



에너지 고속도로와 전력망 대전환

송전사업을 넘어 국가 성장 인프라로

삼일PwC경영연구원 | Industry Focus
June 2026



들어가며



전기의 시대에 경쟁력은 발전량이 아니라, 전력을 어디까지 보낼 수 있는가에서 결정된다.

전력은 더 이상 산업의 결과물이 아니다. 산업이 성립하기 위한 필수 조건이다.
AI, 반도체, 데이터센터, RE100, 탄소중립까지.

오늘의 핵심 산업과 정책은 모두 전력을 기반으로 작동한다. 그러나 전기의 시대는 단순히 “전기를 더 많이 쓰는 시대”가 아니다. 전기를 얼마나 안정적이고 적시에 효율적으로 전달할 수 있는지가 경쟁력을 결정하는 시대다.

지금 한국이 직면한 전력 문제의 본질도 여기에 있다. 전기가 부족한 것이 아니라, 전기를 보내는 길이 부족하다. 생산은 해안과 비수도권에 집중되고, 수요는 수도권과 첨단산업 클러스터에 몰려 있다. 이 구조적 불일치 위에서 송전망 확충은 수요 증가 속도를 따라가지 못했고, 결국 전력망 병목은 단순한 인프라 문제가 아니라 산업과 투자, 탄소중립을 동시에 제약하는 구조적 리스크로 확대되고 있다.

이 변화는 기존 전력체계의 한계를 분명하게 드러내고 있다. 교류(AC) 기반 전력망은 과거 중앙집중형 발전과 예측 가능한 수요 구조에서는 효율적이었지만, 장거리·대용량 송전, 해저·지중 연결, 재생에너지 확대라는 새로운 조건에서는 점차 제약이 뚜렷해지고 있다. 이 지점에서 고전압직류송전(HVDC)은 여러 대안 중 하나가 아니라, 현재 전력수급 구조(지역 불균형, 장거리 수송, 재생에너지 확대)를 고려할 때 가장 현실적인 해법으로 수렴되고 있다.

이러한 문제의식 속에서 ‘한국형 에너지 고속도로’ 구상이 의미를 갖는다. 이는 단순한 송전선 증설이 아니다. 발전지와 수요지를 다시 연결하고, 국가 전력 지도를 재편하는 전략적 인프라 프로젝트다. 지방의 재생에너지 전력을 수도권 산업으로 연결하지 못하면, 한쪽에서는 전력이 남고 다른 한쪽에서는 산업이 멈추는 비효율이 반복될 수밖에 없다. 결국 에너지 고속도로의 본질은 ‘생산 확대’가 아니라 ‘전력 이동능력 확보’에 있다.

이 전환은 단순한 기술 이슈가 아닌 국가 전략의 문제이다. 왜 지금 전력망인가, 왜 HVDC인가, 한국형 에너지 고속도로는 어떻게 설계되어야 하는가, 그리고 이 구조 전환이 산업, 정책, 시장에 어떤 변화를 요구하는지를 종합적으로 분석한다. 특히 전력망 병목의 실체(송전 부족, 인허가 지연, 주민수용성, 수도권 재송전 문제)를 구체적으로 진단하고, 실행 가능한 정책·시장·산업 전략을 제시하고자 한다.

무엇보다 중요한 것은 에너지 고속도로는 기술 문제가 아니라 인허가, 주민수용성, 자원, 시장제도까지 동시에 풀어야 하는 '실행의 문제'라는 점이다.

지금의 선택은 명확하다. 전력망을 산업의 뒤에서 받치는 인프라로 둘 것인가, 아니면 국가 경쟁력을 결정하는 선행 인프라로 끌어올릴 것인가. 전기가 흐르는 방식이 바뀌면 산업의 지도가 바뀌게 될 것이다.



Contents

Executive Summary	05
--------------------------	----

I. 왜 지금 전력망인가: AI·반도체·RE100·탄소중립	07
---	----

II. 병목의 본질: 송전망 부족, 인허가 지연, 주민수용성, 수도권 재송전 문제	12
--	----

III. 왜 지금 HVDC인가: 직류 전환의 필연	23
------------------------------------	----

IV. 에너지 고속도로와 HVDC: 왜 지금 전력망 대전환인가	25
---	----

V. 서해안 1단계에서 U자형 전국망까지	30
-------------------------------	----

VI. 전력시장의 제도와 운영	34
-------------------------	----

VII. 한국형 HVDC 산업전략: 내수 실증에서 수출 산업화까지	42
---	----

VIII. 정책 방향 및 지원 방안	47
----------------------------	----

VIII. 결론	56
-----------------	----

용어설명

DC(직류)	전류의 방향과 크기가 변하지 않고 한 방향으로 일정하게 흐르는 전기
AC(교류)	전류의 방향과 크기가 시간에 따라 주기적으로 바뀌며 흐르는 전기
전력망	전기를 생산해서 소비자에게 전달하는 전체 연결 시스템
송전망	발전소에서 만든 전기를 먼 거리로 보내는 전력선 네트워크
배전망	송전된 전기를 가정과 공장으로 나누어 공급하는 마지막 단계 전력망
전력망 병목	전기는 충분하지만 보내는 길이 부족해 전력 이동이 막히는 상태
기간망	전체 인프라를 연결하는 핵심 간선 네트워크
후단망	발전(또는 송전) 설비 이후 소비자까지 전력을 전달하는 하위 전력망 구간
백본(Backbone)/간선	어떤 체계나 시스템에서 핵심적인 중심축
계통	발전, 송전, 배전을 포함한 전체 전력 시스템
계통 안정성	전압과 전력 흐름이 안정적으로 유지되는 상태
착지	송전선이나 케이블이 특정 지점(변전소·육상 등)에 연결·도착하여 전력이 내려오는 지점
변환소	교류와 직류를 서로 바꿔주는 전력 설비
HVDC 변환소	전기를 교류에서 직류로 또는 반대로 바꾸는 핵심 설비
탄소중립	배출되는 온실가스를 실질적으로 0으로 만드는 목표
RE100	기업이 사용하는 전기를 100% 재생에너지로 쓰겠다는 목표
TWh	1조와트시. 일정 기간 동안 사용하거나 생산된 전기의 총량을 나타내는 단위
ESS	남는 전기를 저장했다가 필요할 때 사용하는 배터리 시스템
온사이트 전원	기업이 자체적으로 설치하는 전력 공급 설비
해저 송전	바다 밑으로 전기를 보내는 방식
지중 송전	땅속으로 전기를 보내는 방식
무효전력	전압 유지에 쓰이지만 실제 소비되지 않는 전력
LMP	지역별 전력 상황을 반영해 다르게 결정되는 전기 가격
SMP	전국 평균 기준으로 정해지는 전력 도매 가격
PPA	기업이 발전업체로부터 직접 전기를 사는 계약
VPP	여러 소규모 발전 설비를 하나처럼 운영하는 시스템
분산에너지	전기를 한 곳에서만 만들지 않고 지역별로 나눠 생산하는 구조
망 중립성	누구나 공정하게 전력망을 이용할 수 있도록 하는 원칙
BTB(Back to Back)	서로 다른 두 전력망을 같은 장소에서 직류로 변환해 직접 연결하는 방식
PTP(Point to Point)	한 지점에서 다른 지점까지 전기를 직류로 직접 보내는 방식
실증	기술을 실제 환경에서 시험하고 검증하는 과정
인허가	사업을 진행하기 위해 정부로부터 받는 승인 절차

Executive Summary

01 왜 지금 전력망인가

AI 시대의 전력 수요는 구조적으로 급증하며 안정성과 품질 중요성이 커지고 있다. 한국은 전기의 시대를 가장 압축적으로 겪고 있는데 송전망(특히 AC 중심)의 한계와 투자 부족으로 병목이 심화되고 있다. 장거리·대용량 전력 전달을 위해 HVDC 등 대안이 필요한 시점이다.

02 병목의 본질

한국 전력망 병목은 발전소 부족이 아니라 송전망 부족, 인허가 지연 등이 복합적으로 얽힌 구조적 문제다. 특히 수요지인 수도권과 발전지인 지방의 괴리와 수도권 재송전망 부족 문제가 해결되지 않으면 에너지 고속도로가 완성되기 어렵다.

03 왜 지금 HVDC인가

HVDC는 교류망을 대체하는 기술이 아니라, 재생에너지 확대와 수요 집중 등 전력 시스템 변화로 인해 필요성이 부각된 해법이다. 해저·장거리 송전과 계통 안정성, 전력 흐름 제어 측면에서 강점을 가지며, 재생에너지 연계와 계통 운영 효율을 높일 수 있다.

04 에너지 고속도로와 HVDC

에너지 고속도로는 단순한 송전선이 아니라 국가 전력망 구조 재편 사업이다. 기본축은 AC가 맞지만 장거리·대용량·제어형 기간망은 HVDC가 맞는다. 특히 VSC-HVDC를 중심으로 한 복합망 전환은 전력정책·산업생태계·지역경제 전반에 영향을 미치는 핵심 인프라로 작용한다.

Executive Summary

05 서해안 1단계에서 U자형 전국망까지

서해안 1단계 에너지 고속도로는 서남권 재생에너지를 수도권으로 연결하는 620km 축으로, 2GW 모듈형 단계 구축을 통해 국내 전압형 HVDC 기술의 실증 의의가 있는 출발점이다. 이후 서·남·동해안을 잇는 U자형 전국망으로 확장해 발전원을 통합하고 전력 흐름을 유연하게 제어하는 국가 전력 운영 체계로 전환하는 것이 목표다.

06 시장제도와 운영

에너지 고속도로는 물리적 인프라 뿐만 아니라 지역별 수급 차이를 반영하는 가격체계 (LMP)와 단계별 전력망 중립망 확보 등 시장 운영 방식 개편이 함께 이루어져야 한다. 분산에너지 특화지역을 출발점으로 HVDC·ESS·PPA·온사이트 전원을 결합하여 설계해야 한다.

07 한국형 HVDC 산업전략

HVDC는 반복적인 내수 수요와 글로벌 시장 확대가 동시에 뒷받침되는 전략 산업이다. 다만 한국은 일부 부품 경쟁력은 확보했지만 시스템 통합 역량이 아직 부족해, 내수 실증 기반을 통해 전압형 HVDC 완전 시스템 확보와 수출 경쟁력 강화가 핵심 과제로 남아 있다.

08 정책 방향 및 지원 방안

전력망 대전환의 핵심은 기술이 아니라 실행체계다. HVDC 인프라 및 통합 시스템 기술 발전, 주민수용성을 고려한 집행 구조, 시장제도, 자원조달을 통합적으로 설계하고 우선순위에 따라 단계적으로 추진하는 것이 중요하다. 특히 핵심 병목을 먼저 해소하고 기술 실증, 서해안 기간망 확장, 수출 산업화를 연결해야 국가 성장 인프라로 작동한다.

I. 왜 지금 전력망인가: AI·반도체·RE100·탄소중립

1. 전기의 시대와 전력 패러다임의 대전환

전력은 이제 산업의
배경이 아니라 산업의
전제다.

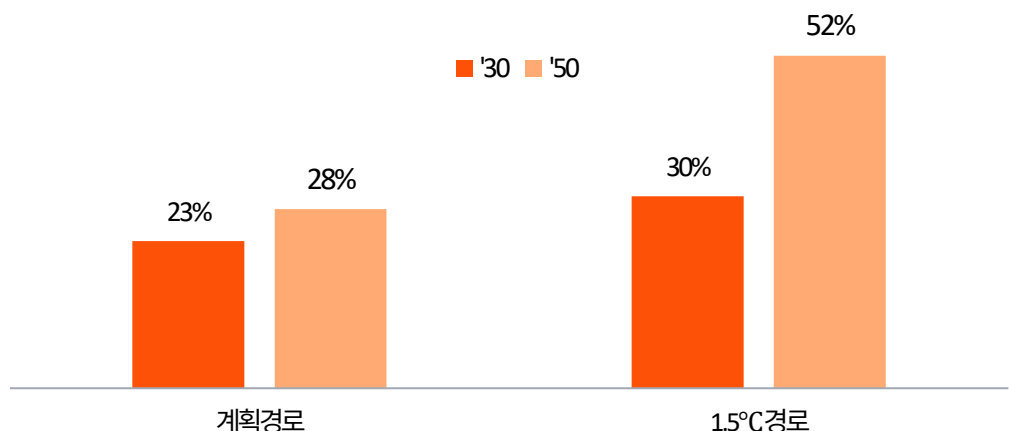
전기의 시대는 이미 시작됐고, 전력망은 그 시대의 선행 인프라가 됐다. 전력은 더 이상 경제성장의 결과물이 아니다. 성장의 선결조건이 됐다. 반도체도, 데이터센터도, RE100도, 탄소중립도 모두 전력 위에 서 있다. 전기를 안정적으로 확보하지 못하면 공장을 늘릴 수도 없고, 첨단산업을 유치할 수도 없으며, 탄소감축 목표도 지키기 어렵다. 전기의 시대가 왔다는 말은 단순한 수사가 아니다. 산업과 도시, 국가경쟁력의 작동 방식이 전기를 중심으로 재편되고 있다는 뜻이다. 1980년 7,323TWh였던 전 세계 순전력소비량은 2024년 28,534TWh로 커졌다. 전기 소비는 이미 구조적으로 커져 왔고, 앞으로도 그 흐름은 더 가팔라질 가능성이 크다.

이제 늘어나는 것은
전력 사용량만이 아니다.
전력의 중요도 자체다.

이번 전력수요 증가는 단순한 경기 회복의 부산물이 아니다. 수요의 성격이 바뀌고 있다. 산업 부문에서는 화석연료 기반 공정을 전기로 바꾸는 흐름이 빨라지고 있다. 수송 부문에서는 전기차와 충전 인프라가 새로운 부하를 만들고 있다. 건물 부문에서는 히트펌프 확산으로 냉난방의 전기화가 진행되고 있다. 여기에 AI가 올라탔다. 생성형 AI와 하이퍼스케일 데이터센터는 단순히 전기를 많이 쓰는 수준을 넘어, 24시간 안정적인 고품질 전력을 요구한다. 과거에는 전기를 얼마나 만들 것인가가 중요했다면, 지금은 전기를 얼마나 안정적으로, 얼마나 적시에, 얼마나 효율적으로 보낼 것인가가 더 중요해졌다.

파리협정이 목표로 하는 1.5°C 경로, 즉 지구 평균기온 상승을 산업화 이전 대비 1.5°C 이내로 억제하기 위한 탄소중립 이행 시나리오에서는 2050년 최종 에너지 수요의 52%가 전기로 채워진다. 즉, 전력수요 증가는 단기 사이클이 아니라 구조적 변화다.

2030년·2050년 최종 에너지 수요 중 전기 비중



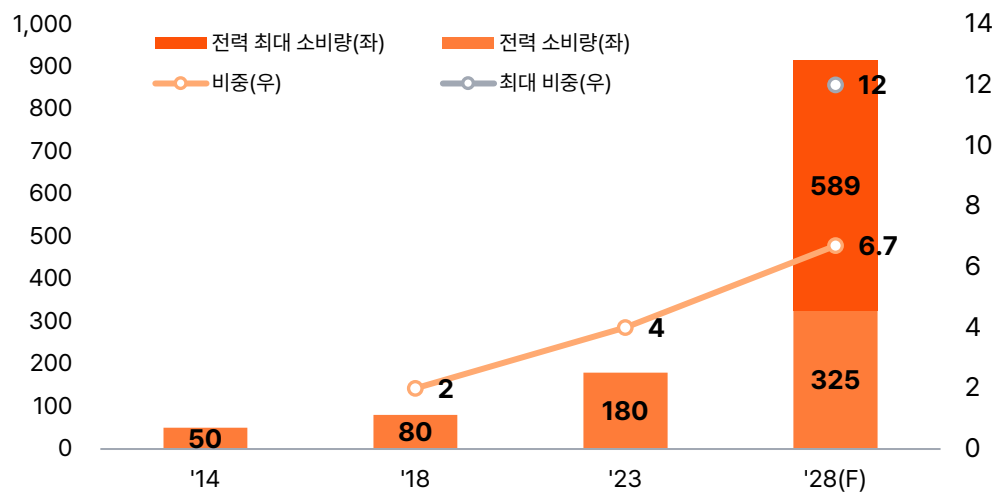
자료: IRENA, 삼일PwC경영연구원

**AI는 전력을 더 쓰게
만드는 것을 넘어
전력망의 성격을 바꾸고
있다.**

AI 시대의 전력수요는 기존 제조업 부하와 성격이 다르다. 데이터센터는 단순한 대형 수요처가 아니다. 고밀도 전력을 끊임 없이 받아야 하고, 순간적인 품질 저하에도 민감하다. 전력의 양뿐 아니라 질과 안정성이 동시에 요구된다. 미국에서 데이터센터 전력소비는 2014년 60TWh 수준에서 2023년 176TWh로 커졌고, 2028년에는 325~580TWh까지 확대될 수 있는 것으로 제시된다. 미국 전체 전력소비에서 차지하는 비중도 2023년 4.4%에서 2028년 6.7~12%까지 높아질 수 있다. 전기를 많이 쓰는 산업이 늘어난 것이 아니라, 전력망에 훨씬 더 까다로운 산업이 늘어난 것이다. 전력 문제의 핵심이 발전량에서 계통 품질과 전달 능력으로 이동하는 이유가 여기에 있다.

미국 데이터센터의 전력 소비량과 비중

(단위: TWh, %)



자료: IEA, 삼일PwC 경영연구원

주: 비중은 미국 내 전체 전력 소비량 중 데이터센터로 인한 소비량

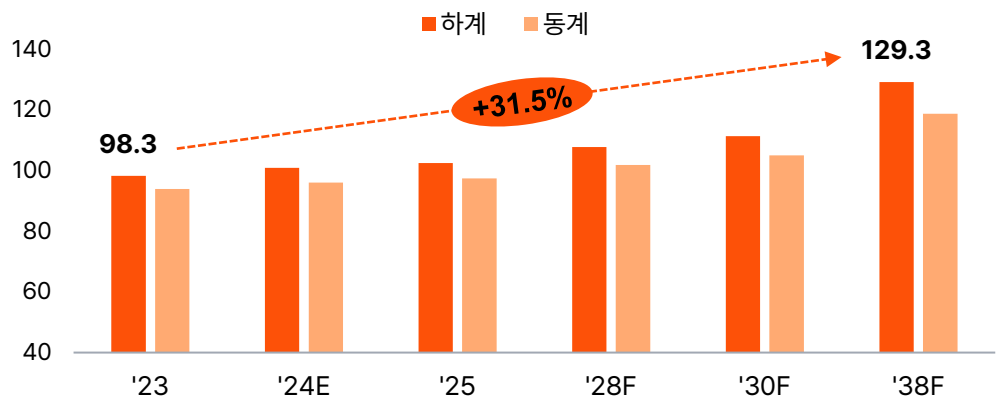


한국은 전기의 시대를 가장 압축적으로 겪는 나라다.

