%로 전년 대비 1.0%p 상승

– 2026년 REC 발급량은 9,429만 REC로 2025년 RPS 의무공급량 대비 7.9% 증가

SMP 및 REC 가격

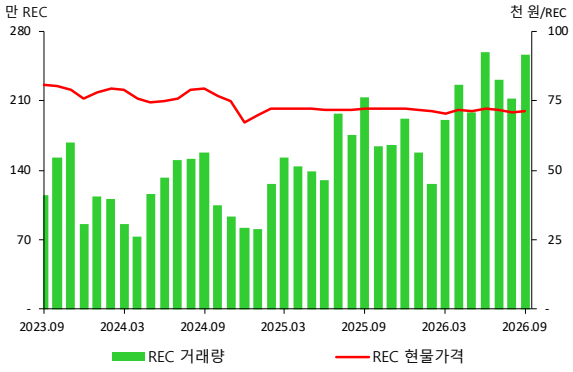
	2023년	2024년	2025년	2026년					
				4월	5월	6월	7월	8월	9월
SMP(통합) (원/kWh)	167.1	128.4	112.7	118.9	121.3	114.1	133.8	148.4	119.0
	(-15.6)	(-22.9)	(-11.9)	(8.1)	(2.0)	(-6.0)	(17.3)	(10.9)	(-19.8)
육지	167.0	128.3	112.7	118.9	121.4	114.1	133.8	148.4	119.0
	(-15.4)	(-22.9)	(-11.9)	(8.1)	(2.0)	(-6.0)	(17.2)	(10.9)	(-19.8)
제주	176.9	133.5	112.5	117.2	118.3	113.4	134.1	149.1	119.0
	(-30.3)	(-24.3)	(-15.4)	(9.8)	(0.9)	(-4.1)	(18.2)	(11.2)	(-20.2)
SMP 결정 비중 (%)									
LNG	82.5	93.3	83.3	98.3	96.1	64.7	77.8	-	-
유연탄	14.9	6.1	16.1	1.7	3.9	34.2	21.8	-	-
유류	2.4	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-
REC 현물가격 (천원/REC)	72.8	76.2	71.9	71.6	71.1	72.0	71.6	70.9	71.4
	(27.9)	(4.6)	(-5.6)	(1.7)	(-0.7)	(1.3)	(-0.5)	(-1.0)	(0.7)
REC 거래량 (만 REC)	1 446.1	1 372.1	1 879.5	226.4	198.8	259.3	231.6	211.9	256.3
	(5.2)	(-5.1)	(37.0)	(18.7)	(-12.2)	(30.4)	(-10.7)	(-8.5)	(21.0)

주: ( )는 전월/전년 대비 증가율(%)
자료: 전력거래소

SMP 가격



REC 현물가격 및 거래량



[3] 당월 호를 작성하는 시점에 8,9월 SMP 결정 비율 통계가 발표되지 않아 연료비 단가 변화 외 추가적 요인을 파악하기 힘든 상황임

3. 일차에너지소비 및 최종소비

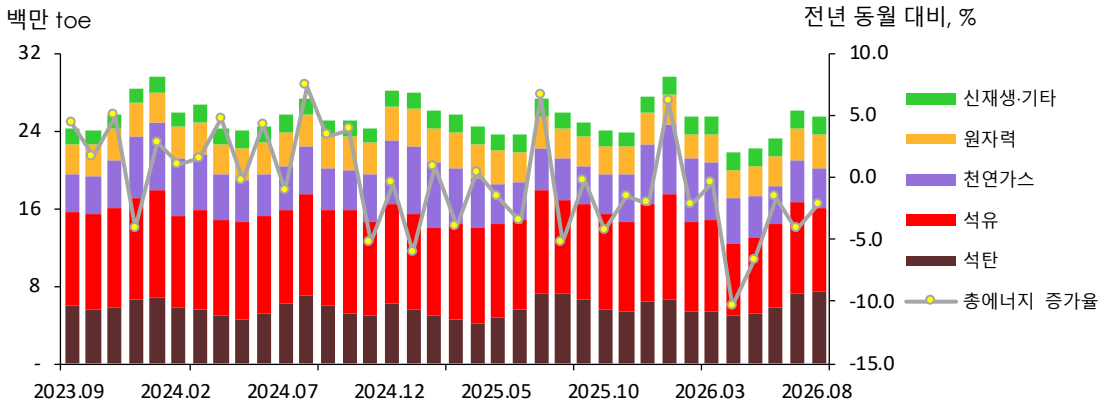
□ **8월 일차에너지 소비는 석탄, 원자력, 신재생·기타 증가에도 석유, 가스 감소로 전년 동월 대비 2.1% 감소**