한국은 이 변화가 더욱 선명하게 나타나는 구조다. 제11차 전력수급기본계획은 2038년 하계 최대전력 목표수요를 129.3GW로 제시했다. 이는 2023년 98.3GW 대비 31.5% 증가한 수치다. 목표수요 기준 전력소비량도 2023년 546.0TWh에서 2038년 624.5TWh로 확대된다. 더 중요한 것은 이 증가분의 성격이다. 첨단산업, 데이터센터, 전기화 수요가 동시에 반영돼 있다. 특히 반도체 클러스터, 데이터센터, 산업 전기화 수요는 기존 제조업 중심 수요보다 훨씬 더 높은 품질의 전력과 더 큰 계통 신뢰도를 요구한다. 한국의 전력문제는 더 이상 전기가 있느냐 없느냐의 문제가 아니다. 필요한 곳에, 필요한 시점에, 필요한 품질로 보낼 수 있느냐의 문제다.

국내 전력 목표수요 실적 및 전망

(단위: GW)



자료: 제11차 전력수급기본계획, 삼일PwC경영연구원

주: 하계는 당해년도 7~8월, 동계는 당해년도 12월~익년도 1월

2. 기존 AC 계통의 한계와 송전 병목 분석

기존 전력망은 과거의 산업지도를 전제로 설계됐다.

한국 전력망의 문제는 발전 부족이 아니라, 교류 중심 계통이 달라진 수요와 발전 지형을 따라가지 못한다는 데 있다. 우리나라 송전계통의 뼈대는 여전히 교류망이다. 765kV, 345kV, 154kV, 66kV 선로를 중심으로 대규모 발전소의 전기를 수요지로 보내는 구조가 오랫동안 유지돼 왔다. 이 체계는 중앙집중형 발전과 비교적 예측 가능한 수요를 전제로 할 때는 효율적이었으나 지금은 조건이 달라졌다. 발전은 해안과 비수도권으로 퍼지고, 수요는 수도권과 첨단산업단지로 몰린다. 기존 교류계통은 여전히 기본 골격이지만, 지금의 전력 흐름을 감당하기에는 점차 제약이 뚜렷해지고 있다.

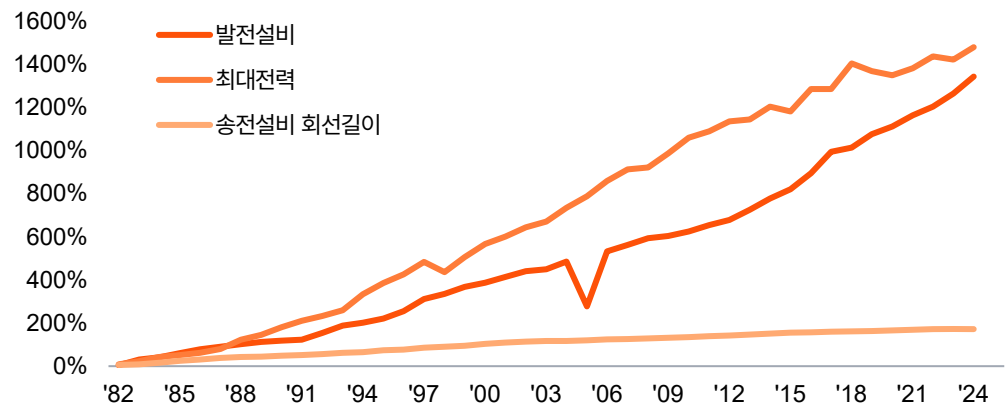
교류계통의 첫 번째 한계는 장거리와 해저·지중 구간에서 더 뚜렷하게 드러난다. 장거리 AC 송전은 무효전력과 전압 강하 부담이 커지고, 해저·지중 케이블에서는 이러한 제약이 더 빨리 나타난다. 고압 AC 해저 케이블은 실용 거리 측면에서 일정한 한계를 가지며, 장거리·해저 송전에서는 HVDC가 상대적으로 더 유리하다. 즉, 교류망은 근거리에서는 합리적이지만 발전지와 수요지가 멀어질수록 효율과 운용 유연성이 함께 저하된다.

**병목은 이미 숫자로
확인된다.**

송전 병목은 수치로도 분명하다. 지난 10여 년간 국내 최대전력 수요는 47GW에서 94GW로 약 98% 늘었고, 발전설비 용량은 56GW에서 143GW로 약 154% 증가했다. 그러나 같은 기간 송전설비 확충은 26%에 그쳤다. 더 길게 보면 2002~2024년 국내 전력판매량은 연평균 3.0% 증가한 반면, 765kV 송전회선길이는 1.9%, 345kV와 154kV는 각각 1.3% 증가에 머물렀다. 이는 전기를 더 많이 생산하면서도 이를 실어 나를 간선망 확충은 충분히 따라가지 못했다는 뜻이다. 결국 지금의 병목은 우연한 현상이 아니라 장기간 누적된 과소투자의 결과다.

전력 수요 증가 vs 송전선로 증가 추이

(단위: %)



자료: 전력거래소, 삼일PwC경영연구원
주: 1981년 대비 증가율

가장 먼저 압력이 드러난 곳은 동해안이다. 동해안 권역에는 원자력과 석탄을 합쳐 약 18GW의 발전설비가 몰려 있지만, 실제 송전선로 용량은 11GW 수준에 머문다. 약 7GW의 전력이 병목에 갇혀 이동하지 못하는 구조다. 그 결과 원전에 급전순위가 밀리는 동해안 민간 석탄발전소의 평균 이용률은 20~30%대까지 떨어졌다. 전기를 생산할 능력이 없는 것이 아니라, 생산한 전기를 내보낼 길이 막혀 있는 것이다. 이보다 더 분명한 계통 병목의 증거는 드물다.

**문제는 동해안에서
끝나지 않는다.**

병목은 특정 지역의 문제가 아니다. 부울경에는 신규 원전이 추가되고, 서해안에는 재생에너지와 해상풍력이 집중된다. 반면 수요는 수도권으로 더 강하게 몰린다. 주요 지역 간 융통선로 보강과 HVDC 확대가 필요한 배경이 바로 이 지점이다. 다시 말해, 지금의 교류계통은 지역 간 전력 불균형이 작을 때는 버틸 수 있었지만, 발전과 수요의 공간적 분리가 심화된 지금은 그 한계가 더 자주 드러날 가능성이 높다.

교류계통의 또 다른 약점은 속도다. 전력망의 필요성이 분명해도 실제 건설은 느다. 동해안-수도권 500kV 사업은 66개월, 북당진-신탄정 345kV 사업은 150개월 지연된 바 있다. 태양광 발전소는 통상 13개월이면 건설되지만, 345kV 송전선은 9~13년이 걸린다. 최근에는 특별법을 통해 전력망 건설기간을 13년에서 9년 수준으로 단축하려는 방향도 제시되고 있다.

주요 지역간 융통선로 계획

구분	선로 루트	선로 길이
호남-수도권	광양-신장수-신세종-신진천 T/L	1,551 km
	신화순-신고흥-신임식-북천안 T/L	
	신강진-신정읍-신서산-신계룡 T/L	
	신광주-새만금#2-고덕#3 T/L	
동해안-수도권	군산-북천안-신기흥 T/L	261 km
	신영천-신원주-동용인 T/L	
남부권	신영주-신중부 T/L	42 km
	울주-신경주 T/L	
HVDC	동해안-신가평 T/L	1,130 km
	동해안-동서울 T/L	
	신해남-서인천 T/L	
	새만금-영흥화력 T/L	

자료: 인천연구원

국가기간 전력망 확충 특별법에 따른 건설기간 단축 방향

구분	핵심 내용
제도·거버넌스	<ul style="list-style-type: none"> 「국가기간 전력망 확충 특별법」 제정 및 하위법령 마련 추진 총리 주재 전력망위원회를 통한 갈등 관리, 인허가 특례 확대, 주민·지자체 보상 확대 전력망 건설 기간 단축 (기존 13년 → 9년)
주요 설비 적기 구축	<ul style="list-style-type: none"> 주요 송전선로, 변전소(변환소), 발전소 연계선로의 적기 준공 추진 주요 지역 간 융통선로 사업은 특별 관리를 통해 신속 건설 준공 지연 대비 방안 선제 마련 - 동해안 발전제약 최소화, 계통 안정화 설비·제도 확대
건설 속도	<ul style="list-style-type: none"> 전력망 건설속도 제고를 위한 한전 산하 건설 전담기관 신설 검토

자료: 제11차 전력수급기본계획, 삼일PwC경영연구원

교류망은 여전히 기본축이다. 그러나 그것만으로는 부족하다.

기존 AC 계통은 여전히 기본축이다. 다만 더 이상 그것만으로 충분하지 않다는 뜻이다. 장거리 송전, 해저·지중 연계, 대규모 재생에너지 수용, 수도권 초대형 부하 대응, 주민수용성과 인허가 지연까지 함께 고려하면 기존 교류망의 보강만으로는 구조적 병목을 풀기 어렵다. 그래서 다음 질문이 자연스럽게 뒤따른다. AC의 한계가 선명해지는 자리에서, 왜 HVDC가 대안으로 떠오르는가를 살펴봐야 한다.

II. 병목의 본질: 송전망 부족, 인허가 지연, 주민수용성, 수도권 재송전 문제

한국 전력망의 병목은 하나가 아니다. 발전지와 수요지의 불일치, 간선망 부족, 인허가 지연, 주민수용성, 수도권 내부 재송전망 제약이 동시에 맞물려 있다. 그래서 해법도 하나가 아니다. 송전망 병목은 기술 문제가 아니라 국가 운영의 문제다. 이 장은 그 병목을 네 갈래로 나눠 본다. 첫째는 송전망 자체의 부족이다. 둘째는 계획을 현실로 옮기지 못하게 만드는 집행 지연이다. 셋째는 주민수용성의 한계다. 넷째는 수도권 내부의 마지막 병목이다. 이 네 가지를 동시에 풀지 못하면 에너지 고속도로는 구호에 머물 수밖에 없다.

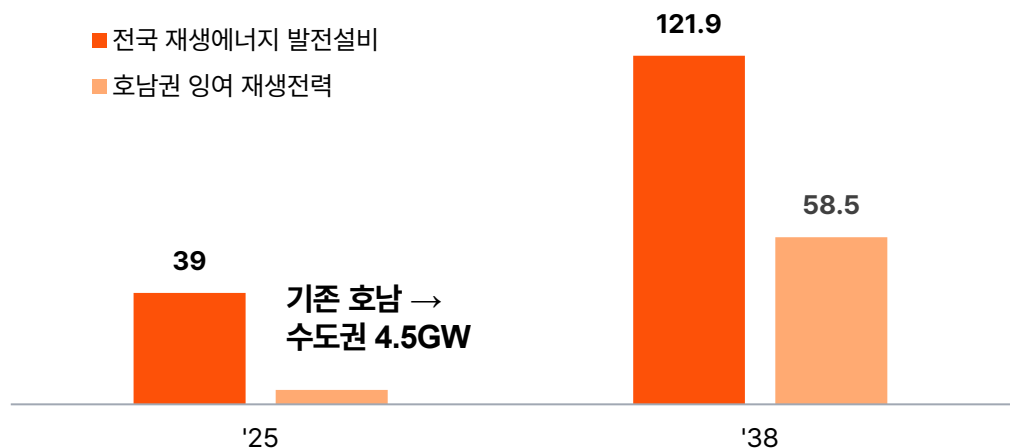
1. 송전망 부족은 발전 부족보다 더 큰 병목이다.

전기가 부족한 것이 아니다. 보내는 길이 부족한 것이다.

한국 전력시스템의 핵심 병목은 발전소 부족이 아니라 송전망 부족이다. 수도권은 반도체, 데이터센터, 첨단 제조업이 집중되며 전력수요가 빠르게 늘어나는데, 재생에너지와 대규모 발전설비는 영·호남과 동해안에 편중돼 있다. 이 전력을 수요지로 옮기는 간선망이 절대적으로 부족하다. 기존 송전선로로 호남-수도권 송전 병목이 가장 심각하다. 호남권과 수도권을 잇는 전력망이 제때 확충되지 않으면 2036년 호남권 잉여 재생전력은 58.5GW에 달한다. 병목의 본질이 얼마나 더 생산하느냐가 아니라 생산한 전기를 얼마나 멀리, 얼마나 안정적으로 보내느냐로 바뀌었다는 뜻이다.

호남권-수도권 송전 병목과 잉여 재생전력 전망

(단위: GW)



자료: KDB미래전략연구소, 삼일PwC경영연구원

이 조건에서 HVDC의 확대는 선택이 아니라 구조 전환이다. 제11차 장기 송변전설비 계획에 따르면 HVDC 송전선로는 2023년 492C-km에서 2038년 3,818C-km로, 변전설비 용량은 4,400MVA에서 55,400MVA로 확대된다. 반면 765kV AC망은 같은 기간 1,024C-km에서 1,032C-km로 사실상 정체 상태다. 장거리, 대용량, 해저, 지중, 재생에너지 연계라는 새로운 조건에서 국가 전력망의 축이 AC 단일망에서 AC-HVDC 복합망으로 이동하고 있다는 뜻이다.

11차 장기 송변전 설비 증가 계획

	송전선로(C-km)			변전소(개)			변전설비 용량(MVA)		
	'23년	'30년	'38년	'23년	'30년	'38년	'23년	'30년	'38년
765kV	1,024	1,032	1,032	8	9	9	46,110	56,110	56,110
345kV	9,994	13,134	19,284	117	154	179	146,470	193,970	228,970
154kV	24,086	31,317	37,049	775	951	1,081	160,586	187,226	204,646
HVDC	492	1,768	3,818	6	17	28	4,400	35,900	55,400
합계	35,596	47,251	61,183 (+25,587)	906	1,131	1,297 (+391)	357,566	473,206	545,126 (+187,560)

자료: 제11차 전력수급기본계획 관련 장기송변전설비계획 (2024~2038), 삼일PwC경영연구원



연도별 주요 HVDC 준공 계획

전압(kV)	지역	준공 시기	변전설비	송전선로	회선	길이(km)
500 (DC)	중부권-수도권	'24.05 완공	북당진-고덕 2단계	당진 - 평택	2	34.2
150 (DC)	제주-호남권	'24.12	제주#3HVDC	동제주-완도	-	96
120 (DC)	수도권	'24.07	양주 BTB	-	-	
500 (DC)	영동권-수도권	'26.10	동해안#1 C/S 신가평 C/S	동해안#1C/S-신가평C/S	2	230.0
500 (DC)	영동권-수도권	'27.12	동해안#2 C/S 동서울 C/S	동해안#2C/S-동서울C/S	2	280.0
500 (DC)	호남권-수도권	'31.12	새만금 C/S 서화성 C/S	새만금C/S-서화성C/S	2	220.0
500 (DC)	호남권-중부권	'36.12	신해남 C/S 당진화력 C/S	신해남C/S-당진화력C/S	2	290.0
500 (DC)	호남권-중부권	'38.12	신해남 C/S 서인천복합C/S	신해남C/S-서인천복합 C/S	2	350.0
500 (DC)	호남권-중부권	'38.12	새만금 C/S 영흥화력 C/S	새만금C/S-영흥화력C/S	2	210.0
-	중부권	'36.12	신세종개폐소 BTB	-	-	-
130 (DC)	수도권	'28.12	신부평 BTB (1단계)	-	-	-
130 (DC)	수도권	'38.12	신부평 BTB (2단계)	-	-	-

자료: 제11차 전력수급기본계획 관련 장기송변전설비계획 (2024~2038), 언론종합, 삼일PwC경영연구원

이 표가 시사하는 바는 명확하다. 한국 전력망의 문제는 총발전량이 아니라 전력 이동 능력이다. 따라서 전력정책의 초점도 발전설비 추가에서 간선망 확충으로 이동해야 한다. 전기를 생산하는 국가에서 끝나지 않고, 전기를 전달할 수 있는 국가가 되어야 한다.

2. 인허가 지연과 주민수용성은 전력망 확충의 구조적 제약이다.

전력망 확충의 병목은
기술이 아니라 시간이다.

전력망 확충의 두 번째 병목은 설비가 아니라 시간이다. 필요한 송전선로와 변전소가 제때 완공되지 못하면 계획은 숫자에 머물고 공급은 현실에서 막힌다. 국내 주요 사업의 지연 기록이 이를 입증한다. 동해안-수도권은 66개월, 북당진-신탄정은 150개월, 당진TP-신송산은 90개월, 신시흥-신송도는 66개월, 신장성 변전소는 77개월 늦어졌다. 병목의 본질이 기술 한계가 아니라 입지선정, 인허가, 주민 반대가 결합된 집행 구조에 있다는 점이 그대로 드러난다.

주요 전력망 건설 지연 사례

구분	지역	지연기간	지연사유
500kV 동해안-수도권	황성군, 홍천군, 하남시	66개월	입지선정 지연, 인허가 불허
345kV 북당진-신탄정	당진시	150개월	입지선정 지연, 인허가 불허
345kV 당진TP-신송산	당진시	90개월	입지선정 지연, 인허가 비협조
345kV 신시흥-신송도	시흥시	66개월	변전소 확장 지연, 지반 침하 우려에 따른 노선 변경 요구
345kV 신장성 S/S	장성군	77개월	변전소 위치 변경, 인허가 비협조

자료: 인천연구원

이 지연은 우발적 변수가 아니라 구조적 문제다. 전력망 사업은 사업 필요성이 분명해도 입지선정 단계에서 멈추고, 인허가 단계에서 다시 멈추며, 노선 변경 요구와 보상 갈등이 겹치면 수년씩 밀린다. 그래서 장기 송변전설비계획은 전력망 계획 그 자체와 별개로 적기 건설을 위한 추진과제를 따로 뒀다. 국가기간 전력망 적기건설, 지자체 상생협업, 사업설명회 체계 개선, 주민친화형 변전소, 전자파 이해증진 체계가 별도로 제시된 것은 기술계획만으로는 전력망이 지어지지 않는다는 현실을 반영한 것이다.

국가기간 전력망 확충 특별법은 인허가 및 간소화 특례, 보상 확대의 법적 기반을 마련했다. 동시에 99개 사업이 국가기간 전력망으로 지정됐다. 이는 전력망을 더 이상 한전 내부 과제가 아니라 국가 관리 과제로 올려놓았다는 뜻이다. 다만 법과 지정만으로는 부족하다. 실제 공정 단축이 나타나지 않으면 병목은 다시 반복된다.

전력망 특별법에 따른 99개 지정사업

구분	전체 사업수	송전		변전	
		사업수	km	사업수	km
① 국가경쟁력사업(첨단산단)	10	6	85.1	4	3,500
② 무탄소전원 연계	73	55	3,679.2	18	28,000
③ ①② 연관 사업	16	9	90.9	7	10,500
합계	99	70	3,855.2	29	42,000

자료: 인천연구원, 삼일PwC경영연구원

3. 주민수용성은 보상만으로 풀리지 않는다.

**전력망 갈등의 본질은
공사비가 아니라
신뢰비용이다.**

송전망 갈등의 본질은 공사비가 아니라 신뢰비용이다. 전력망은 국가적으로 필요하지만 지역 주민에게는 건강·안전 우려, 재산권 침해, 절차적 불신이 먼저 체감된다. 그래서 인허가를 줄이고 보상을 늘린다고 해서 갈등이 자동으로 해소되지는 않는다. 주민수용성은 보상 규모만이 아니라 사업 초기 설명, 노선 대안의 제시, 절차의 공정성, 피해 최소화 설계가 함께 갖춰질 때 확보된다. 송전망 건설에 따른 주민수용성 문제를 풀기 위해서는 충분한 의견수렴과 협의과정, 그리고 비용요소를 종합적으로 고려한 접근이 필요하다.

국가기간 전력망 확충 특별법의 주민보상·지원 특례

구분	주요 내용	관련 조항
입지·인허가 특례	입지선정위원회 운영 기간 단축 또는 생략	제14조
	환경영향평가·재해영향평가 적용 특례	제15·16조
	부대공사 신속 처리 특례	제17조
주민수용성 확보	토지 취득·사용 시 보상액 가산 지급 가능	제21조 제1항
	송전선로 설치로 개발사업구역에 편입된 토지에 대해 토지매수 청구권 부여	제21조 제3항
	「송·변전설비 주변지역 보상법」에도 불구하고 특별 보상·지원 가능	제22조
국가 재정 지원 근거	개발사업 비용 전부 또는 일부 지원 가능	제25조
	지자체가 추진하는 가공전선로 지중이설 사업 등 지원 가능	제24조

자료: 인천연구원, 삼일PwC경영연구원

이 문제는 인천과 수도권 서부 사례에서 확인 가능하다. 송도의 초고압선 매설, 부평-광명 구간 지중 송전선로, 신송도변전소와 신시흥변전소를 잇는 송전선로 문제는 모두 같은 현실을 보여준다. 특히 신송도변전소는 인천 해상풍력과 수도권 전력공급의 핵심 접점인데도, 시흥 지역 주민 반대와 도로 점용·굴착 불허로 사업 추진에 난항을 겪었다. 결국 소송과 우회안 협의 끝에 공사가 다시 움직였다. 주민수용성은 외곽 이슈가 아니라 핵심 설계변수라는 뜻이다.

해외는 이미 이 문제를 보상금이 아니라 지역편익 패키지로 다루고 있다. 독일은 송전선로 경유지에 km당 최대 4만 유로 수준의 보상 규정을 두고 지중화를 병행했고, 영국은 지역 펀드 조성고 고용 지원을 결합했다. 캐나다는 녹색경제기금과 장기 지방세수 증가 효과를 함께 제시했다. 핵심은 주민을 피해자가 아니라 수혜자로 바꾸는 설계다. 한국도 특별법에 근거를 넣는 데서 그칠 것이 아니라, 사전 협의, 지역 기금, 선택적 지중화, 공동건설, 전자파 검증을 하나의 주민수용성 패키지화 하는 것이 검토될 필요가 있다.

주요국의 송전망 주민지원 방식 비교

국가	주요 프로젝트	송전망 개요	주민지원·갈등 완화 방식
독일	SuedLink	약 700km HVDC (완공 목표 '28)	<ul style="list-style-type: none"> 송전선로 경유지에 km당 최대 4만 유로 보상 전 구간 지중화(지하 매설) 지중 HVDC 송전망 구축 경유지 보상 규정 동일 적용
	SuedOstLink	약 540km HVDC (완공 목표 '30)	
영국	EGL1	190km 해저 HVDC 2GW, '29 완공	<ul style="list-style-type: none"> 해저 송전망 구축으로 숲·농지·산림 회피·지역경제 활성화·고용 지원 펀드(1천만 파운드) 조성
	EGL2	436km 해저 HVDC 2GW, '29 완공	
캐나다	CHPE	약 545km HVDC 1,250MW, '26 완공	<ul style="list-style-type: none"> 경유지 저소득·소외지역 지원 녹색경제기금 4,000만 달러 경유 지방정부 25년간 14억 달러 세수 증가 전망
중국	서전동송 프로젝트	누적 약 4만km 송전망	<ul style="list-style-type: none"> 서부 지역 누적 경제효과 1,600억 위안, 고용 6만 명

자료: KDB미래전략연구소, 삼일PwC경영연구원

4. 수도권 재송전망이 열리지 않으면 에너지 고속도로는 반쪽이다.

종점까지 온 전기도
마지막 구간에서 막힌다.

에너지 고속도로의 진짜 병목은 종점 이후에서 발생한다. 전남과 새만금의 재생전력이 서해안 HVDC를 타고 인천까지 들어오는 것만으로는 문제가 풀리지 않는다. 그 전기를 다시 수도권 부하 중심지로 보내는 재송전망이 열려야 고속도로가 완성된다. 인천은 종점이 아니라 관문이다. 관문이 막히면 해저 본선에 투입한 막대한 비용도 제 기능을 하지 못한다. 서해안 에너지 고속도로를 통해 지방의 대규모 재생에너지 전력이 인천 전력계통에 유입되면, 기존 계통망 용량을 넘는 순간 추가 송전망 건설이나 강화가 불가피하다.

인천광역시 및 인근지역
송전망 및 변전소



자료: 인천연구원

인천 지역 전력계통영향평가 검토 결과(2024.6~2025.9)

지역	업종	전압(kV)	용량(MW)	사용시기	결과
계양구	데이터센터	154	80	'29	불가
남동구	데이터센터	22.9	20	'28	불가
	데이터센터	22.9	40	'29	불가
	데이터센터	22.9	40	'28	불가
	데이터센터	22.9	40	'29	불가
	AI연구센터	154	60	'30	불가
	데이터센터	154	60	'28	불가
동구	데이터센터	154	80	'27	불가
서구	노인복지시설	22.9	11.75	'28	불가
	업무시설	22.9	13	'29	불가
	지식산업센터	22.9	24	'28	불가
	데이터센터	22.9	20	'29	불가
	데이터센터	22.9	40	'29	불가
	데이터센터	22.9	30	'29	불가
	데이터센터	22.9	20	'29	불가
	데이터센터	154	70	'27	불가
	데이터센터	154	80	'29	불가
	데이터센터	154	40	'29	불가
	데이터센터	154	40	'28	불가
	지식산업센터	22.9	40	'29	불가
연수구	데이터센터	22.9	40	'29	불가
	데이터센터	154	130	'29	불가
중구	데이터센터	22.9	40	'30	불가
	데이터센터	22.9	40	'32	불가

자료: 인천연구원, 삼일PwC경영연구원

인천의 상황은 수도권 전체에 대한 경고이기도 하다. 인천은 단지 서해안 본선의 끝이 아니라, 송도 바이오, 데이터센터, 항만물류, 인천공항 배후산업과 연결되는 대형 수요지다. 여기서 병목이 생기면 수도권 외곽 산업축 전체가 영향을 받는다. 그래서 에너지 고속도로의 마지막 구간은 해저선로가 아니라, 도시 내부 변전망과 수도권 후단망이다. 본선을 깔고도 산업이 못 들어오는 상황을 막으려면, 중점 변전소와 내부 수전망을 본선과 동급으로 봐야 한다.

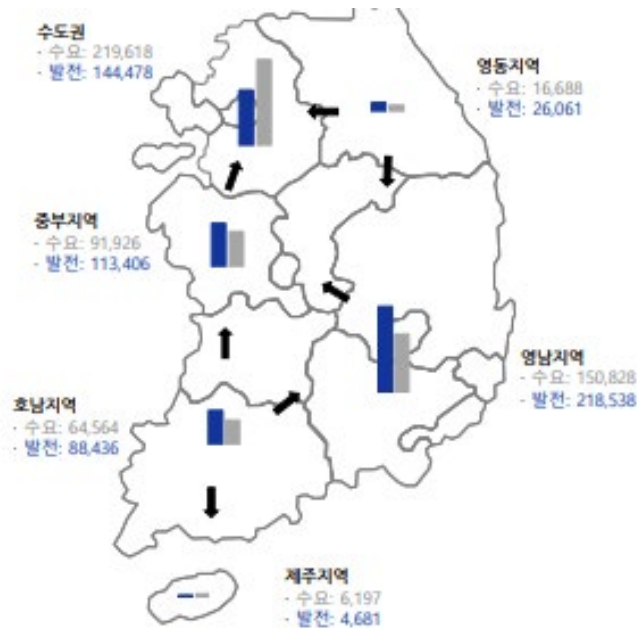
신부평 BTB와 같은 장치는 이런 맥락에서 중요하다. 인천-경기 154kV 계통의 위상과 전압을 제어하고 병목을 완화하는 기능은 단순 보조 기능이 아니다. 서해안 HVDC가 대규모 전력을 끌어오는 간선이라면, 신부평 BTB와 후단망은 그 전력을 수도권 내부에서 쓸 수 있는 전기로 바꾸는 최종 연결 장치다. 에너지 고속도로는 종점에서 다시 시작된다는 말은 이 구조를 두고 하는 말이다.

5. 수도권 전력수요 급증과 첨단산업 집적

수요는 수도권에 몰리고,
전력은 수도권 밖에서
만들어진다.

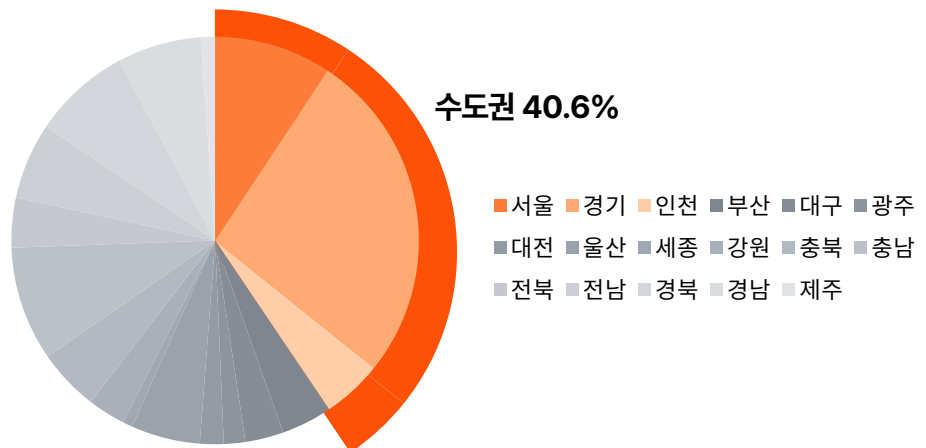
수도권 전력문제의 핵심은 전기가 없다는 데 있지 않다. 전기가 필요한 곳과 만들어지는 곳이 다르다는 데 있다. 2025년 기준, 서울의 전력자급률은 약 7%에 머문다. 반면 충남과 강원은 150%를 웃도는 수준이다. 전력 판매량도 수도권 쓸림이 뚜렷하다. 서울 51.1TWh, 인천 26.3TWh, 경기 145.3TWh로 수도권 합계는 222.8TWh에 이른다. 전국 전력 판매량 549.4TWh 가운데 수도권 비중은 40.6%에 달한다. 전년 219.6TWh와 비교하면 수도권 판매전력량은 1.4% 늘었다. 전체 수요가 정체된 가운데 수도권 집중은 더 짙어진 셈이다.

지역별 전력 자급률



자료: 전력거래소, 삼일PwC 경영연구원

2025년 연간 지역별 판매전력량 중 수도권 비중



자료: 전력통계속보

수도권 수요 집중을 가장 상징적으로 보여주는 곳이 용인 반도체 클러스터다. 특화단지 기준으로 용인·평택의 필요전력은 약 5GW다. 이미 단일 산업거점으로는 이례적인 규모다. 더 중요한 것은 장기 방향이다. 2053년까지 용인 반도체 클러스터에 10GW 이상의 전력을 적기에 공급해야 한다. 수도권 특정 거점에 이 정도 부하가 응축된다는 것은 단순한 수요 증가가 아니다. 전력계통의 중심축이 첨단산업 축으로 다시 이동하고 있다는 뜻이다.

용인 반도체 클러스터 전력공급 인프라 확충 방향

	단계	기간	세부 공급계획
국가산단	1단계	'30 ~ '38	<ul style="list-style-type: none"> • 동서·남부·서부발전에 각 1GW 규모 LNG 발전소 건설('27.12 착공) • 청정수소 혼소 설계를 통해 친환경 기반 구축
	2단계	'39 ~ '43	<ul style="list-style-type: none"> • 추가 전력공급을 위해 내륙교통 송전선로 1개 신설(북천안~용인) • 기존 변전소 계통 설비 보강 등 추진
	3단계	'44 ~ '53	<ul style="list-style-type: none"> • 11차 송변전설비계획('25.상반기) 이후 보강되는 전력 계통망 및 전력기술의 발전 등을 종합 고려하여 다양한 대안 검토
일반산단	1단계	'27 ~ '38	<ul style="list-style-type: none"> • 동용인 변전소 신설 및 신안성-동용인 선로 구축
	2단계	'39 ~ '50	<ul style="list-style-type: none"> • 장거리 송전선로(신원주 → 용인) 연결 및 산단 내 변전소 신설

자료: 제11차 전력수급기본계획, 삼일PwC 경영연구원

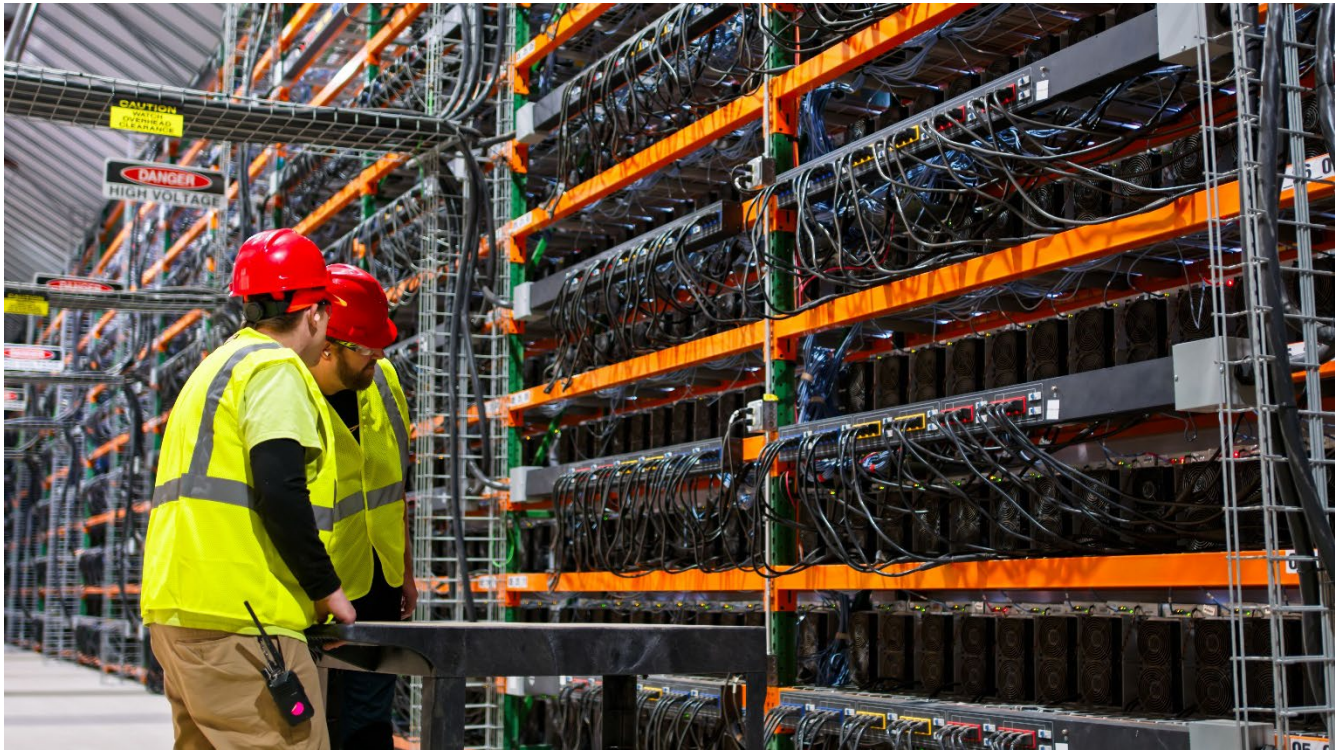
재생에너지 확대는 수도권 병목을 더 선명하게 만든다.

공급 측면의 방향도 분명하다. 재생에너지 생산지는 영·호남과 해안권으로 더 강하게 쏠린다. 그런데 기존 송전선로로 호남권에서 수도권으로 보낼 수 있는 전력은 4.5GW에 불과하다. 전국 재생에너지 설비는 2025년 39GW에서 2038년 121.9GW로 확대된다. 호남권-수도권 기존 송전용량은 향후 잉여전력 규모 대비 절대적으로 부족하다. 병목이 해소되지 않으면 대규모 출력제한 비용이 반복된다.

재생에너지 설비 확대 전망



자료: 제11차 전력수급기본계획, 삼일PwC 경영연구원

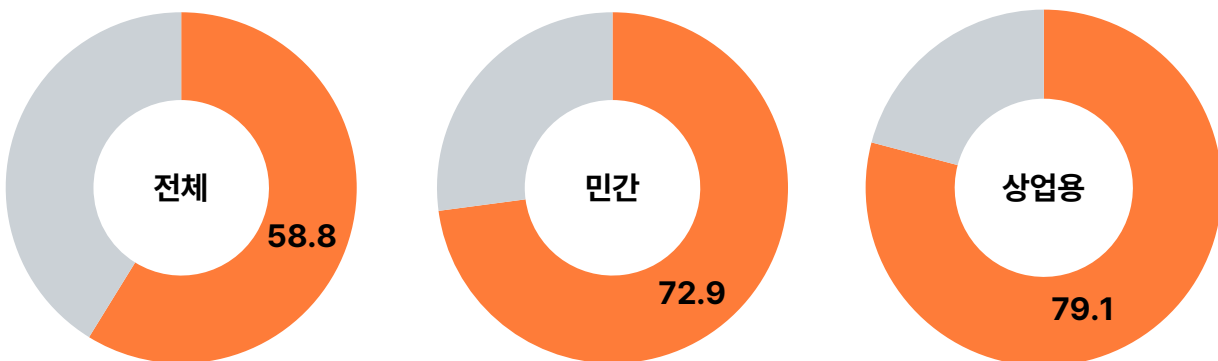


**데이터센터는 수도권
전력망 부담을 더 무겁게
만든다.**

데이터센터의 입지 편중도도 가볍지 않다. 상면 면적 500m² 이상 국내 데이터센터의 58.8%가 수도권에 몰려 있다. 민간 데이터센터만 보면 수도권 비중은 72.9%로 높아지고, 상업용 데이터센터로 좁히면 79.1%에 이른다. 전체 평균보다 실제 시장형 수요가 수도권에 더 강하게 집중돼 있다는 뜻이다. 반도체와 데이터센터가 같은 권역에 겹쳐 들어설수록 수도권 전력망은 수요 집중과 혼잡의 이중 압력을 받게 된다.