- 석탄 소비는 산업 부문 감소에도 발전 부문 증가로 전년 동월 대비 1.4% 증가. 산업 부문은 철강 외 업종 무연탄 소비가 급감하며 1.4% 감소. 발전 부문은 수도권 송전 가능량 확대로 3.3% 증가.
- 가스 소비는 발전, 산업, 건물 부문에서 모두 줄며 6.1% 감소. 산업용은 철강 및 석유화학을 중심으로 4.5% 감소, 건물용은 폭염, 열대야 등으로 1.6% 감소. 발전용은 기저발전 증가 영향 등으로 9.8% 감소
- 석유 소비는 산업 부문 원료용 소비와 수송 부문 경유 소비를 중심으로 줄며 전년 동월 대비 9.9% 감소
- 원자력 발전은 새울3호기 시운전 및 예방정비량 감소 등으로 전년 동월 대비 13.3% 증가

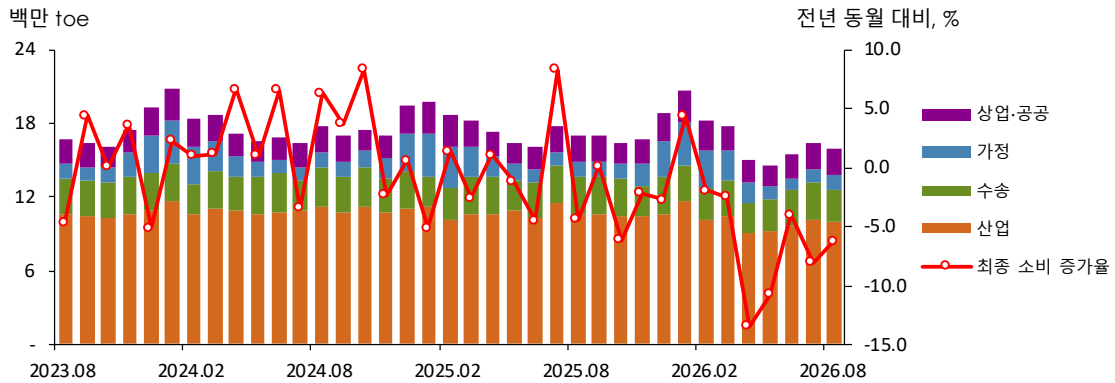
□ **에너지 최종 소비는 수송 부문의 급감 및 산업 부문의 감소로 건물 부문의 소폭 증가에도 6.2% 감소**

- 산업 부문 소비는 철강업 생산지수가 상승하고 반도체업 호황이 지속되어 철강과 기계류의 소비는 증가했으나, 석유화학에서 원료용을 중심으로 감소하여 산업 부문 전체로는 6.7% 감소
- 수송 부문 소비는 경유가격 급등과 화물 수요 위축 등으로 경유를 중심으로 13.0% 감소
- 건물 부문 소비는 폭염 및 열대야일수 증가 등으로 전기 소비가 증가하며 전년 동월 대비 1.3% 증가
- 에너지원별 최종 소비는 전기, 열을 제외한 모든 에너지원에서 감소