국내 데이터센터 수도권 집중도

(단위: %)



자료: KDCC, 삼일PwC경영연구원

III. 왜 지금 HVDC인가: 직류 전환의 필연

HVDC는 새로운 유행이 아니다. 달라진 전력지형이 요구한 해법이다.

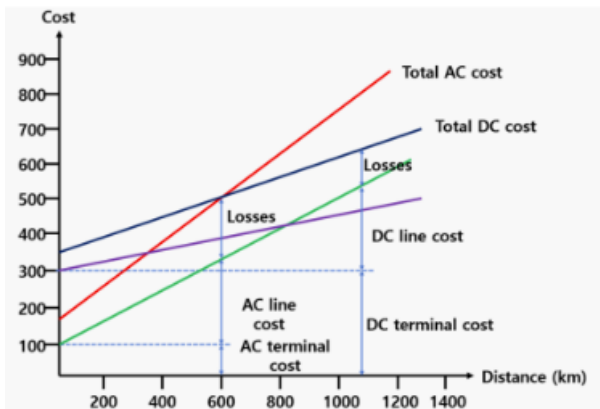
HVDC는 교류망을 대체하기 위해 갑자기 등장한 기술이 아니다. 교류망이 잘 작동하던 시대의 전제조건이 바뀌면서 전면으로 올라온 기술이다. 과거의 전력계통은 대규모 발전소에서 생산한 전기를 비교적 예측 가능한 수요지로 보내는 구조였다. 지금은 다르다.

재생에너지는 해안과 외곽으로 이동했고, 수요는 수도권과 첨단산업단지로 몰렸으며, 데이터센터와 반도체 같은 고신뢰 부하가 급증했다. 이 변화 위에서 정부는 HVDC 기반 에너지 고속도로를 국정과제로 올렸고, 장기 송변전설비계획은 국내 HVDC 선로를 2023년 492C-km에서 2038년 3,818C-km로, 변전설비 용량을 4.4GW에서 55.4GW로 확대하는 방안을 제시했다.

HVDC의 출발점은 거리다. 멀어질수록 AC의 약점이 커진다.

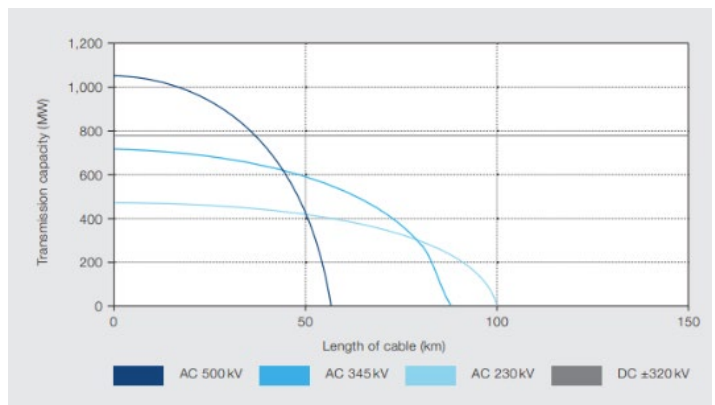
HVDC가 주목받는 첫 번째 이유는 장거리 수송 효율이다. 교류는 멀어질수록 무효전력 부담이 커지고, 해저·지중 구간에서는 그 한계가 더 빨리 드러난다. 고압 AC 해저 케이블의 실용 길이가 대체로 50~100km 수준으로 제시되는 이유가 여기에 있다. 반면 HVDC는 장거리에서 손실이 더 낮고, 해저·지중 구간에 유리하다. 경제성 분기점은 전압 수준과 노선 조건, 변환소 비용에 따라 달라지지만, 일반적으로 해저는 약 50km 이상, 장거리 가공선은 수백km 이상에서 HVDC의 강점이 부각된다. 핵심은 숫자 하나가 아니다. 생산지와 수요지가 멀어질수록 AC보다 DC가 유리해지는 구조가 분명해졌다는 점이다.

HVDC의 손익분기점



자료: Technology Brief E12, IEA, 에너지경제연구원

Transmission capacity of AC and DC with cables

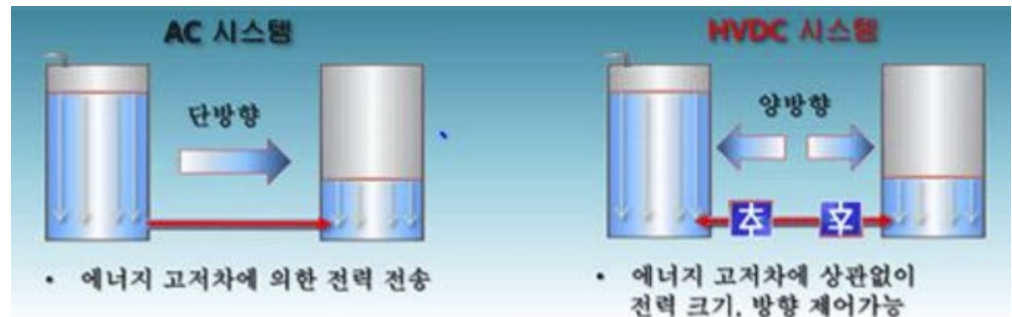


자료: ABB

HVDC의 진짜 힘은 전기를 보내는 것이 아니라 전기의 흐름을 다루는 데 있다.

HVDC가 중요한 두 번째 이유는 제어 가능성이다. 교류 전력은 전력 전달 시 부담이 낮은 경로를 따라 자연스럽게 흐른다. 평상시에는 이것이 효율적일 수 있지만, 발전과 수요가 빠르게 바뀌는 계통에서는 오히려 혼잡을 키운다. HVDC는 전력의 크기와 방향을 정밀하게 제어할 수 있고, 비동기 계통도 연결할 수 있다. 사고 시 계통을 분리해 파급을 줄이는 '방화벽' 역할도 가능하다. 결국 산업이 요구하는 것은 발전량 자체가 아니라, 필요한 곳에 필요한 전력을 안정적으로 보내는 능력이다. 이 점에서 HVDC는 단순한 송전선이 아니라 계통운영 기술에 가깝다.

HVDC 시스템의 융통 전력량 제어 가능 및 계통안정도 향상



자료: KAPES

재생에너지와 해상풍력 확대는 HVDC의 필요를 더 빠르게 키운다.

재생에너지 확대는 HVDC를 더 필요한 기술로 만든다. 풍력과 태양광은 입지상 외곽과 해상으로 갈 수밖에 없고, 출력 변동성도 크다. 특히 해상풍력은 장거리 해저 송전과 무효전력 보상 문제 때문에 기존 AC 방식으로는 제약이 크다. 그래서 최근 HVDC 사업은 전압형(VSC) 방식으로 중심이 이동하고 있다. 전압형 HVDC는 해저·지중 케이블 사용에 유리하고, 전력의 흐름을 양방향으로 자유롭게 조절할 수 있다. 또한 전력이 완전히 끊긴 상태에서도 계통을 다시 가동할 수 있는 기능을 갖추고 있으며, 전압을 안정적으로 유지하는 데 필요한 전력 조절도 가능하다. 이러한 특성 때문에 계통이 약하거나 여러 지점이 연결된 구조에서도 적용성이 높다. 유럽이 해상풍력과 국가 간 전력 연계망을 확대하는 과정에서 전압형 HVDC를 주력 기술로 채택해 온 것도 이러한 장점 때문이다. HVDC의 필요성은 특정 기술을 선호해서라기보다, 재생에너지 확대 등 전원구성이 변화하면서 자연스럽게 요구된 결과라고 볼 수 있다.

위에서 언급했듯이, HVDC가 장거리 전송 및 제어 측면에서 뚜렷한 강점을 가지고 있다. 그러나 변환소 중심의 높은 초기 투자비와 복잡한 운영구조, 글로벌 시장의 과점 구조라는 제약도 함께 고려할 필요가 있다. 특히 변환소 중심의 높은 초기 투자비는 초기 구축 부담을 크게 만들고, 복잡한 제어·운영 구조는 계통 운영 리스크 관리 부담으로 이어질 수 있다. 또한 글로벌 시장이 소수 기업 중심의 과점 구조를 보이고 있어, 기술 확보 및 비용 경쟁력 확보 측면에서 정책적·산업적 대응이 필요하다.

2. 에너지 고속도로와 기존 AC 전력망의 차이

배전은 AC가 맞고,
기간망은 HVDC가
맞는다.

기존 전력망의 표준은 AC였다. 변압이 쉽고 지역 내 배전에 효율적이었기 때문이다. 그러나 지금은 장거리·대용량·해저·지중·재생에너지 연계가 동시에 요구된다. 이 조건에서는 AC와 HVDC의 역할을 분리해 봐야 한다. 지역 내 배전과 기존 계통의 기본축은 여전히 AC가 맞지만, 장거리·대용량 기간망은 HVDC가 맞는 구조로 전환돼야 한다.

일반적으로 HVDC의 우위가 부각되는 임계 거리는 적용 조건에 따라 다르다. 철탑을 이용한 장거리 송전에서는 대체로 600km 이상, 지중 구간에서는 약 64km 이상, 해저 구간에서는 약 50km 이상부터 HVDC의 강점이 본격적으로 부각된다.

HVDC와 HVAC 특징 비교

특징	HVDC	HVAC
송전 효율	장거리에서 에너지 손실이 더 적음	장거리 송전 시 에너지 손실이 더 큼
거리 적합성	지상 600km 이상 또는 지하 64km 이상에 가장 효율적	600km 미만 거리 송전에 적합
전력 전달 용량	도체당 전력 전달 용량이 더 높음	장거리에서는 도체당 전력 전달 용량 감소
전력망 연계성	비동기 전력망 연결 가능	동기화된 전력망만 연결 가능
비용	변환소 비용은 높으나 장거리 송전선 비용은 낮음	변환소 비용은 낮으나 송전선 비용은 높음
해저·지중 적합성	해저·지중 케이블에 매우 적합	해저·지중 송전에서 효율이 떨어짐
전압 안정성	무효전력 손실 없이 안정적 전압	장거리에서는 전압 강하 발생
운영 유연성	전력 흐름과 방향을 정밀하게 제어 가능	특수 장치 사용 시에만 전력 흐름 제어 가능
설비 면적	더 좁은 설비 면적 가능	더 넓은 설비 면적 필요
유지보수	변환소가 복잡해 유지관리 비용이 높음	유지관리 비용이 상대적으로 낮음
활용 분야	장거리 송전, 해상 풍력, 전력망 연계에 최적	단거리~중거리, 지역 분배에 적합
전자파 간섭·신재생 연계성	인근 통신선과의 전자파 간섭(EMI)이 적음	인근 통신선과의 전자파 간섭(EMI)이 더 큼
환경 영향	인프라(설비) 면적이 적고 송전선 개수가 적게 필요	인프라(설비) 면적이 넓고 송전선 개수가 더 많이 필요

자료: Atlantic Council, 삼일PwC 경영연구원

경제성만이 전부는 아니다. HVDC는 장거리에서 손실이 낮고, 전력의 흐름과 방향을 제어할 수 있으며, 서로 다른 주파수 또는 비동기 계통을 연결할 수 있다. 해저·지중 구간에 유리하고, 동일 면적에서 더 많은 전력을 보낼 수 있으며, 고신뢰 산업 부하 대응에도 강점을 가진다. 결국 에너지 고속도로가 HVDC를 택하는 이유는 단순히 '멀리 보내기 때문'이 아니라, '장거리·대용량·제어 가능성·해저 적합성'이 동시에 필요하기 때문이다.

3. 에너지 고속도로의 핵심 기술: VSC-HVDC와 시스템 구성 요소

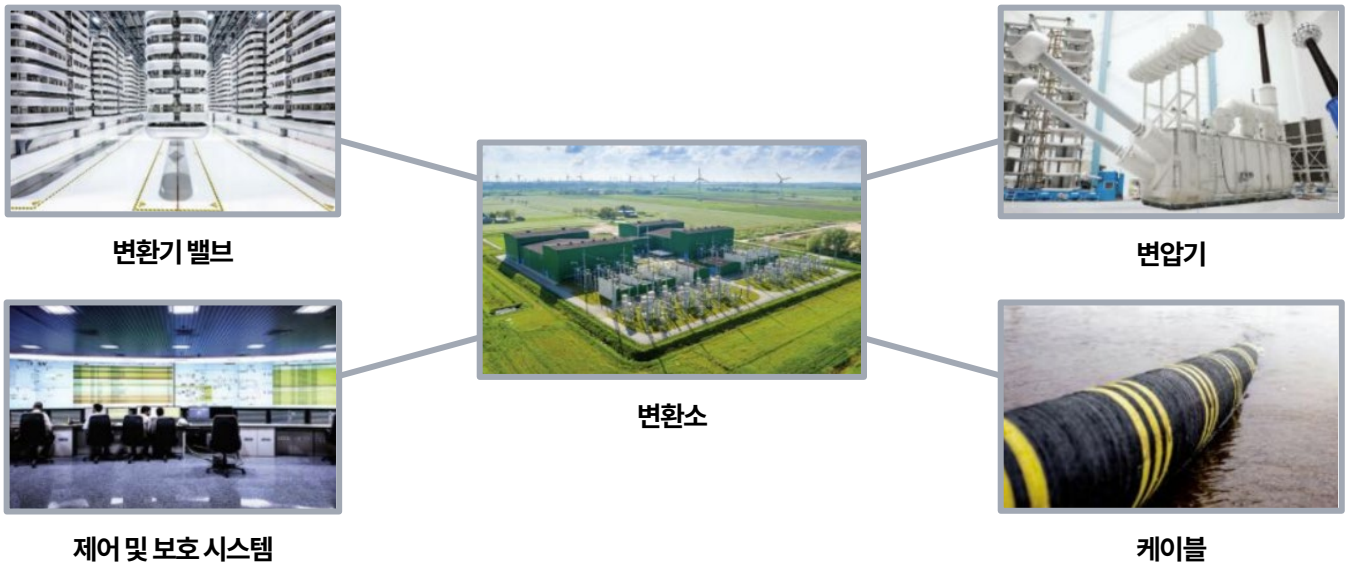
선로보다 먼저 봐야 할 것은 변환과 제어다.

전류형은 아주 많은 전기를 먼 거리까지 보내는 데 유리하고, 전력 손실도 적은 편이다. 하지만 연결되는 기존 전력망이 충분히 튼튼해야 하고, 별도의 보조 설비가 필요하다. 또 정전이 났을 때 스스로 전력을 다시 공급하는 기능, 즉 블랙스타트가 어렵다는 한계가 있다.

반면 전압형은 상대적으로 약한 전력망에도 연결할 수 있고, 전기를 보내는 방향을 더 자유롭게 바꿀 수 있다. 또한 전력망을 안정적으로 유지하는 데 필요한 기능을 스스로 조절할 수 있으며, 정전 이후 전력망을 다시 살리는 기능도 가능하다.

특히 해상풍력이나 태양광처럼 발전량이 날씨에 따라 자주 변하는 재생에너지를 연결하려면 전력망이 유연해야 한다. 또 여러 지역과 발전원을 하나의 망으로 연결하려면 확장성도 중요하다. 이런 점을 고려하면, 한국형 에너지 고속도로의 핵심 기술은 결국 전압형 HVDC가 될 가능성이 크다.

HVDC 핵심 구성 요소



자료: Global Transmission Report, 삼일PwC경영연구원

4. 한국형 에너지 고속도로의 정책 · 산업적 파급효과

전력망 정책의 중요성이 높아지고 있다

에너지 고속도로는 단순한 선로 구축 사업을 넘어, 전력정책 · 산업정책 · 지역정책이 함께 맞물리는 인프라 투자로 볼 수 있다.

첫째, 전력망의 정책적 중요성이 높아지고 있다. 재생에너지 확대, 전력 수요 증가, 계통 안정성 확보가 동시에 요구되면서 전력망은 국가 핵심 인프라로서의 성격이 강화되고 있다.

둘째, 관련 산업 수요의 확대가 예상된다. 같은 기간 HVDC 선로 길이는 492c-km에서 3,818c-km로, 변전소는 6개에서 28개로, 변전설비 용량은 4,400MVA에서 55,400MVA로 증가할 전망이다. 이는 기자재, 시공, 운영 · 유지보수, 엔지니어링 등 관련 밸류체인 전반의 수요 확대와 연결될 수 있다.

셋째, HVDC의 산업화 가능성도 주목할 필요가 있다. HVDC는 국내 전력망 확충을 위한 설비에 그치지 않고, 2GW급 상용화, 시험 · 인증 체계, 공급망 구축, 실증 경험 등이 축적될 경우 향후 수출 산업의 기반으로 발전할 가능성이 있다.

넷째, 지역경제 측면에서도 변화가 예상된다. 전력이 풍부한 지역은 발전 중심 지역에서 전력 기반 산업 입지로 역할이 확대될 수 있다. 또한 송전망 경유 지역에 대해서는 단순한 통과 지역이 아니라, 인프라 편익과 비용을 함께 고려한 지역 상생 구조를 검토할 필요가 있다.

HVDC 산업육성전략 비전 · 목표 · 4대 전략

비전		HVDC 기술 Global Top 3로 도약	
목표	HVDC 1.0	기초기술 확보 (약 200MW급)	~'24년
	HVDC 2.0	대용량 · 상용화 기술 국산화 (GW급) Global Top 5	~'30년
	HVDC 3.0	직류/교류 복합전력망 본격 구축 + 수출 산업화 Global Top 3	'31년~
4대 전략/ 8대 세부과제	핵심기술 확보	대용량 HVDC 핵심기술 국산화	<ul style="list-style-type: none"> 핵심기술 개발 및 실 전력망 연계를 통한 실증
	산업인프라 구축	산업인프라 구축	<ul style="list-style-type: none"> 국내 공급망 확충 산업육성 기반 구축
	수출 산업화 지원	수출 산업화 지원	<ul style="list-style-type: none"> System 및 기자재 분야 수출전략 해외진출 기반 마련
	거버넌스 구축	산업 활성화 거버넌스 구축	<ul style="list-style-type: none"> HVDC 포럼 개편 HVDC 제도 점검

자료: 기후에너지환경부, 삼일PwC경영연구원

에너지 고속도로 및 탄소중립 관련 정책 추진 타임라인

과제명	'25	'26	'27	'28	'29	'30	주관
① 에너지 고속도로 신축 구축 및 기후테크 산업 육성							
- 서해안 및 U자형 전력망 구축			●	●	●	●	산업부·해수부·재경부
- HVDC 핵심기술개발	●	●	●				산업부
- AI 기반 차세대 전력계통운영시스템 개발		●	●	●	●	●	산업부·과기정통부
- ESS 중앙제어시장 및 VPP 제도 설계	●	●	●	●	●		산업부
- 지역별 요금 설계안 마련	●	●					산업부·지자체
② 재생에너지 중심 에너지 대전환							
- 제6차 신재생기본계획 수립	●						산업부·환경부
- 재생에너지 보급 제도 개편	●	●					산업부
- 햇빛·바람·바이오 확대 및 에너지 자립마을 조성	●	●	●	●	●	●	산업부·농식품부·해수부
- 해상풍력 설치 전 건조·전용항만 설치		●	●	●	●	●	산업부·해수부
- RE100 산단 특별법 제정	●	●					산업부·국토부·교육부·기후부
③ 온실가스 감축 및 탄소중립 실현							
- 2035 NDC 계획 수립	●						기후부·국조실
- 기후대응기금 확대·개편	●	●	●	●	●	●	기획처·재경부
- 탄소중립실현법 제정	●	●					기후부·산업부
- 전환금융 가이드라인 마련 및 착수	●	●					금융위·재경부·기후부·산업부
- 기축건물 그린리모델링 활성화	●	●	●	●	●	●	국토부
- 탈플라스틱 순환경제 생태계 조성	●	●	●	●			기후부·산업부
④ 국가 기후적응 역량 강화 및 정의로운 전환							
- 강력한 국가 기후적응 컨트롤타워 구축		●	●				기후부·기상청
- 기후위기에 대비한 국가 인프라 대전환		●	●	●	●		기후부·행안부·국토부·해수부
- 사회·경제 전 분야의 기후적응 역량 강화		●	●	●	●		산업부·농식품부·고용부·금융위·질병청
- 정의로운 전환 특구 지정·운영		●	●	●	●		고용부·산업부

자료: 국정기획위원회, 삼일PwC경영연구원

V. 서해안 1단계에서 U자형 전국망까지

1. 서해안 1단계: 해남·새만금의 재생에너지를 수도권으로 잇는 첫 번째 축

서해안이 출발점이다. 전력은 서남권에 몰려 있고 수요는 수도권에 몰려 있다.

서해안 1단계는 한국형 에너지 고속도로의 첫 삽이다. 가장 큰 발전지-수요지 미스매치를 가장 먼저 푸는 축이기 때문이다.

서해안이 먼저인 이유는 명확하다. 재생에너지는 서남권과 새만금에 몰려 있고, 전력을 가장 절실하게 필요로 하는 곳은 수도권과 대형 산업단지다. 가장 큰 병목을 가장 먼저 풀어야 한다. 그래서 서해안이 출발점이 된다.

서해안 1단계는 두 개 노선으로 제시된다. 하나는 신해남~태안~서인천 430km, 다른 하나는 새만금~태안~영흥 190km다. 합치면 620km다. 이 숫자는 국민에게 보여주는 정치적·개념적 지도다. 서남권의 재생에너지를 태안을 거쳐 인천과 수도권으로 끌어올리는 큰 방향이 여기에 담겨 있다.

서해안 1단계 개념 구상과 실행 구간 비교



	구성 구간	길이		이송 용량		준공 목표	사업비 추정	
			총					
초기 개념도 (2축 구조)	신해남-태안-서인천	430km	총 620 km	8GW		-	7.9조원	
	새만금-태안-영흥	190km						
실무 계획 (4구간 분리)	새만금-서화성 (서해안 해저 에너지고속도로 1단계)	220km	총 1,070 km	2GW	8GW	'30.12	2.8조원	약 11조 원
	신해남-당진화력	290km		2GW		'36.12		
	신해남-서인천복합	350km		2GW		'38.12	-	
	새만금-영흥화력	210km		2GW		'38.12		

자료: 기후에너지환경부, 한국전력공사, 메리츠증권 정리, 삼일PwC경영연구원

서해안 1단계 사업은 단순한 송전선로 구축이 아니라, 2GW 단위의 모듈형 송전 축선을 단계적으로 연결해 8GW급 서해안 기간망을 조성하는 첫 단계로 볼 수 있다. 대규모 단일 사업 방식은 인허가, 주민수용성, 자금조달, 기자재 납기 등에서 부담이 커질 수 있는 반면, 단계별 추진 방식은 선행 구간의 기술·시공·운영 경험을 후속 구간에 반영할 수 있다는 장점이 있다.

첫 적용 구간은 새만금~서화성 220km, 2GW 구간이다. 해당 구간은 전압형 VSC 기반 HVDC의 대표 실증 선로로 추진되고 있으며, 준공 목표는 2031년 12월에서 2030년 12월로 앞당기는 방향이 제시됐다. 총사업비는 약 2.8조 원이다.

이 사업은 국내 전압형 HVDC 기술 실증, 공급망 형성, 후속 구간의 표준 마련 측면에서 의미가 있다. 선행 구간의 추진 성과는 향후 서해안 HVDC 기간망 전체의 실행 가능성과 확장 속도에 중요한 참고 사례가 될 것으로 보인다.

국내 HVDC 사업 현황

구분	사업명	준공 시기	용량	전압	선로 길이	변환 기술	제작사
1	해남-제주(#1)	'98 (완료)	0.3 GW	180 kV	101 km	전류형	GE
2	진도-서제주(#2)	'13 (완료)	0.4 GW	250 kV	113 km	전류형	GE
3	완도-동제주(#3)	'24 (완료)	0.2 GW	150 kV	96 km	전압형	히타치
4	북당진-고덕 (1단계)	'20 (완료)	1.5 GW	500 kV	34 km	전류형	GE
5	북당진-고덕 (2단계)	'24 (완료)	1.5 GW	500 kV	34 km	전류형	GE
6	양주 BTB	'24 (완료)	0.2 GW	120 kV	-	전압형	효성
7	신부평 BTB (1단계)	'28.12 (건설중)	0.5 GW	130 kV	-	전압형	GE
8	신부평 BTB (2단계)	'38.12 (계획중)	0.5 GW	130 kV	-	전압형	미정
9	신세종 개폐소 BTB	'36.12 (계획중)	0.5 GW	미정	-	전압형	미정
10	동해안-신가평 (EP 1단계)	'26.10 (건설중)	4 GW	500 kV	230 km	전류형	GE
11	동해안-동서울 (EP 2단계)	'27.12 (건설중)	4 GW	500 kV	280 km	전류형	GE
12	새만금-서화성	'30.12 (계획중)	2 GW	500 kV	220 km	전압형	미정
13	신해남-당진화력	'36.12 (계획중)	2 GW	500 kV	290 km	전압형	미정
14	새만금-영흥화력	'38.12 (계획중)	2 GW	500 kV	210 km	전압형	미정
15	신해남-서인천복합	'38.12 (계획중)	2 GW	500 kV	350 km	전압형	미정

자료: 기후에너지환경부

2. 서해안을 넘어 남·동해안으로: U자형 전국망의 완성 논리

서해안만으로는
부족하다. U자형이 돼야
비로소 한국 전력망이
된다.

서해안 1단계가 출발점인 것은 맞다. 그러나 서해안만으로 한국형 에너지 고속도로가 완성되는 것은 아니다. 한국의 발전원은 서해안에만 몰려 있지 않다. 서남권에는 태양광과 해상풍력 잠재력이 크고, 동해안에는 원전과 화력 등 대규모 기저전원이 몰려 있으며, 남해안은 해상풍력과 산업벨트가 맞물린다. 이처럼 발전원은 해안선을 따라 흩어져 있고, 수요는 수도권과 주요 산업지에 몰려 있다. 이 구조를 풀려면 서해안 축 하나로는 부족하다. 결국 서·남·동해안을 감싸는 U자형 전국망으로 가야 한다. 그래야 흩어진 전원이 하나의 국가 전력시장으로 묶인다.

정부 구상도 같은 방향이다. 2030년대에는 620km 서해안 에너지 고속도로를 우선 구축하고, 2040년대에는 서·남·동해안을 잇는 한반도 U자형 에너지 고속도로를 완성한다는 구상이다. 목적도 분명하다. 서·남·동해안의 태양광·풍력 전력을 전국의 산업단지와 데이터센터로 안정적으로 공급하겠다는 것이다. 다시 말해 U자형 전국망은 전기를 많이 만드는 지역과 전기를 많이 쓰는 지역을 한 선으로 잇는 사업이 아니다. 세 개의 해안 축을 하나의 전국망으로 묶어, 전력의 흐름 자체를 다시 짜는 사업이다.

U자 에너지 고속도로 계획

구분	구간	길이	이송 용량	총투자비	준공 목표
기존 계획	서해안 해저 HVDC	1,070km	8GW	약 11조원	'38년 (앞당김 가능성)
	새만금-서화성	220km	2GW		'31년
	신해남-당진화력	290km	2GW		'36년
	신해남-서인천	350km	2GW		'38년
	새만금-영흥화력	210km	2GW		'38년
	동해 내륙 HVDC	510km	8GW	약 4.6조원	'27년
	동해안-신가평	230km		약 2.7조원	'26년
	동해안-동서울	280km		약 1.9조원	'27년
추가 가능성	남해 해저 HVDC	170km (예상)	4GW (예상)	약 4.5조원 (예상)	'40년
	동해 해저 HVDC	350km (예상)	4GW (예상)	약 4.5조원 (예상)	'40년
합계		2,170km	24GW	약 24.6조원	

자료: 한국전력공사, 삼일PwC 경영연구원

동해 내륙축이 먼저 강조되는 이유도 분명하다. 동해안은 이미 발전설비가 몰려 있는 지역이다. 원전과 화력 전력을 수도권으로 제대로 보내지 못하면 출력 제약과 계통 혼잡은 계속 반복된다. 실제로 동해안~신가평, 동해안~동서울 HVDC는 신한울·강릉 등 동해안 원전·화력 전력을 수도권으로 직송하기 위한 사업으로 제시돼 있다. 결국 서해안 축이 서남권 재생에너지의 북상 통로라면, 동해 내륙축은 동해안 기저전원의 서진 통로다. 이 둘이 함께 돌아야 한국 전력망이 한쪽으로 기울지 않는다. 서해안 8GW와 동해 내륙 8GW는 사실상 국가 전력망의 양대 동맥이다.

남해안과 동해 해저축의 의미는 또 다르다. 이 둘은 단순히 해안선을 따라 선을 더 굿는 사업이 아니다. 전국망에 우회 경로와 복수 경로를 만드는 사업이다. 서해안과 동해 내륙만으로도 당장의 대용량 수송은 가능하겠지만, 그렇게 되면 국가 전력망은 몇 개의 굵은 축에 과도하게 의존하게 된다. 한 축에 문제가 생기면 전체가 흔들릴 수 있다. 반면 남해안과 동해 해저축이 더해지면 전력은 한 방향으로만 흐르지 않는다. 해안선을 따라 순환하고, 지역 간 잉여 전력과 부족 전력을 더 유연하게 맞바꿀 수 있다. U자형 전국망이 중요한 이유는 더 많은 전기를 보내기 위해서만이 아니다. 더 안전하게, 더 유연하게, 더 넓게 보내기 위해서다.

이 점에서 U자형 전국망은 단순 송전망을 넘어선다. HVDC만 깔고 끝나는 체계가 아니라, AI 제어, ESS, 분산에너지까지 결합한 패키지형 전력망으로 가야 한다. 그래야 지역 내 재생에너지를 먼저 활용하고, 남은 전력을 전국망으로 보내며, 수요가 몰리는 시간대에는 저장과 제어로 효율을 높일 수 있다. 결국 U자형 전국망은 전기를 멀리 보내는 선이 아니라 전기를 전국적으로 운영하는 체계다. 해안선을 따라 선을 잇는 것이 목적이 아니라, 국가 전력망의 운전 논리를 바꾸는 것이 목적이다.

U자 에너지 고속도로를 포함한 국내 HVDC 건설 계획



자료: 메리츠증권

주: 짙은 파란색은 이미 건설 중이거나 계획중인 것, 하늘색은 향후 포함될 가능성이 있는 것

VI. 전력시장의 제도와 운영

에너지 고속도로는 단순히 송전선로를 확충하는 사업에 그치지 않고, 전력의 흐름과 시장 운영 방식까지 함께 검토해야 하는 인프라 프로젝트로 볼 수 있다. 발전 설비는 비수도권에 집중되는 반면 전력 수요는 수도권에 집중되는 구조에서는, 물리적 송전망 확충만으로 모든 병목을 해소하기에는 한계가 있을 수 있다.

특히 전국 단일가격 체계와 중앙집중형 계통 운영 방식이 유지될 경우, 지역별 전력 수급 차이와 송전 제약이 가격 신호에 충분히 반영되지 않을 가능성이 있다. 이 경우 송전망 투자가 확대되더라도 특정 구간의 혼잡이나 계통 운영 부담은 계속 발생할 수 있다.

따라서 에너지 고속도로의 효과를 높이기 위해서는 물리적 인프라 확충과 함께, 지역별 전력 수급 여건을 반영할 수 있는 시장제도와 운영체계에 대한 검토가 병행될 필요가 있다.

에너지 고속도로 구현을 위한 전력시장 제도 개편 방향

개혁 축	무엇을 바꿔야 하나	왜 필요한가
가격체계	전국 단일가격에서 지역 신호 반영 체계로 전환	혼잡·손실 비용을 드러내고 입지 왜곡을 줄이기 위해
운영체계	망 중립성과 계통운영의 공정성 강화	개방형 전력망 질서를 만들기 위해
거래구조	직접거래·PPA·분산특화지역 확대	수요자 선택권과 지역 내 거래를 키우기 위해
자원배치	HVDC·ESS·온사이트 전원의 역할 분담	장거리 수송, 유연성, 복원력을 구분해 설계하기 위해

자료: 삼일PwC 경영연구원



1. 전국 단일가격 체계의 재검토 필요성

전국 단일가격 체계는 과거 중앙집중형 전력시스템에서는 운영 효율성과 가격 안정성 측면에서 의미가 있었다. 다만 최근에는 전력 수요가 수도권에 집중되고, 재생에너지와 발전 설비는 비수도권에 확대되는 등 전력 공급의 지역적 불균형이 커지고 있다.

이러한 여건에서는 전국 단일 도매가격과 단일 소매요금 체계가 지역별 송전 제약이나 계통 혼잡, 송전비용의 차이를 충분히 반영하기 어려울 수 있다. 가격 신호가 지역별 전력 공급 여건을 충분히 반영하지 못할 경우, 수요 입지 조정이나 분산형 전원 확대를 유도하는 데 한계가 발생할 가능성도 있다.

따라서 에너지 고속도로의 효과를 높이기 위해서는 송전망 확충과 함께, 지역별 수급 여건과 계통 제약을 일정 부분 반영할 수 있는 가격체계에 대한 검토가 필요하다.

제11차 전력수급기본계획은 전국 단일가격 적용으로 전력자원의 지역 분산 유인이 부족하다고 평가했고, 계통 수급 상황이 반영되는 지역별 전력가격을 단계적으로 도입하겠다고 밝혔다. 도매가격부터 지역 신호를 반영하고, 이후에는 송전·판매 원가에 근거한 지역별 소매요금까지 확대하는 방향이다. 동시에 분산에너지 특화지역을 활용해 지역 내 전력 거래를 활성화하겠다는 방침도 제시했다. 이는 에너지 고속도로가 단순한 송전사업이 아니라, 가격과 거래 질서를 함께 바꾸는 구조개혁이라는 뜻이다.

전력시장 제도개편 방향

	현재	미래	효과
설비 진입	단일 현물시장	현물시장 + 중장기 계약시장·용량시장	중장기 수급안정 ↑
자원분산	단일 가격	지역별 가격 + 분산에너지·직접전력거래	효율적 지역분산 ↑
실시간 급전	단일 하루전시장	하루전시장 + 실시간·보조서비스시장	유연성 기반 가격경쟁 ↑

자료: 제11차 전력수급기본계획

전국 단일가격 체계는 형식적으로는 공평해 보일 수 있으나, 실제 비용과 입지 여건의 차이를 충분히 반영하지 못하는 한계도 함께 지닌다. 발전소와 송전선로가 집중된 지역은 환경 부담과 입지 갈등을 감내하는 반면, 요금 측면에서 그 부담이 충분히 반영되지 않는다는 지적이 제기돼 왔다. 반대로 전력 소비가 집중된 수도권에서는 실제 공급 비용보다 낮은 가격 신호 속에서 전력이 소비되는 구조가 형성돼 있다. 이러한 단일가격 구조는 비용 신호를 완화시키는 효과를 가져오며, 그 결과는 전력망 투자 자원, 정산 구조, 요금 정책 전반의 부담으로 이어질 가능성도 있다. 에너지 고속도로 구상이 정착하기 위해서는 선로 확충뿐 아니라, 전기 가격 형성과 전력 소비의 공간적 구조에 대해서도 함께 검토할 필요가 있다.

2. LMP는 병목비용을 가격으로 드러내는 장치다

LMP는 요금 인상이 아니라 병목의 계량화다.

LMP(Locational Marginal Price)는 요금을 인상하기 위한 제도라기보다, 전력계통 내 병목과 제약에서 발생하는 비용을 가격 신호로 드러내는 장치로 이해할 수 있다. 현재의 SMP 체계에서는 송전 제약이나 손실 비용이 여러 정산 항목에 분산돼 반영되면서, 가격을 통해 계통 상황이 직접적으로 전달되기 어렵다. 전력망 혼잡이 발생하더라도 전력 가격은 전국 평균 수준에서 형성되고, 혼잡과 관련된 비용은 부가정산금 등 별도의 방식으로 처리되는 구조다. 이로 인해 발전 설비나 전력 수요의 입지를 어디에 배치하는 것이 바람직한지에 대한 가격 신호가 충분히 작동하지 않는다는 지적도 제기된다. 반면 LMP는 에너지 한계비용에 더해 송전 혼잡 비용과 송전 손실 비용을 함께 고려해 지역별 가격을 형성함으로써, 전력계통의 상태와 제약을 보다 직접적으로 가격에 반영한다. 다시 말해, 전력계통의 물리적 현실이 가격을 통해 보다 명확하게 전달되기 시작하는 체계라고 볼 수 있다. 이와 같은 장점에도 불구하고 LMP 도입은 장기적으로 효율성을 높이지만, 초기에는 지역 간 요금 격차 확대와 산업 경쟁력 논쟁을 유발할 수 있다. 특히 수도권 수요지와 발전지역 간 비용 격차가 확대되면서 산업 입지에도 영향을 미칠 가능성이 있다. 따라서 전환기에는 요금 상한, 보조, 단계적 적용이 병행되어야 한다.

LMP 구성 요소 및 상세설명

$$\text{LMP} = \text{에너지 한계비용} + \text{송전혼잡 비용} + \text{송전손실 비용}$$

에너지 한계비용 Marginal Energy Component	전력수급을 만족시키기 위해 발생하는 비용
송전혼잡비용 Marginal Congestion Component	송전제약(송전망 용량 한계 등)으로 발생하는 비용
송전손실비용 Marginal Losses Component	전력 흐름에 따라 자연적으로 발생하는 전력손실 비용

자료: 한전경영연구원

LMP가 중요한 이유는 가격을 통해 입지와 투자를 바꾸기 때문이다. 비수도권의 가격이 낮아지면 전력다소비 산업과 데이터센터의 지방 분산 유인이 커지고, 수도권의 높은 가격은 수유관리와 분산자원, 저장설비의 가치를 끌어올린다. 이는 수도권과 비수도권 사이에 구조적 가격차가 형성될 가능성을 제시하고 있다. 단순한 요금 차등이 아니라, 장기적으로 산업입지와 계통 투자 방향을 바꾸는 신호라는 점에서 중요하다.