일차에너지 소비 및 증가율 추이



최종에너지 소비 및 증가율 추이



<부록> 에너지 가격 및 수급 통계

국제 에너지 가격

	2024년	2025년					2026년			
			1~9월	7월	8월	9월	1~9월	7월	8월	9월
원유 (달러/배럴)										
WTI	75.7	64.8	66.7	67.2	64.0	63.5	83.6	79.2	82.5	95.7
	(-2.4)	(-14.5)	(-14.0)	(-0.1)	(-4.8)	(-0.8)	(25.4)	(-3.1)	(4.1)	(16.1)
Dubai	79.6	69.4	71.3	70.9	69.4	70.0	92.0	76.7	88.8	113.7
	(-3.0)	(-12.8)	(-12.7)	(2.3)	(-2.1)	(0.9)	(29.1)	(-3.4)	(15.6)	(28.1)
Brent	79.8	68.2	69.9	69.6	67.3	67.6	88.8	84.0	88.1	102.0
	(-2.9)	(-14.6)	(-14.5)	(-0.4)	(-3.3)	(0.5)	(27.1)	(-0.5)	(4.9)	(15.8)
수입단가 (CIF)	82.8	73.3	74.4	71.0	73.2	72.8	82.2	101.9	90.7	-
	(-3.6)	(-11.4)	(-12.2)	(4.5)	(3.0)	(-0.6)	(10.4)	(-10.7)	(-10.9)	-
천연가스 (달러/MMBtu)										
일본 수입 가격	12.8	12.0	12.3	11.9	11.8	11.5	13.1	13.9	15.3	14.3
	(-10.6)	(-6.3)	(-4.6)	(-2.1)	(-1.0)	(-2.7)	(6.5)	(17.5)	(10.3)	(-6.7)
Henry Hub	2.4	3.6	3.5	3.3	2.9	3.0	3.1	2.9	2.8	3.0
	(-9.4)	(50.2)	(56.6)	(-9.4)	(-12.5)	(4.2)	(-10.8)	(-8.2)	(-5.8)	(6.6)
NBP	10.8	11.8	12.2	11.0	10.8	10.8	16.6	17.4	20.8	25.1
	(-14.1)	(8.3)	(24.4)	(-5.8)	(-1.5)	(-0.4)	(36.1)	(18.9)	(19.6)	(20.8)
TTF	11.0	11.9	12.5	11.7	11.1	11.1	17.0	18.1	21.2	25.4
	(-15.9)	(8.8)	(23.7)	(-5.9)	(-4.5)	(-0.0)	(35.7)	(19.1)	(17.1)	(20.1)
JKM	11.9	12.3	12.7	12.5	11.6	11.3	17.7	19.1	22.0	25.4
	(-17.7)	(3.1)	(13.7)	(-4.0)	(-7.2)	(-2.7)	(39.2)	(10.2)	(15.2)	(15.4)
수입단가 (달러/톤, CIF)	628.5	555.5	571.0	551.6	579.6	533.3	-	747.5	743.2	-
	(-19.5)	(-11.6)	(-8.4)	(1.1)	(5.1)	(-8.0)	-	(20.2)	(-0.6)	-
석탄 (달러/톤)										
호주 뉴캐슬 연료탄	135.6	106.3	105.8	111.4	112.2	104.5	130.7	129.6	130.7	146.0
	(-22.3)	(-21.6)	(-21.3)	(5.2)	(0.8)	(-6.8)	(23.6)	(-10.2)	(0.8)	(11.7)
수입단가 (CIF)	142.3	113.9	115.5	108.2	96.2	105.7	-	136.0	138.3	-
	(-15.7)	(-20.0)	(-20.9)	(-3.2)	(-11.1)	(9.9)	-	(-1.4)	(1.7)	-
석유제품 (달러/배럴)										
휘발유	93.0	80.7	81.1	79.6	80.1	81.5	114.6	109.9	114.8	141.5
	(-5.9)	(-13.2)	(-15.2)	(-2.9)	(0.7)	(1.8)	(41.3)	(-0.1)	(4.4)	(23.3)
경유	96.2	87.7	87.5	90.9	86.4	89.1	147.0	142.4	156.5	177.7
	(-9.6)	(-8.9)	(-11.4)	(4.4)	(-5.0)	(3.1)	(67.9)	(12.9)	(9.9)	(13.6)
중유	74.0	66.2	69.3	65.6	64.2	63.8	89.6	79.7	91.2	103.7
	(3.1)	(-10.6)	(-7.5)	(-7.2)	(-2.1)	(-0.6)	(29.3)	(-3.4)	(14.4)	(13.7)
프로판	620.8	552.8	564.9	546.0	520.9	521.2	-	706.8	690.6	-
	(0.4)	(-11.0)	(-8.8)	(1.6)	(-4.6)	(0.0)	-	(-14.3)	(-2.3)	-
부탄	628.3	553.6	562.2	532.6	535.9	536.9	-	698.1	691.2	-
	(3.4)	(-11.9)	(-10.3)	(1.7)	(0.6)	(0.2)	-	(-18.7)	(-1.0)	-
납사	72.3	64.4	65.6	62.6	62.4	64.9	90.6	88.0	87.0	96.6
	(4.6)	(-10.9)	(-9.9)	(-1.9)	(-0.3)	(4.0)	(38.1)	(17.4)	(-1.1)	(11.0)