전기요금 지역차등화 일반 방법론 비교

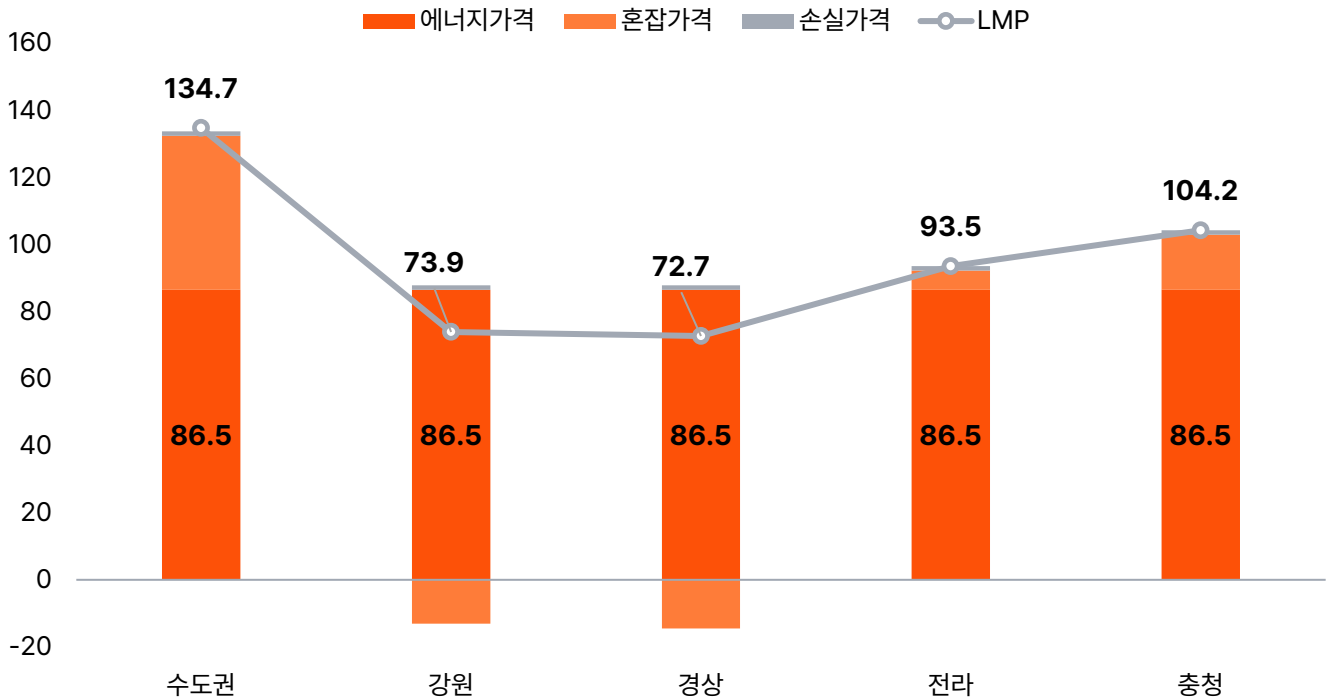
구분	LMP	송전이용요금제
요금 차등화 기준	발전비용에 지역별 혼잡비용과 손실비용을 고려	송전망 이용도에 따른 지역별 차등 부과
효율성	현 계통상황을 전제로 효율적 계통운영을 위한 지역신호 제공	송전비용의 회수 보장, 전원 및 부하의 입지 선정 시 지역신호 제공 가능
주요 시행국	미국, 뉴질랜드, 호주	영국, 독일

자료: 서울연구원, 삼일PwC 경영연구원

다만 LMP는 자동으로 공정성을 보장하지 않는다. 수도권 수요지에는 가격 상승 압력이 생기고, 일부 비수도권 발전사업자에는 수익성 저하 압박이 작동할 수 있다. 따라서 한국형 LMP는 전면 일괄 도입보다 단계적 이행이 현실적이다. 도매와 소매의 도입 속도를 조정하고, 지역 구분의 정밀도와 전환기의 부담 완화 장치를 함께 설계해야 한다. 그래야 LMP가 단순한 요금 갈등으로 소모되지 않고, 전력망 투자 우선순위와 지역 분산 전략을 정하는 기준으로 기능할 수 있다.

지역별 LMP 예시

(단위: 원/kWh)



자료: 경기연구원

3. 망 중립성과 계통운영의 독립성이 다음 단계의 개혁이다.

가격체계 개편 이후에는
운영방식 논의가
따라와야 한다.

가격 체계의 개편 이후에는 운영 방식에 대한 논의도 함께 뒤따를 필요가 있다. 지역별 가격이 도입되더라도, 계통 접속의 우선순위 설정, 혼잡 비용의 배분 방식, 계통 운영으로 발생하는 편익의 귀속 구조가 명확하지 않다면 시장의 신뢰를 충분히 확보하기는 어렵다. 분산형 전원 확대, 직접거래의 증가, 지역별 가격 체계 도입, 에너지 고속도로 구상이 동시에 진전되는 국면에서는 전력망 중립성에 대한 논의 역시 점차 중요한 의제로 부각되고 있다. 운영 질서의 공정성이 제도적으로 뒷받침되지 않을 경우, 개방형 전력망이라는 제도적 성격이 기존 구조와 크게 다르지 않게 인식될 가능성도 있다. 이와 같은 논의는 이미 정책 검토 단계에서 현실적인 쟁점으로 다뤄지고 있다.

한국전력은 전력망 중립성 확보를 주제로 한 연구용역을 발주했으며, 시장에서는 **단기적으로 도매요금 체계 정비, 중장기적으로는 전력망의 소유와 운영 기능을 재검토하는 방안**까지 다양한 가능성이 거론되고 있다. TSO, ISO, 독립 규제기구와 같은 모델이 검토 대상으로 언급되는 것도 이러한 논의의 연장선에 있다. 이는 전력망 중립성이 더 이상 이론적 개념에 머무르지 않고, 실제 제도 개편을 둘러싼 정책 의제로 다뤄지고 있음을 보여준다.

다만 한국형 해법은 급격한 구조분할보다 단계적 기능 재정렬의 형태가 될 가능성이 높다. 제11차 전력수급기본계획도 전력시장의 역할 확대, 지역 입지 신호 강화, 직접거래 활성화를 제시하면서도 공공성을 유지하는 방향을 전제로 했다. 이는 기간망만 투자 책임은 유지하되, 접속·혼잡관리·운영질서의 중립성을 높이는 방식으로 제도가 수렴할 수 있음을 시사한다. 핵심은 제도 이름이 아니라 원칙이다. 망은 더 강해져야 하고, 운영은 더 중립적이어야 한다.

망 중립성 개편 시나리오 비교

구분	주요 내용	의미·시사점
정책적 계기	2024.12.4 한전, 전력망 중립성 확보를 위한 연구용역 발주	분산형 전원 확대 국면에서 한국형 송·배전망 중립성 개념과 제도 대안 정립 논의 본격화
정책 배경	태양광 등 분산형 전원 확산, 개방형 전력망 요구 증가	에너지 고속도로가 누구나 전력 생산·소비에 참여 가능한 전력망을 전제로 한다는 점에서 기존 구조와 충돌
단기 개편 방향	전력산업 구조는 유지하되 도매요금 체계 개편 추진	급격한 구조개편 대신 가격 메커니즘부터 단계적 개편
	SMP(전국 단일 도매가격) → LMP(지역별 한계가격) 전환	송전망 혼잡·계통 제약 비용을 가격에 반영, 지역별 전력 수급 현실을 요금에 내재화
중·장기 개편 방향	전력망 소유·운영 구조 분리 검토	한전의 전력망 독점 구조에 대한 구조적 손질 가능성 공식화
	TSO(송전계통운영자) 도입	독립기구가 송전망을 소유·운영하는 모델
	ISO(독립계통운영자) 도입	송전망 소유는 한전 유지, 계통 운영·접속 관리 권한은 독립기구로 이관
	독립 규제기관 설치	망 운영·요금·접속에 대한 중립적 감독 체계 구축
제도 개편 범위	전기위원회 독립, 전력감독기구 신설 검토	전력시장 거버넌스 전반 재설계 논의
	판매 부문 분리·자유화, 지역요금 차등제 검토	지역별 전력망 여건과 비용을 요금에 반영하는 구조 전환
정책적 의미	2001년 발전자회사 분할 이후 중단됐던 구조개편 논의 재개	20년 만에 전력시장 구조개편 논의가 다시 추진력 확보
종합 평가	정부가 전체 테이블을 열어두고 추진 순서를 검토 중	LMP 도입 → 망 중립성 → 거버넌스 개편으로 이어지는 단계적 개편 시나리오 가능성

자료: 유진투자증권

4. 분산에너지 특화지역과 직접거래는 제도개혁의 시험장

전국 개편이 어렵다면, 지역에서 먼저 시장을 열어야 한다.

전국 단위 시장개편은 시간이 오래 걸린다. 그래서 먼저 지역에서 시험해야 한다. 분산에너지 특화지역은 그 시험장이다. 제11차 전력수급기본계획은 계통 수급 상황이 반영되는 지역별 전력가격을 단계적으로 도입하고, 전력 직접거래 특례가 적용되는 분산에너지 특화지역을 활용해 지역 내 전력 거래를 활성화하겠다고 밝혔다. 여기에 배전망 관리 강화, 통합발전소 활성화, 실시간·보조서비스 시장 고도화까지 연결했다. 이는 특화지역이 단순한 실증사업이 아니라, 한국형 지역 전력시장 질서를 먼저 가동해보는 플랫폼이라는 뜻이다.

분산에너지 활성화 방안

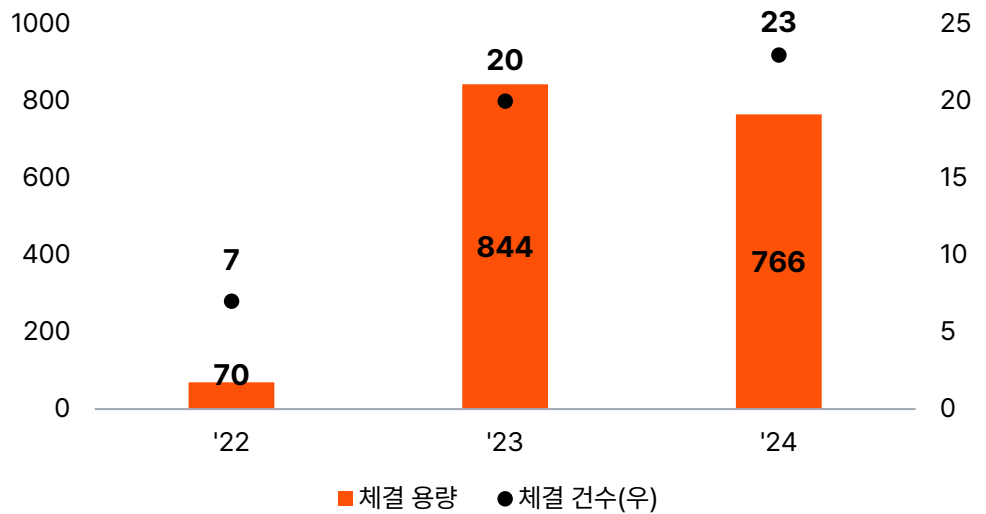
구분	정책 목표	주요 제도·수단	핵심 내용	시행·적용 시기
제도 추진 배경	분산에너지 확산 기반 구축	분산에너지 활성화 특별법 시행	전력계통 영향평가, 통합발전소(VPP), 특화 지역 지정, 배전망 관리 강화 등 제도 본격 추진	'24.6
대규모 전력수요 분산	수도권 전력수요 집중 완화	전력계통 영향평가	데이터센터 등 대규모 전력수요가 지역 계통에 미치는 영향 사전 평가	'24.6.14
		분산에너지 설치 의무	일정 규모 이상 전력사용시설·개발사업에 자가발전설비 설치 유도	단계적 적용
가격 신호를 통한 분산 유도	발전·소비·입지에 가격 시그널 부여	지역별 전력가격 도입	지역 계통 수급·혼잡 상황을 반영한 가격체계 단계적 도입	
		도매가격(LMP) 우선 적용	지역별 계통 제약을 도매가격에 반영	'25
		지역별 소매요금 산출	송전·배전·판매 원가에 기반한 지역별 요금 적용	'26 이후
지역 단위 에너지 생산·소비	지역 전력 자립도 제고	분산에너지 특화지역 지정	전력 직접거래 특례로 지역 내 전력거래 활성화	상시
		특화지역 유형	① 공급자원 유치형(수요 포화지역) ② 수요자원 유치형(공급 포화지역) ③ 신산업 활성화형(섹터커플링, V2G 등)	
배전망 관리 강화	분산전원 연계 수용력 제고	배전사업자 역할 강화	배전망 관리방침 제정 의무, 증설·운영 계획 체계화	단계적
분산에너지 친화적 시장	소규모 자원 시장 참여 확대	통합발전소(VPP) 활성화	태양광·ESS 등 소규모 자원을 하나의 발전소처럼 운영	'24~
		신시장 도입	실시간 예비력 시장, 재생에너지 입찰제 도입	'24 제주 시범
		신사업자 육성	통합발전소 등 분산에너지 기반 신사업 모델 창출	확대 추진

자료: 제11차 전력수급기본계획, 삼일PwC경영연구원

직접구매와 PPA는 거래구조를 바꾸는 수단이다. 제11차 전력수급기본계획은 한전 PPA와 자가용 태양광 증가를 반영해 전력수요 전망 대상을 '전력계통 수요'와 '전력시장 수요'로 구분했다. 동시에 직접전력거래의 편의성 개선과 분산에너지 활성화를 명시했다. 이는 PPA와 직접구매가 주변적 제도가 아니라, 계통 운영과 수요전망 자체를 바꾸는 요소가 됐음을 보여준다. 그러나 이것은 전기를 사는 방식을 바꾸는 것이지, 전기를 옮기는 길까지 만드는 것은 아니다.

국내 PPA 계약 현황

(단위: MW, 건)



자료: 한국RE100협회, 삼일PwC경영연구원

온사이트 전원은 중요 부하의 복원력을 높이는 마지막 보루다. 데이터센터와 반도체, 석유화학처럼 정전 비용이 큰 수요지에서는 자체 전력조달 수요가 커질 수밖에 없다. 다만 온사이트 전원 역시 국가 전체의 송전망 문제를 대신 풀어주는 해법은 아니다. 복원력과 위험관리의 수단이지, 국가 기간망의 대체재는 아니다. 따라서 정책은 이들 수단을 경쟁시키는 방식이 아니라, 서로 다른 병목을 각기 다른 자산으로 풀어내는 방식으로 설계해야 한다.

장거리·대용량 병목은 HVDC가 풀어야 한다. 실시간 변동성과 출력제약은 ESS가 완충해야 한다. RE100 이행과 가격 헤지, 조달 다변화는 PPA와 직접구매가 맡아야 한다. 반도체·데이터센터·석유화학처럼 정전 비용이 큰 중요 부하는 온사이트 전원으로 리스크를 낮춰야 한다. 이 네 수단을 경쟁시키면 정책은 흔들리고, 이 네 수단을 체계로 묶으면 전력망은 강해진다. 에너지 고속도로의 완성은 하나의 기술이 아니라, 이 네 가지 수단을 일관된 구조로 엮는 데서 나온다.

VII. 한국형 HVDC 산업전략: 내수 실증에서 수출 산업화까지

HVDC는 더 이상 일부 특수 송전사업에 붙는 주변 기술이 아니다. 재생에너지의 대량 장거리 수송, 수도권 첨단산업 전력공급, 해저망 구축, 계통 유연성 확보를 동시에 풀어야 하는 지금의 전력환경에서는 국가기간망의 핵심 기술이자 제조업·엔지니어링·수출산업을 묶는 전략산업으로 봐야 한다. 정부도 2030년 GW급 국산화, 2030년대 수출 산업화를 공식 목표로 제시했다.

1. HVDC를 국가전략산업으로 육성해야 하는 이유

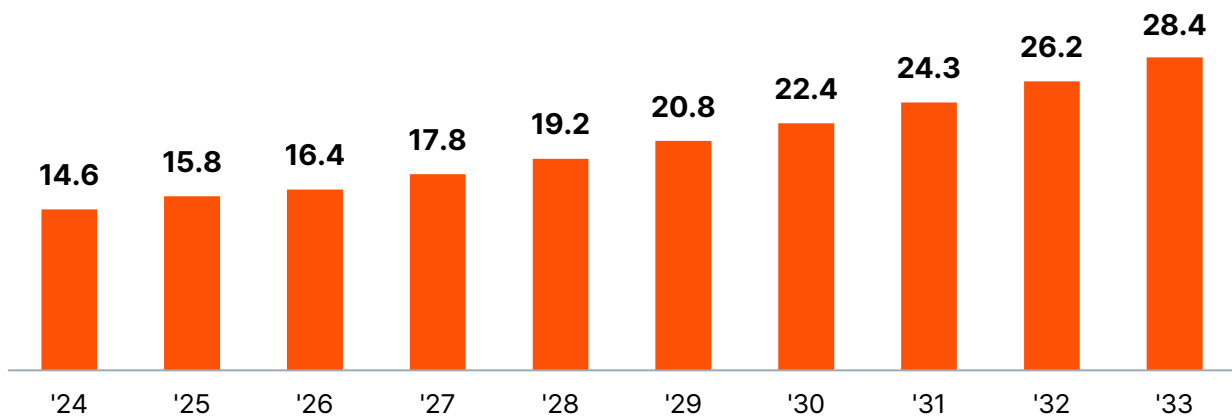
전력망 투자는 비용이 아니라 산업정책이다.

한국에서 HVDC를 국가전략산업으로 육성해야 하는 이유는 수요가 이미 일회성 범위를 넘어섰기 때문이다.

재생에너지 설비는 2025년 39.0GW에서 2030년 78.0GW, 2038년 121.9GW로 확대될 전망이다. 같은 기간 장기 송변전설비계획상 HVDC는 2038년까지 HVDC 선로 8배·변환설비 13배 확대 계획은 반복 발주가 가능한 국가기간산업 수요 기반을 뜻한다.

글로벌 HVDC 시장 규모

(단위: 조원)



자료: 기후에너지환경부

이 수요는 국내에 국한되지 않는다. 정부 자료는 글로벌 HVDC 시장이 2024년 14.6조원에서 2033년 28.4조원으로 확대될 것으로 전망하고, 현재 전 세계 운영 설비는 194개소, 2040년까지 추가 구축 계획은 164개 프로젝트에 이른다고 정리한다. 즉, 한국의 에너지 고속도로는 단순 내수사업이 아니라 내수 실증을 수출 레퍼런스로 전환할 수 있는 시장 위에 놓여 있다. 특히 미국과 유럽이 전력망 병목, 해상풍력, 장거리 계통 연계, 데이터센터 수요 확대로 HVDC 수요를 키우고 있다는 점을 감안하면, 지금 한국이 확보하는 레퍼런스는 곧 해외 진출권과 연결된다.