주 1 ( )는 전년/전월 대비 증가율(%)
2 휘발유는 95RON, 경유는 0.001%, 중유는 고유황중유(180cst/3.5%), 프로판과 부탄은 CP 기준 값
자료: 한국석유공사, World Bank, CME, 한국무역협회

국내 에너지 가격

	2024년	2025년					2026년			
			1~9월	7월	8월	9월	1~9월	7월	8월	9월
석유제품										
휘발유 (원/리터)	1 646.8	1 680.3	1 671.3	1 667.6	1 665.9	1 659.9	1 871.7	1 882.4	1 863.2	1 858.5
	(0.2)	(2.0)	(1.0)	(1.6)	(-0.1)	(-0.4)	(12.0)	(-6.1)	(-1.0)	(-0.3)
등유 (원/리터)	1 344.7	1 312.2	1 311.2	1 296.2	1 293.2	1 291.9	1 528.9	1 596.4	1 582.2	1 575.5
	(-3.9)	(-2.4)	(-3.3)	(0.0)	(-0.2)	(-0.1)	(16.6)	(-2.2)	(-0.9)	(-0.4)
경유 (원/리터)	1 502.6	1 552.9	1 536.4	1 531.5	1 535.7	1 530.7	1 841.4	1 867.9	1 846.6	1 843.6
	(-3.6)	(3.3)	(1.3)	(1.7)	(0.3)	(-0.3)	(19.9)	(-6.5)	(-1.1)	(-0.2)
중유 (원/리터)	938.5	901.2	912.8	885.5	877.8	864.4	974.4	1 171.5	1 154.9	-
	(0.8)	(-4.0)	(-3.0)	(1.3)	(-0.9)	(-1.5)	(6.7)	(-12.3)	(-1.4)	-
프로판 (원/kg)	2 446.2	2 501.1	2 520.2	2 506.6	2 492.0	2 444.3	2 605.0	2 729.2	2 732.1	2 732.3
	(3.1)	(2.2)	(3.7)	(-1.1)	(-0.6)	(-1.9)	(3.4)	(1.4)	(0.1)	(0.0)
부탄 (원/리터)	995.3	1 044.1	1 059.4	1 053.5	1 037.5	1 000.6	1 064.5	1 134.3	1 100.3	1 097.1
	(4.0)	(4.9)	(7.9)	(-2.0)	(-1.5)	(-3.6)	(0.5)	(2.4)	(-3.0)	(-0.3)
도시가스 (원/MJ)										
주택용	21.4	22.3	22.3	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.5	22.5
	(4.9)	(4.4)	(5.9)	(0.3)	-	-	(0.4)	-	(0.7)	-
일반용(1)	21.0	21.8	21.8	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	22.0	22.0
	(4.6)	(3.9)	(5.2)	(0.3)	-	-	(0.4)	-	(0.8)	-
업무난방용	23.6	22.2	22.7	21.4	21.2	22.1	23.6	25.0	27.5	29.1
	(-8.9)	(-6.2)	(-3.4)	(-4.1)	(-1.0)	(4.7)	(3.9)	(1.4)	(10.0)	(5.7)
산업용	20.9	19.2	19.8	18.4	18.2	19.1	20.8	22.3	24.8	26.3
	(-10.5)	(-7.8)	(-4.6)	(-4.8)	(-1.2)	(5.5)	(4.8)	(1.6)	(11.2)	(6.3)
열 (원/Mcal)										
주택용	107.0	112.3	112.3	112.3	112.3	112.3	112.3	112.3	112.3	112.3
	(11.3)	(5.0)	(6.8)	-	-	-	(0.0)	-	-	-
업무용	138.9	145.8	145.8	145.8	145.8	145.8	145.8	145.8	145.8	145.8
	(11.3)	(5.0)	(6.8)	-	-	-	(0.0)	-	-	-
공공용	121.3	127.3	127.3	127.3	127.3	127.3	127.3	127.3	127.3	127.3
	(11.3)	(5.0)	(6.8)	-	-	-	(0.0)	-	-	-

주 : ( )는 전년/전월 대비 증가율(%)
자료: 한국석유공사, 서울도시가스, 한국지역난방공사

국내 전력 및 REC 가격

	2024년	2025년					2026년			
			1~9월	7월	8월	9월	1~9월	7월	8월	9월
전기 (원/kWh)										
주택용	188.0	188.0	188.0	188.0	188.0	188.0	188.0	188.0	188.0	188.0
	(1.4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
일반용	125.0	125.0	125.4	146.4	146.4	105.9	125.4	146.4	146.4	105.9
	(2.2)	(-0.0)	-	-	-	(-27.7)	-	-	-	(-27.7)
산업용	163.6	176.2	175.4	188.8	188.8	158.8	175.4	188.8	188.8	158.8
	(12.5)	(7.7)	(10.6)	-	-	(-15.9)	(0.0)	-	-	(-15.9)
기후환경요금	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
연료비조정요금	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
발전 연료비 단가 (원/kWh)										
유류	342.7	319.1	312.0	307.8	310.0	342.5	310.1	269.5	279.2	274.6
	(3.8)	(-6.9)	(-11.3)	(0.0)	(0.7)	(10.5)	(-0.6)	(4.3)	(3.6)	(-1.6)
LNG	141.1	124.1	128.3	120.9	118.0	120.6	132.8	141.8	155.1	162.3
	(-21.4)	(-12.0)	(-9.8)	(-5.1)	(-2.4)	(2.2)	(3.6)	(4.1)	(9.3)	(4.6)
무연탄	83.9	73.2	74.6	34.5	39.2	72.0	100.0	131.2	108.9	110.7
	(-10.0)	(-12.7)	(-12.7)	(-64.3)	(13.8)	(83.7)	(34.0)	(30.2)	(-17.0)	(1.7)
유연탄	76.3	73.7	76.4	74.0	70.9	66.9	80.4	87.2	90.1	93.6
	(-24.5)	(-3.4)	(0.6)	(-7.0)	(-4.2)	(-5.6)	(5.2)	(3.9)	(3.3)	(4.0)
원자력	6.41	6.39	6.38	6.39	6.40	6.40	6.48	6.50	6.52	6.55
	(0.6)	(-0.3)	(-0.5)	(0.2)	(0.2)	(0.1)	(1.6)	(0.2)	(0.4)	(0.5)
SMP (원/kWh)										
SMP육지	128.3	112.7	112.7	120.4	117.4	112.9	116.2	133.8	148.4	119.0
	(-22.9)	(-11.9)	(-10.3)	(2.0)	(-2.5)	(-3.8)	(3.1)	(17.2)	(10.9)	(-19.8)
SMP제주	133.5	112.5	112.5	121.1	118.5	114.1	115.0	134.1	149.1	119.0
	(-24.3)	(-15.4)	(-14.9)	(0.4)	(-2.2)	(-3.7)	(2.2)	(18.2)	(11.2)	(-20.2)
SMP통합	128.4	112.7	112.7	120.4	117.4	112.9	116.2	133.8	148.4	119.0
	(-22.9)	(-11.9)	(-10.4)	(2.0)	(-2.5)	(-3.8)	(3.1)	(17.3)	(10.9)	(-19.8)
REC										
REC 평균가격 (천원/REC)	76.2	71.9	71.8	71.6	71.9	72.0	71.3	71.6	70.9	71.4
	(4.6)	(-5.6)	(-7.0)	(-0.4)	(0.3)	(0.2)	(-0.6)	(-0.5)	(-1.0)	(0.7)
REC 거래량 (천 REC)	13 721.4	18 795.0	13 578.1	1 976.4	1 749.9	2 138.6	18 588.3	2 316.1	2 118.6	2 563.5
	(-5.1)	(37.0)	(24.3)	(51.7)	(-11.5)	(22.2)	(36.9)	(-10.7)	(-8.5)	(21.0)