에너지 고속도로를 단순한 국내 송전사업으로 보면 한국은 부품 공급자에 머물고, 국가전략산업으로 보면 시스템 공급자로 올라설 수 있다.

**내수 수요를 산업으로
못 바꾸면, 수요가
커질수록 외국 기술
의존만 커진다.**

더 중요한 점은 HVDC가 단순한 전력기기가 아니라 시스템 산업이라는 사실이다. 케이블, 변환용 변압기, 밸브, 제어기, 보호계전, 시운전, 운영 소프트웨어가 함께 돌아가야 하고, 그 위에 시험·인증과 유지보수 시장이 붙는다. 따라서 HVDC 시장을 잡는다는 것은 단일 제품 수출이 아니라 가치사슬 전체를 국내 산업으로 묶는다는 뜻이다. 이런 산업은 초기 발주가 크고 반복 수요가 있어야 성장할 수 있는데, 한국은 지금 그 조건을 처음으로 갖추기 시작했다.

한국이 HVDC를 국가 전략산업으로 봐야 하는 이유

항목	수치·방향	산업적 의미
재생에너지 설비	'25년 39.0GW → '38년 121.9GW	장거리 송전 수요 구조적 확대
국내 HVDC 선로	492C-km(2023) → 3,818C-km(2038)	대규모 반복 발주 시장 형성
국내 HVDC 변환설비	4,400MVA(2023) → 55,400MVA(2038)	시스템 기자재 내수 실증 기회 확대
정부 목표	'30년 Top 5, '30년대 Top 3	내수 실증을 수출 산업화로 연결하겠다는 공식 방향
글로벌 시장	'24년 14.6조원 → '33년 28.4조원	한국 실증 성공 시 해외 확장 가능성

자료: 삼일PwC경영연구원

2. 국내 HVDC 밸류체인의 현주소와 국산화 과제

**케이블 경쟁력만으로는
시스템 산업이 완성되지
않는다.**

국내 HVDC 산업은 일부 핵심 부문에서 의미 있는 진전을 만들었다. 전류형 HVDC는 설계·시공 92%, 제작·조립 90% 수준까지 기술이전이 이뤄졌고, 전압형 HVDC는 양주 BTB 200MW급 개발을 통해 기초기술 기반을 확보했다. 주요 부품 국산화율도 양주 BTB 기준 82%까지 올라와 있다. HVDC 케이블 분야는 세계 상위권 경쟁력을 보유하고 있다. 이 정도면 한국은 더 이상 "HVDC를 처음 배우는 단계"는 아니다. 그러나 이 상태를 곧바로 "상용 시스템을 완성한 단계"로 오인해서는 안 된다. 진짜 병목은 시스템 통합에 있다.

전류형과 전압형의 차이도 중요하다. 전류형은 이미 일정 수준의 추격 기반을 갖췄지만, 앞으로 세계 시장의 무게중심은 전압형으로 이동하고 있다. 전압형은 재생에너지 연계, 양방향 제어, 약한 계통 접속, 멀티터미널 확장성에서 유리하다. 따라서 앞으로의 승부는 기존 기술의 단순 복제가 아니라 전압형 2GW급 상용 시스템을 실제 계통에서 검증할 수 있느냐에 달려 있다. 케이블 수출만으로는 부족하다. 변환설비, 제어, 보호, 운영까지 포함한 시스템 통합 역량이 따라붙어야 한다.

국내 HVDC 산업 현황과 과제

구분		현황
국내 HVDC 수준	변환설비	글로벌 3사 100%vs. 국내 70%
	케이블	해외 선진사 640kV vs. 국내 500kV
전류형 HVDC		국내 4개 사업을 통한 핵심 기술 국내 이전 중 <ul style="list-style-type: none"> 설계·시공: 기술이전 조건 합자회사(KAPES)를 통해 이전 92% 완료 제작·조립: 국내 중전기 제작사로 기술 이전 90% 완료
전압형 HVDC		양주 BTB 과제에서 200MW급 개발 완료
HVDC 케이블		세계 5위 수준의 기술력 확보
업계 현황		대기업 위주, 교류 설비 중심, 직류는 대부분 수입 양주 국책과제 통해 MW급 HVDC 부품 국산화 82% 달성

시스템 통합

자료: 기후에너지환경부, 삼일PwC경영연구원

국산화의 본질은 부품 수가 아니라 시스템 책임 능력이다.

이 점에서 국내 밸류체인의 취약부도 분명하다. 케이블은 경쟁력이 있지만, 변환설비와 시스템 통합은 글로벌 선두 3사 과점 구조가 여전히 강하다. 즉, 부품 수준에서 경쟁력이 일부 확보됐더라도 전체 시스템 차원의 책임 능력은 아직 보강이 필요하다. 앞으로의 과제는 단순 국산화율 상승이 아니다. 누가 밸브를 만들고, 누가 변환용 변압기를 만들고, 누가 제어와 보호를 묶고, 누가 최종 시운전과 성능을 책임질 것인지까지 올라서야 한다. 국산화의 최종 기준은 부품 점유율이 아니라 시스템 책임 능력이다.

국내 HVDC 밸류체인의 현재 수준

영역	현재 수준	시사점
전류형 HVDC	설계·시공 92%, 제작·조립 90% 기술이전	추격 기반 확보
전압형 HVDC	양주 BTB 200MW 개발 완료	VSC 기초기술 확보
주요 부품 국산화	양주 BTB 기준 82%	부품 자립 진전
HVDC 케이블	세계 5위권	강한 수출 기반 존재
변환설비·시스템 통합	글로벌 3사 과점	시스템 경쟁력 보강 필요

자료: 기후에너지환경부, 삼일PwC경영연구원

이 표가 보여주는 바는 분명하다. 한국은 이제 기술 부재의 단계는 지났지만, 시스템 완전체의 단계에 도달했다고 보기는 어렵다. 그래서 제7장의 출발점은 “무엇이 있느냐”보다 “무엇이 아직 비어 있느냐”를 정확히 보는 데 있어야 한다.

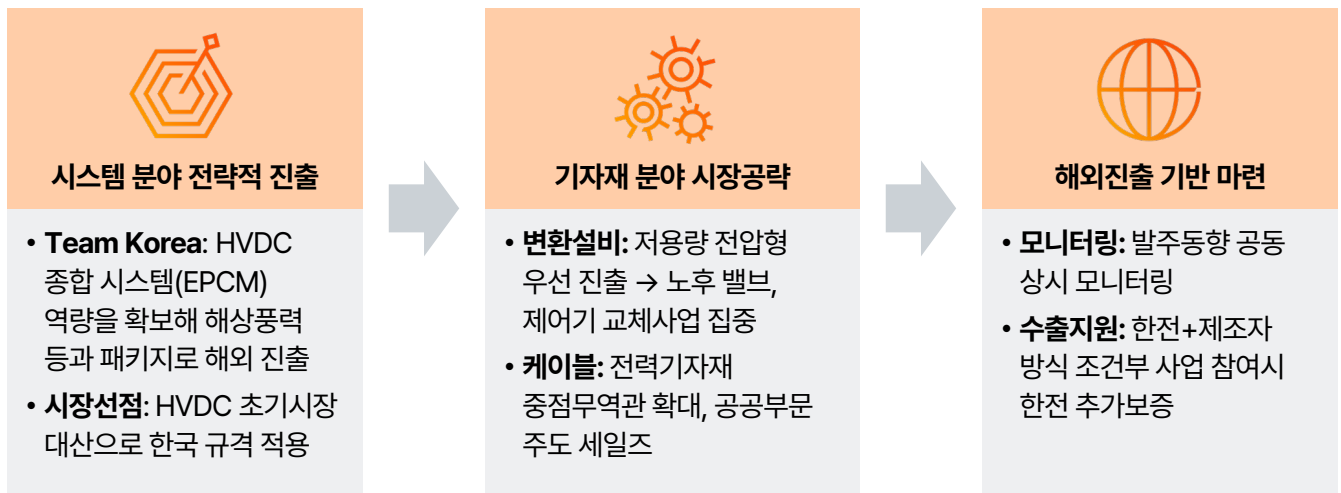
3. 내수 실증을 수출 산업화로 연결해야 한다

국내 선로 하나가
해외 제안서 백 장보다
강하다.

HVDC 수출은 일반 전력기기 수출과 구조가 다르다. 변압기나 차단기는 단품 경쟁이 가능하지만, HVDC는 밸브·제어기·변압기·케이블·시운전·운동을 묶는 시스템 산업이다. 따라서 해외시장 진출의 출발점은 기자재일 수 있어도, 최종 도착점은 시스템 사업이어야 한다.

정부 전략이 실증사업 실적을 확보한 뒤 SPC 중심 Team Korea를 운영하고, 국내 및 해외사업을 주도하는 구조를 제시한 것은 그 때문이다. 수출은 기술보다 먼저 레퍼런스가 결정한다. 해외 발주자는 카탈로그보다 실운전 실적을 먼저 본다. 다시 말해, 한국이 새만금-서화성 같은 2GW급 실증선로를 안정적으로 운전한 기록을 가지면 그 순간부터 한국은 부품 공급자가 아니라 시스템 공급 후보로 올라선다. 반대로 국내 실증 없이 기자재만 수출하면 시장이 커져도 위상은 단품 공급자에 머무를 가능성이 크다.

수출 산업화 지원



자료: 기후에너지환경부, 삼일PwC경영연구원

실증 전에는 공급자이고,
실증 후에는 제안자가
된다.

단계별 접근도 현실적이다. 변환설비 분야에서는 저용량 전압형 HVDC 시장에 먼저 진출하고, 기기수명 15~20년에 이르는 노후 밸브·제어기 교체시장을 우선 공략하는 전략이 제시돼 있다. 케이블은 국내 기술력을 바탕으로 전력기자재 중점무역관 확대, 공공부문 세일즈, 해외 발주사업 모니터링을 통해 시장을 넓힌다. 이후에는 EPCM 솔루션과 해상풍력 패키징, 신흥국 초기시장 표준 선점, 한전 추가보증 등으로 시스템 수출로 올라서는 구조다. 이 순서를 건너뛰면 한국 기업은 글로벌 시장이 커져도 단품 납품업체에 머무를 가능성이 크다. 결국 수출의 승부는 기술 성능만이 아니라 사업 구조를 누가 설계하느냐에서 갈린다.

K-HVDC 수출의 단계적 경로

단계	수출 형태	현재 위치	다음 목표	핵심 과제
1단계	단품 수출	케이블·변압기 중심	물량 확대	납기·인증·레퍼런스 축적
2단계	핵심 기자재 공급	제어기·변환설비 일부 진입	시스템 진입 기반 형성	핵심 부품 생태계 확보
3단계	국내 2GW 실증	새만금-서화성 실증 추진	상업 레퍼런스 확보	실증 일정 준수·운영 안정성 입증
4단계	패키지 턴키 수출	기자재+EPCM+금융 제안	신흥시장 진출	Team Korea 체계화
5단계	반복 발주 시장 진입	초기 프로젝트 수주	장기 계약 시장 안착	표준·운영·금융까지 통합 제공

자료: 기후에너지환경부, 삼일PwC경영연구원



VIII. 정책 방향 및 지원 방안

전력망 대전환은 기술의 문제가 아니라 실행체계의 문제다. 에너지 고속도로와 HVDC 국가전략이 현실이 되려면, 본선만이 아니라 착지방, 산업육성, 주민수용성, 시장제도, 자원조달, 운영유연성을 한 묶음으로 설계해야 한다. 정부 계획은 이미 그 방향을 제시하고 있다. 문제는 개별 정책을 나열하는 것이 아니라, 무엇을 먼저 밀고 어떤 구조로 연결할 것인가다. 이 장은 그 정책 패키지를 여섯 갈래로 정리한다.

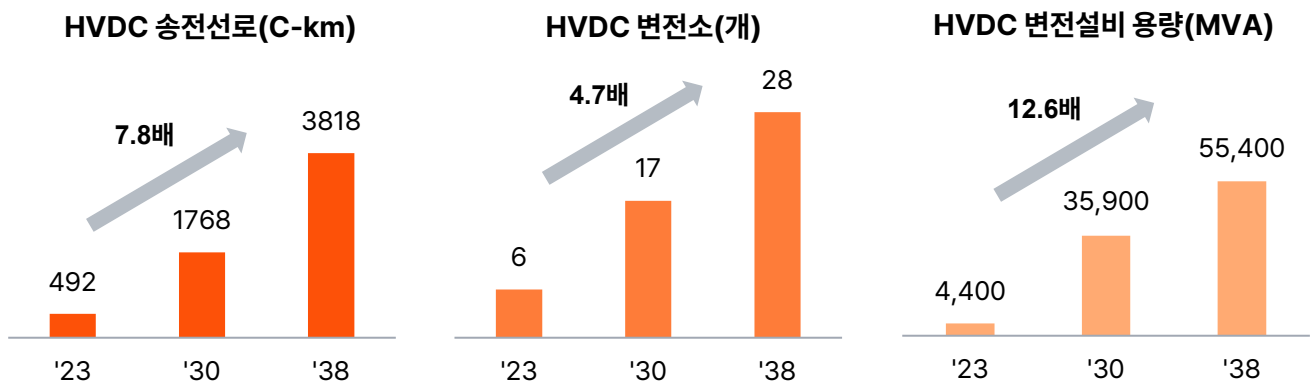
1. HVDC 인프라 개발 계획

해저 본선만으로는
병목이 풀리지 않는다.

HVDC는 해저 간선, 수전단 변환소, 배후 345kV 계통, 계통안정화 설비가 함께 움직일 때 비로소 국가기간망이 된다.

에너지 고속도로는 해저 케이블을 추가로 포설하는 단순 인프라 사업이 아니다. 수도권에 집중된 수요와 비수도권에 집중된 무탄소 전원을 다시 연결하는 국가 전력망 재편 사업이다. 제11차 장기 송변전설비계획은 HVDC 송전선로를 2023년 492C-km에서 2038년 3,818C-km로, 변전소를 6개에서 28개로, 변전설비 용량을 4,400MVA에서 55,400MVA로 확대하는 계획을 제시했다. HVDC는 더 이상 예외적 설비가 아니다. 국가기간망의 중심축으로 편입됐다.

국내 HVDC 설비 확대 계획



자료: 한국전력공사, 삼일PwC경영연구원

이 수치가 중요한 이유는 단순하다. 앞으로의 전력망 경쟁력은 본선 건설량보다 연결 완성도에서 갈리기 때문이다. 장기 송변전설비계획은 동해안#1-신가평, 동해안#2-동서울, 새만금-서화성, 신해남-당진화력, 새만금-영흥화력, 신해남-서인천복합, 신부평 BTB 등 주요 구간을 단계별로 제시한다. 이 구간들은 각각 따로 보이지만, 실제로는 하나의 기간망과 착지망 체계다. 따라서 정책의 초점은 “해저 본선을 얼마나 빨리 깔 것인가”보다 “해저 본선·수전단 변환소·배후 345kV 계통·수도권 후단망을 어떻게 동시에 묶을 것인가”에 있어야 한다.

호남-수도권 HVDC 재구성과 배후계통 보강 개념

구분	세부 내용
단계별 조정	<ul style="list-style-type: none"> • 전압형 HVDC 기술력(단위 최대용량 2GW) 적용 • 발전력 분산공급 및 전압 안정화 효과를 고려한 단계별 설비계획 수립 <ul style="list-style-type: none"> - 호남권 신재생 발전 물량 수용 및 수도권 공급을 위해 1단계 사업('31년) 우선 추진 - 2단계('36년), 3단계('38년)를 통해 호남권 신재생에너지 계통 연계 확대
효율적 구성	<ul style="list-style-type: none"> • 발전력이 집중된 기존 연계점(태안화력)의 계통 여건 고려 • 당진화력·서화성 등으로 발전력 분산해 HVDC 선로 구간 단축
배후계통 보강	<ul style="list-style-type: none"> • 호남-충청-수도권 간 상호 전력유통 가능 구조 구축 • 안정적인 계통운동을 위한 HVDC 배후 전력망 보강계획 수립

자료: 한국전력공사, 삼일PwC경영연구원

본선 계획이 아니라 계통 체계를 먼저 봐야 한다.

정책적으로 가장 중요한 포인트는 호남-수도권 HVDC를 단계별로 재구성하면서 당진화력과 서화성으로 발전력을 분산하고, 배후계통까지 함께 보강하는 방향을 이미 제시했다는 점이다. 에너지 고속도로를 단일 노선의 합으로 다루면 병목은 반복된다. 간선망, 착지망, 후단 변전망, 산업수요지 연결을 하나의 프로그램으로 관리해야 한다. 이 장에서 말하는 HVDC 인프라 개발 계획은 선로 공정표가 아니라 계통체계 설계도에 가깝다.

2. HVDC 산업 육성 전략

내수 프로젝트는 수출용 시험장이어야 한다.

한국은 케이블 강국에 머물면 안 된다. 변환소·제어·변압기·인증까지 묶은 시스템 수출국으로 올라서야 한다.

HVDC 산업정책의 핵심은 발주 확대가 아니다. 내수 전력망 투자를 발판으로 기술, 공급망, 실증, 인증, 수출을 한 줄로 묶는 데 있다. 정부는 2030년까지 GW급 상용화 기술을 국산화해 글로벌 Top 5에 진입하고, 2030년대에는 직류·교류 복합전력망 구축과 수출 산업화를 통해 글로벌 Top 3로 도약하겠다는 목표를 제시했다. 내수 프로젝트가 단순한 토목사업으로 끝나면 산업은 남지 않는다. 반대로 이 투자가 시스템 수출의 레퍼런스로 전환되면 HVDC는 차세대 전력산업의 축이 된다.

HVDC 산업육성전략 비전·목표·전략

비전		HVDC 기술 Global Top 3로 도약	
목표	HVDC 1.0	기초기술 확보 (약 200MW급)	~'24년
	HVDC 2.0	대용량·상용화 기술 국산화 (GW급) Global Top 5	~'30년
	HVDC 3.0	직류/교류 복합전력망 본격 구축 + 수출 산업화 Global Top 3	'31년~
4대 전략/ 8대 세부과제	핵심기술 확보	대용량 HVDC 핵심기술 국산화	<ul style="list-style-type: none"> • 핵심기술 개발 및 • 실 전력망 연계를 통한 실증
	산업인프라 구축	산업인프라 구축	<ul style="list-style-type: none"> • 국내 공급망 확충 • 산업육성 기반 구축
	수출 산업화 지원	수출 산업화 지원	<ul style="list-style-type: none"> • System 및 기자재 분야 수출전략 • 해외진출 기반 마련
	거버넌스 구축	산업 활성화 거버넌스 구축	<ul style="list-style-type: none"> • HVDC 포럼 개편 • HVDC 제도 점검

자료: 기후에너지환경부, 삼일PwC경영연구원

국내 HVDC 산업의 현주소는 “기초기술은 확보했지만 시스템 완전체는 아직 아니다”로 정리할 수 있다. 전류형 HVDC는 상당한 수준까지 기술이전이 이뤄졌고, 전압형 HVDC는 양주 BTB 200MW를 통해 기초기술 기반을 확보했다. 케이블은 세계 상위권 경쟁력을 갖췄다. 그러나 변환설비는 여전히 글로벌 3사 과점 구조가 강하고, 시스템 책임 능력은 더 키워야 한다. 따라서 산업 육성 전략의 승부처는 새만금-서화성 2GW, 220km 실증선로다. 정부는 이 구간을 전압형 HVDC 실증 대상으로 잡고, 참여기업과 한전이 SPC를 구성해 사업을 추진하는 구조를 제시했다. 총사업비는 약 2.8조원으로 제시됐고, 실증 성공 시 이후 신해남-당진화력, 신해남-서인천복합, 새만금-영흥화력으로 확장하는 구조다. 이 실증은 기술개발이 아니라 산업검증이다. 실제 운전실적과 인증체계, 공급망, 운영 데이터가 쌓여야만 수출산업이 된다.