주 1 ( )는 전년/전월 대비 증가율(%)
2 전기요금은 주택용(고압, 201~400kWh), 일반용((갑) Ⅰ, 저압), 산업용((을), 고압B, 선택Ⅱ 중간부하) 기준
3 연간 및 월간 SMP는 시간대별 SMP를 시간대별 전력수요예측량으로 가중평균한 값이고, 연초 누계(ex. 1~N월) SMP는 월간 SMP를 단순평균한 값임
자료: 한국전력공사, 전력거래소

일차에너지 소비

	2024년	2025년p				2026년p			
			1~8월	6월	7월	8월	1~8월	6월	7월	8월
석탄 (백만 톤)	113.1	112.3	72.5	9.0	11.8	12.0	79.0	9.6	11.9	12.2
	(-6.1)	(-0.7)	(-5.1)	(5.0)	(15.7)	(2.3)	(8.9)	(6.1)	(0.6)	(1.4)
- 원료탄 제외	89.3	88.8	56.9	7.1	9.8	10.0	62.7	7.6	9.8	10.1
	(-7.3)	(-0.6)	(-6.2)	(6.9)	(18.4)	(4.2)	(10.3)	(7.5)	(0.4)	(0.9)
석유 (백만 bbl)	803.1	780.5	519.3	62.4	72.3	64.2	474.1	57.4	61.8	57.9
	(3.0)	(-2.8)	(-2.6)	(-7.8)	(16.2)	(-6.0)	(-8.7)	(-8.0)	(-14.6)	(-9.9)
가스 (백만 toe)	61.0	60.6	41.4	3.8	4.3	4.4	41.4	4.0	4.4	4.1
	(5.9)	(-0.6)	(-0.1)	(-9.6)	(-7.0)	(-9.0)	(-0.2)	(4.7)	(2.6)	(-6.1)
- 천연가스 (백만 톤)	46.4	46.1	31.1	2.9	3.2	3.3	31.5	3.0	3.4	3.1
	(5.7)	(-0.7)	(-0.2)	(-10.2)	(-7.3)	(-9.1)	(1.4)	(4.0)	(3.7)	(-5.6)
- 도시가스 (십억 m3)	0.3	0.3	0.7	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
	(56.3)	(26.4)	(6.4)	(23.2)	(15.3)	(-6.0)	(-85.2)	(34.8)	(-52.3)	(-47.7)
원자력 (TWh)	188.8	184.7	128.2	15.1	15.3	14.1	113.5	14.3	15.5	15.9
	(4.6)	(-2.2)	(4.2)	(-0.1)	(-7.5)	(-9.3)	(-11.5)	(-5.3)	(1.5)	(13.3)
신재생·기타 (백만 toe)	19.7	20.2	14.0	1.8	1.9	1.7	14.7	1.9	1.9	1.8
	(7.0)	(2.6)	(3.0)	(-0.6)	(10.5)	(-1.6)	(4.7)	(6.7)	(-1.8)	(2.8)
총에너지 (백만 toe)	**310.8**	**305.2**	**204.7**	**23.7**	**27.3**	**26.0**	**199.5**	**23.3**	**26.2**	**25.4**
	(1.8)	(-1.8)	(-1.7)	(-3.6)	(6.5)	(-5.2)	(-2.5)	(-1.7)	(-4.2)	(-2.1)

주: p는 잠정치, ( )는 전년 동기 대비 증가율(%), 석유는 원유 및 정제원료와 석유제품 총에너지 소비를 합한 값
자료: 에너지수급통계(KEEI)

일차에너지 소비 비중

(단위 %)

	2024년	2025년p				2026년p			
			1~8월	6월	7월	8월	1~8월	6월	7월	8월
석탄	22.1	22.3	21.5	23.3	26.1	27.9	24.0	25.0	27.5	28.9
석유	39.0	38.3	38.1	39.5	39.2	36.9	35.8	36.6	35.9	34.4
가스	19.6	19.9	20.2	16.2	15.8	16.9	20.7	17.3	16.9	16.2
- 천연가스	19.5	19.8	19.9	15.9	15.5	16.7	20.7	16.8	16.8	16.1
- 도시가스	0.1	0.1	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.5	0.1	0.1
원자력	12.9	12.9	13.3	13.6	11.9	11.5	12.1	13.1	12.6	13.4
신재생·기타	6.3	6.6	6.8	7.4	6.9	6.7	7.4	8.1	7.1	7.1
총에너지	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

주: p는 잠정치, 석유는 원유 및 정제원료와 석유제품의 일차에너지 소비를 합한 값, 가스는 천연가스와 도시가스의 일차에너지 소비를 합한 값
자료: 에너지수급통계(KEEI)

최종 소비

(단위 백만 toe)