한국 전압형 HVDC 실증 로드맵



국내 HVDC 산업 현황과 과제

구분		현황
국내 HVDC 수준	변환설비	글로벌 3사 100%vs. 국내 70%
	케이블	해외 선진사 640kV vs. 국내 500kV
전류형 HVDC	국내 4개 사업을 통한 핵심 기술 국내 이전 중 - 설계·시공: 기술이전 조건 합자회사(KAPES)를 통해 이전 92% 완료 - 제작·조립: 국내 중전기 제작사로 기술 이전 90% 완료	
전압형 HVDC	양주 BTB 과제에서 200MW급 개발 완료	
HVDC 케이블	세계 5위 수준의 기술력 확보	
업계 현황	대기업 위주, 교류 설비 중심, 직류는 대부분 수입 양주 국책과제 통해 MW급 HVDC 부품 국산화 82% 달성	

자료: 기후에너지환경부, 삼일PwC경영연구원

3. 전력망 건설 지원 제도와 주민수용성 해법

기술이 아니라 집행이
병목이다.

전력망 건설의 실제 병목은 설계가 아니라 인허가, 주민수용성, 공정관리다. 사회적 수용과 계통안정을 동시에 다뤄야 한다.

전력망 건설을 막는 핵심 변수는 해저 케이블 기술이 아니라 집행 구조다. 인허가 지연, 입지 확보 실패, 주민 반대, 지자체 비협조가 한 번 겹치면 사업은 수년씩 밀린다. 그래서 장기 송변전설비계획은 수립 방향에서부터 적기 건설을 별도 축으로 분리했다. 정부-한전 협의체를 통한 사업관리, 유휴 국유지 활용, 지자체와의 상생협업, 입지선정 이전 설명회 의무화, 도로·철도와의 공동건설, 주민친화형 변전소 확대, 중립적 전자파 이해증진 체계 구축이 모두 그 묶음 안에 들어 있다. 보상금만 늘린다고 수용성이 생기지 않는다. 정보 비대칭을 줄이고, 경관 훼손을 낮추고, 생활편익을 함께 설계해야 한다.

제11차 장기 송변전설비계획 수립 방향

구분	추진 방향
전력망 계획 기본 방향	<ul style="list-style-type: none"> • 미래 불확실성에 대응할 수 있는 전력망 계획 수립 • 다각적 노력을 통한 송변전설비 적기 건설 • 제도·설비 개선 및 신기술 도입을 통한 안정적 전력계통 운영
계통계획	<ul style="list-style-type: none"> • 유연하고 선제적인 설비계획으로 무탄소전원 적기 계통 수용 및 건설 지연 대응 • 호남-수도권 HVDC의 안정적·효율적 운영을 위한 계통 재구성 • 국가 첨단전략산업 전력공급 인프라 확충 • 안정적인 계통운영을 위한 중·장기 전압 안정화 대책 마련
설비건설	<ul style="list-style-type: none"> • 전력망 확충 필요성에 대한 공감대 형성 등 전력설비의 사회적 수용성 제고 • SOC(철도·도로 등) 공동건설 활성화를 통한 건설 효율성 증대 • 주민친화형 변전소 확대 적용 및 중립적 전자파 이해증진 체계 구축을 통한 인식 전환
설비·계통 운영	<ul style="list-style-type: none"> • 제도 개선을 통한 최적 전력계통 운영 추진 • 다회선·무정전 변전소 적용 및 대정전 예방 대책 마련으로 전력공급 안정성 제고 • 고관성 동기조상기 등 신규 설비 적용을 통한 계통 안정화 추진

자료: 한국전력공사, 삼일PwC경영연구원

적기 건설 지원 패키지

	세부 과제	추진방안·계획
전력설비 입지확보 방안 다각화	지자체 지역개발 사업과 연계해 전력망 건설 추진으로 수용성 제고	산단·택지 등 개발지구 실시계획 승인 전, 지자체 협업을 통해 사전 의견 반영
	민원 최소화 및 사업지연 예방을 위해 유휴 국유지 활용	군 재편·학교 통·폐합 등으로 발생한 부지 활용
지자체 상생협업체계 구축	(대상) 광역·기초 지자체 및 유관기관 전력설비 업무 담당자	
	(내용) 전력망 확충 필요성, 주민 보상·지원 절차 공유, 찾아가는 정책설명회 시행	
	(계획) 희망 지자체 대상 정책설명회 시행 및 수시 협의체 운영	
투명한 입지선정을 위한 사업설명회 체계 개선	(목적) 주민 대상 송변전 건설사업 사전 정보 제공	
	(내용) 입지선정 착수 전 사업설명회 시행 의무화	
	(계획) 시범운영 후 전체 사업으로 확대	
SOC 공동건설 활성화	(배경) 전력망 수용성 제고를 위한 SOC 공동건설 확대. 송전선로 지중화 비용 최소화 및 공공투자 효율성 제고	
	(개선) 전력망-도로 노선·사업시기 일치화, 공동건설 활성화	
	(계획) 정부 협업을 통한 전력-도로 공동건설 제도화 및 시범사업 확대	
주민친화형 변전소 확대	주민 인식 개선: 사옥형 변전소(사옥+변전소) 확대	
	주민 체감도 제고: 입지선정 단계부터 주민-지자체 의견수렴, 공원·체육관 등 설치	
	지역 랜드마크화: 독창적 외관·조형물 적용	
중립적 전자파 이해증진 체계 구축	객관적·투명한 전자파 정보 제공	국립과학관 내 전자파 전시관 구축 및 찾아가는 과학관 운영
		보건·의학기관 협력, 전자파 건강영향평가센터 설립
	인식 개선 및 공감대 형성	전자파 인식 전환을 위한 상생협력 강화

자료: 한국전력공사, 삼일PwC경영연구원

건설 지연과 함께 봐야 할 것이 계통안정이다. 계획은 2024년 7월부터 약 700MW의 고객참여 부하차단 제도를 운영하고 있고, 신설 154kV 변전소는 12회선·1.5CB 방식으로 바꾸며, 기존 변전소는 모선구분 차단기 설치를 통해 정전 범위를 절반으로 줄이도록 설계했다. 여기에 제주·호남권 등의 동기조상기와 ESS-STATCOM 실증까지 포함했다. 본선이 길어질수록 보조설비의 전략적 가치가 커진다. 계통안정 설비를 뒤에 붙이는 방식으로는 HVDC를 제대로 운전할 수 없다. 결국 사회적 수용과 계통안정은 따로 갈 수 없다.

계통안정화 및 운영보강 핵심 조치

구분	배경	개요·제도·대책
고객참여 부하차단 제도	전력망 건설 지연으로 발전제약 심화 및 구입전력비 상승	<ul style="list-style-type: none"> 계통 불안정 발생 시 사전 계약 고객 부하 차단 계통을 신속히 회복하고 보상 제공
154kV 다회선·무정전 변전소	대용량 고객 연계와 고품질 전력공급을 위해 154kV 변전소 구조 개선이 필요	<ul style="list-style-type: none"> 신설 변전소 12회선 적용(기존 8회선) 차단방식 1.5CB 적용 현재 설비 1개당 차단기 1개 → 설비 2개당 차단기 3개
대형정전 방지 (모선 다중화)	기존 이중모선 구조에서 휴전작업 시 전면정전 우려	<ul style="list-style-type: none"> 모선구분 차단기 설치 <ul style="list-style-type: none"> - 모선 수 2개 → 4개 - 정전범위 100% → 50% 축소
고관성 안정화설비	재생에너지 증가 지역(제주·호남) 계통 불안정 가중	<ul style="list-style-type: none"> 고관성 플라이휠 동기조상기 적용 주파수·전압 안정도 개선
ESS-STATCOM 실증	고장 시 유·무효전력을 동시 공급해 전압·주파수 안정을 지원하는 전력전자 기반 계통안정화 자원	<ul style="list-style-type: none"> ESS와 STATCOM 통합 제어 MMC 기반 고전압 형성(변압기 불요)

자료: 한국전력공사, 삼일PwC경영연구원

4. 전력시장 개편과 계통운영 거버넌스

전기를 어디서 쓰느냐가 가격을 바꿔야 한다.

전국 단일가격 체계가 유지되면 HVDC가 깔려도 혼잡은 반복된다. 지역신호를 주는 시장개편이 함께 가야 한다.

전력망을 아무리 늘려도 가격 신호가 왜곡된 채 남아 있으면 병목은 되풀이된다. 지금의 전국 단일 도매가격과 소매요금 체계에서는 누가 혼잡을 만들고 누가 송전비용을 유발하는지가 가격에 드러나지 않는다. 따라서 정부가 제시한 지역별 가격 신호 강화, 직접거래 활성화, 분산에너지 특화지역, 통합발전소와 보조서비스 시장 고도화는 에너지 고속도로의 부속 제도가 아니라 본선 투자 효과를 높이는 핵심 장치다. HVDC가 국가 기간망을 만든다면, 시장개편은 그 기간망 위에서 수요와 입지를 재배치하는 질서다.

전력시장 개편의 핵심은 지역가격 신호다. HVDC 기간망이 가동되더라도 전국 단일가격 체계가 유지되면 혼잡은 반복된다. 따라서 본 장의 정책 제언은 시장개편 (LMP 도입·직접거래 확대)을 인프라 투자와 동시에 추진하는 것을 전제한다.

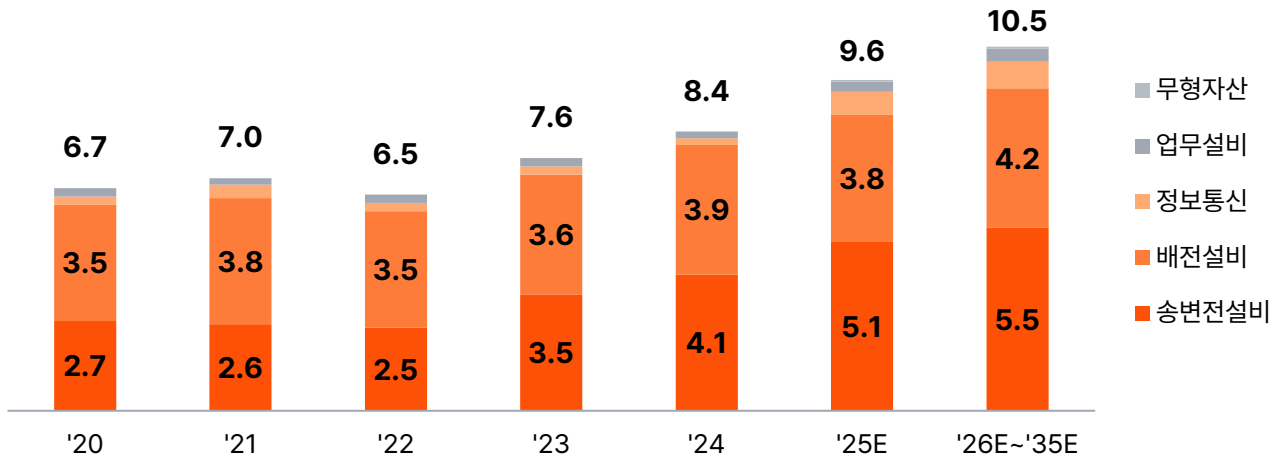
5. 자원 조달 및 민간투자 활성화 방안

**전력망은 돈이 아니라
구조의 문제다.**

에너지 고속도로와 장기 송변전망 확충을 동시에 추진하려면 자원 문제를 피해갈 수 없다. 2024~2038년 송변전 CAPEX는 72.8조원으로 추정되고, 서해안 에너지 고속도로와 U자형 전국망까지 포함하면 80조원대가 거론된다. 민간 연구자로는 한국전력이 향후 10년 이상 연간 10.5조원 안팎의 CAPEX를 감당해야 한다고 본다. 이는 전력망 투자가 더 이상 한전 내부 투자계획 차원이 아니라 국가 재정·요금·민간자본 구조까지 연결된 문제라는 뜻이다.

한국전력 투자비 추이 및 전망

(단위: 조원)



자료: 한국전력, 메리츠증권, 삼일PwC경영연구원

여기서 원칙은 분명해야 한다. 국가기간망은 공공재다. 접속, 요금, 신뢰도, 지역 형평성과 직결되는 만큼 공공이 기본 책임을 져야 한다. 그러나 한전 단독 재무로 모든 기간망을 떠안는 구조는 지속 가능성이 약하다. 따라서 공공이 규칙과 통제권을 쥐고, 자원은 요금 정상화·정책금융·재정 지원·민간참여를 결합하는 혼합형 구조로 가야 한다. 민간자본은 일부 구간과 부대 인프라, 특수 목적 설비에 대한 보완수단이 될 수 있지만, 기간망의 통제권 자체를 넘기는 방식은 공공성 리스크가 크다. 결국 자원은 숫자의 문제가 아니라 설계의 문제다.

또 하나 중요한 것은 수익자 부담 원칙이다. 국가기간망 성격이 강한 구간은 공공성이 우선하지만, 산업단지·데이터센터·대수요처를 위한 전용 보강설비는 수익자 부담 원칙을 일정 부분 적용할 수 있다. 장기 현금흐름이 명확한 구간은 SPC나 PF, 장기 PPA와 결합할 수 있도록 설계하는 것이 현실적이다. 전력망은 공공성만으로도, 민간자본만으로도 풀리지 않는다. 통합 거버넌스와 혼합형 자원 구조가 있어야 비로소 풀린다.

6. 정책 추진 로드맵과 종합 제언

**속도보다 중요한 것은
순서다.**

정책 추진의 핵심은 무엇을 먼저 하느냐다. 모든 과제를 한 번에 해결하려 하면 오히려 아무 것도 완결되지 못한다. 현실적인 순서는 분명하다. 첫째, 현재 병목이 가장 심한 동해안과 수도권 문제를 먼저 달아야 한다. 둘째, 새만금-서화성 2GW 전압형 실증을 통해 국내 시스템 역량을 검증해야 한다. 셋째, 이를 바탕으로 신해남-당진화력, 신해남-서인천복합, 새만금-영흥화력으로 서해안 기간망을 확장해야 한다. 넷째, 이 물리적 인프라 위에 지역신호형 시장제도와 수출형 산업구조를 얹어야 한다. 순서가 흔들리면 정책은 커 보여도 실행은 느려진다.

단계별 실행 로드맵

단계	핵심 목표	대표 과제	기대 효과
1단계	현재 병목 해소	동해안 HVDC, 수도권 후단망 보강	즉시적 혼잡 완화, 공급 안정성 확보
2단계	기술 실증	새만금-서화성 2GW 실증, 공급망·인증 연계	시스템 경쟁력 검증, 산업화 기반 확보
3단계	서해안 기간망 확장	신해남-당진화력, 새만금-영흥, 신해남-서인천복합	수도권-비수도권 불균형 해소
4단계	시장개편·수출 산업화	LMP·직접거래·수출 패키지 체계화	전력망 투자 효과의 장기 확장

자료: 제11차 전력수급기본계획, 삼일PwC경영연구원

에너지 고속도로는 단순한 건설사업이 아니다. 산업정책, 지역정책, 금융정책, 시장개혁이 결합된 국가 시스템 프로젝트다. 따라서 정책의 승부는 선언이 아니라 순서에서 갈린다. 먼저 달아야 할 병목을 달고, 그 위에 기술 실증과 산업화를 차례로 얹어야 한다. 그래야 전력망 투자가 단순한 비용이 아니라 성장 인프라가 된다.

VIII. 결론

전력망을 먼저 가진 국가가 산업의 상류를 선점한다.

한국형 에너지 고속도로는 송전사업이 아니라, 전기의 시대에 국가 성장기반을 다시 짜는 프로젝트다. 전력망은 더 이상 발전설비를 뒷받침하는 부속 인프라가 아니다. AI·반도체·RE100·탄소중립 시대의 국가 생산성과 산업 입지를 좌우하는 핵심 기반이다. 수요는 수도권과 첨단산업으로 몰리고, 발전은 원전과 재생에너지를 중심으로 비수도권에 집중된다. 이 괴리를 기존 교류 중심 계통만으로 풀려 하면 병목은 더 커질 수밖에 없다. 한국형 에너지 고속도로와 HVDC 전략은 이 구조적 충돌을 푸는 현실적 해법이다.

지금처럼 병목을 방치하면 재생에너지는 출력제약에 묶이고, 첨단산업은 입지 경쟁에서 밀리며, 비용 충격은 더 큰 형태로 뒤늦게 돌아온다. 반대로 지금 국가가 전력망을 먼저 깔고 시장과 산업을 함께 정비하면, 한국은 AI·배터리·반도체·해상풍력 시대의 인프라 우위를 선점할 수 있다. 제조업의 상류를 잡는 것은 공장이 아니라 전력망이다. 이제는 더 늦출 이유가 없다.



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

김재운 Partner
jae-un.kim@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

PwC Consulting

유원석 Partner
won-seok.yoo@pwc.com

윤두오 Partner
dooo.yoon@pwc.com

조운희 Partner
woonhee.cho@pwc.com

김정연 Partner
jungyoun.k.kim@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&A 자문, 신사업 기회 발굴 등 단계별, 고객의 사업 성숙도에 맞춰 최적화된 전략을 제시합니다.

주요 서비스

Strategy & Transformation	Projects and Deals	Regulation
<ul style="list-style-type: none"> • 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 	<ul style="list-style-type: none"> • 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 	<ul style="list-style-type: none"> • 수소산업 생태계 연구 및 육성 계획 수립 • 유관 사업법 및 관련 규정 제정 자문 • 전력시장 저탄소중양계약 (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

Author Contacts

삼일PwC 경영연구원

이은영 상무
eunyoung.lee@pwc.com

김승철 수석연구위원
seungchurl.k.kim@pwc.com

강수정 연구원
sujeong.j.kang@pwc.com

삼일PwC 경영연구원

최재영 경영연구원장
jaeyoung.j.choi@pwc.com



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

S/N: 2605W-RP-075

© 2026 PwC Korea. All rights reserved. PwC refers to the Korea group of member firms and may sometimes refer to the PwC network. Each member firm is a separate legal entity. Please see www.pwc.com/structure for further details.