	2024년	2025년p					2026년p			
			1~8월	6월	7월	8월	1~8월	6월	7월	8월
산업	131.9	128.3	86.2	10.4	11.5	10.7	80.3	9.8	10.1	9.9
	(4.3)	(-2.7)	(-2.1)	(-3.7)	(5.6)	(-5.1)	(-6.8)	(-6.1)	(-12.1)	(-6.7)
수송	35.2	34.3	22.7	2.9	3.1	3.0	22.2	2.8	3.1	2.6
	(-1.0)	(-2.6)	(-2.8)	(-12.4)	(25.9)	(-6.6)	(-2.3)	(-0.6)	(1.3)	(-13.0)
가정	22.2	23.0	15.7	1.0	1.1	1.2	15.0	1.0	1.1	1.2
	(-0.5)	(3.4)	(4.8)	(2.9)	(4.1)	(-0.7)	(-4.4)	(-3.0)	(-3.2)	(1.8)
상업·공공	24.4	24.9	16.8	1.8	2.1	2.2	16.7	1.9	2.0	2.2
	(1.4)	(1.7)	(1.9)	(1.2)	(4.1)	(0.4)	(-0.6)	(2.1)	(-1.9)	(1.1)
최종 소비	**213.8**	**210.5**	**141.4**	**16.1**	**17.8**	**17.0**	**134.2**	**15.5**	**16.4**	**16.0**
	(2.6)	(-1.6)	(-1.0)	(-4.4)	(8.4)	(-4.4)	(-5.1)	(-4.0)	(-8.0)	(-6.2)
석탄 (백만 톤)	47.7	45.3	30.2	3.7	3.8	3.7	30.5	3.8	3.7	3.6
	(-1.6)	(-5.0)	(-4.4)	(-2.3)	(-1.6)	(-10.4)	(1.0)	(3.0)	(-1.7)	(-1.5)
석유제품 (백만 bbl)	796.4	780.7	520.1	62.7	71.6	64.8	469.9	56.4	60.6	56.7
	(3.9)	(-2.0)	(-1.7)	(-7.3)	(16.3)	(-4.6)	(-9.7)	(-10.0)	(-15.3)	(-12.5)
- 비에너지유 제외	332.1	318.5	208.7	25.5	26.8	25.5	203.2	24.3	26.9	22.7
	(-1.9)	(-4.1)	(-3.8)	(-10.2)	(17.4)	(-7.6)	(-2.6)	(-4.6)	(0.4)	(-10.7)
전기 (TWh)	536.5	536.6	360.7	41.9	47.7	51.0	359.7	42.5	46.9	51.7
	(0.7)	(0.0)	(0.5)	(0.4)	(3.8)	(-0.5)	(-0.3)	(1.4)	(-1.7)	(1.5)
천연가스 (백만 톤)	3.3	3.5	2.3	0.3	0.3	0.3	2.3	0.3	0.3	0.3
	(51.9)	(7.2)	(11.4)	(-3.1)	(5.5)	(3.1)	(-2.5)	(-7.6)	(2.6)	(-7.7)
도시가스 (십억 m^3)	21.3	21.8	15.1	1.1	1.1	1.0	14.3	1.2	1.1	1.0
	(-1.8)	(2.4)	(2.6)	(-2.1)	(-3.5)	(-4.2)	(-5.5)	(4.7)	(1.0)	(-2.1)
열·신재생·기타 (백만 toe)	11.3	10.6	7.3	0.8	0.8	0.7	7.2	0.8	0.8	0.7
	(11.0)	(-6.3)	(-5.4)	(-8.7)	(-3.2)	(-8.3)	(-1.1)	(1.3)	(-2.9)	(-1.4)

주: p는 잠정치, ( )는 전년 동기 대비 증가율(%), 비에너지유는 원료용 프로판, 부탄 소비를 포함한 값
자료: 에너지수급통계(KEEI)

최종 소비 비중

	2024년	2025년p					2026년p			
			1~8월	6월	7월	8월	1~8월	6월	7월	8월
산업	61.7	61.0	60.9	64.5	64.7	62.5	59.8	63.1	61.8	62.2
수송	16.5	16.3	16.0	17.8	17.5	17.5	16.5	18.4	19.2	16.3
가정	10.4	10.9	11.1	6.4	6.1	7.2	11.2	6.4	6.5	7.8
상업·공공	11.4	11.8	11.9	11.3	11.7	12.8	12.5	12.0	12.5	13.8
석탄	14.3	13.8	13.7	14.7	13.8	14.0	14.7	15.7	14.8	14.9
석유제품	46.7	46.5	46.1	48.9	50.3	47.5	43.8	45.8	46.6	44.1
- 비에너지유 제외	20.0	19.5	19.0	20.6	19.4	19.3	19.5	20.4	21.3	18.2
전기	21.6	21.9	21.9	22.4	23.0	25.7	23.0	23.6	24.6	27.8
천연가스	2.0	2.2	2.2	2.3	2.2	2.3	2.2	2.2	2.5	2.3
도시가스	10.1	10.6	10.9	7.0	6.2	6.1	10.9	7.6	6.8	6.3
열·신재생·기타	5.3	5.0	5.1	4.7	4.4	4.4	5.3	5.0	4.7	4.6

주: p는 잠정치, 비에너지유는 원료용 프로판, 부탄 소비를 포함한 값
자료: 에너지수급통계(KEEI)