



Reforming Korea's Electricity Market for Net Zero

탄소중립을 향한 한국 전력시장 개선방안

Alejandro Hernandez – Head of Unit Renewable Integration and Secure Electricity
알레한드로 에르난데즈 - 재생통합 전력안보팀 대표

9th December 2021

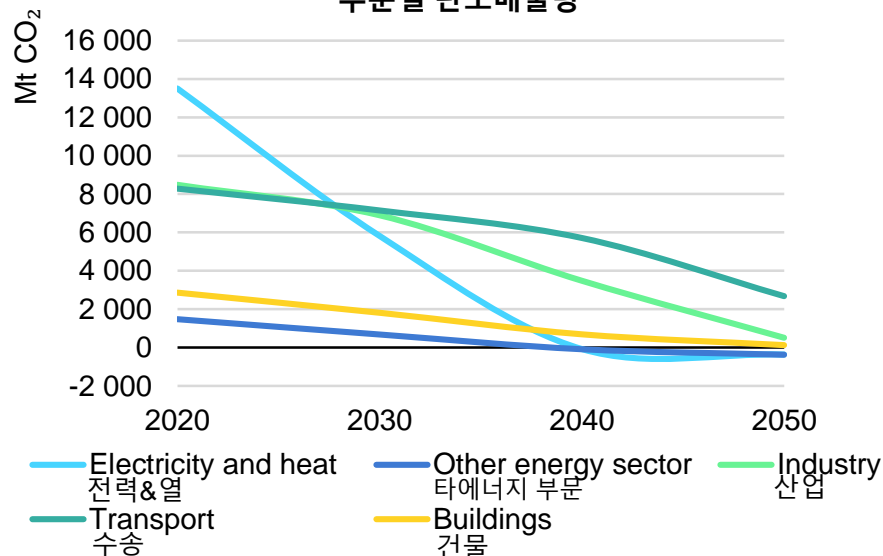
The power sector is key for achieving net zero

전력부문은 탄소중립 달성의 핵심

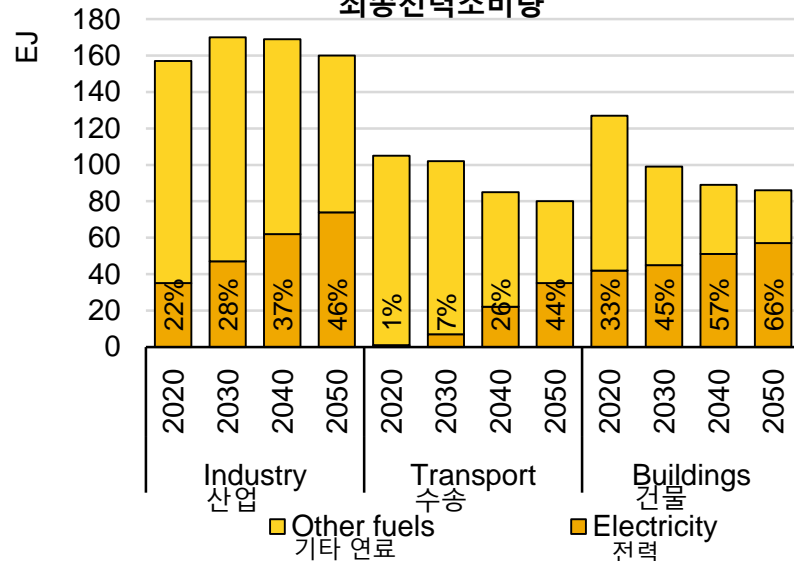
Despite being responsible for the largest share of annual emissions (40% globally in the 33.9 GtCO₂ emissions in 2020), it also has the most potential to decarbonise rapidly due to the existence of **mature technologies**. Advanced economies would see zero emissions before 2040.

전력부문이 연간 탄소 배출량의 가장 큰 부분을 차지하고 있지만 (2020년 33.9 GtCO₂, 전세계 40% 차지), 성숙한 기술이 이미 존재하고 있기 때문에 빠르게 탈탄소 가능성이 높은 부문임. 선진국은 2040년 전에 배출량이 zero를 달성할 것.

Emissions by sector
부문별 탄소배출량



Share of electricity in final consumption
최종전력소비량



Global power sector must decarbonise by 2035
전세계적으로 전력 부문은 2035년까지 탈탄소 달성

Power sector decarbonisation is as a win-win for net-zero

전력부문의 탈탄소는 탄소중립과 Win-Win 관계

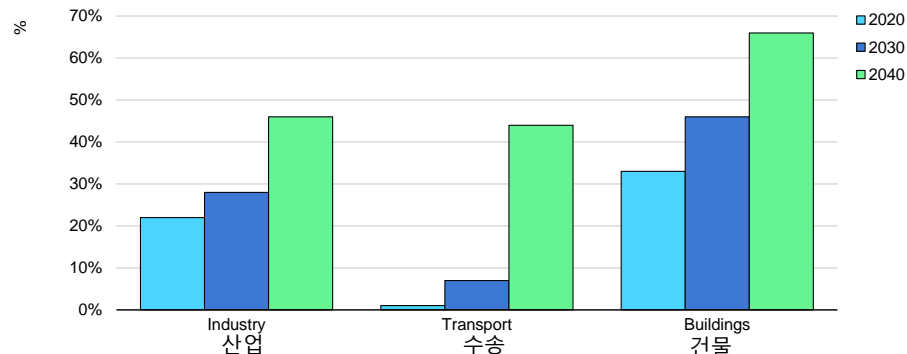
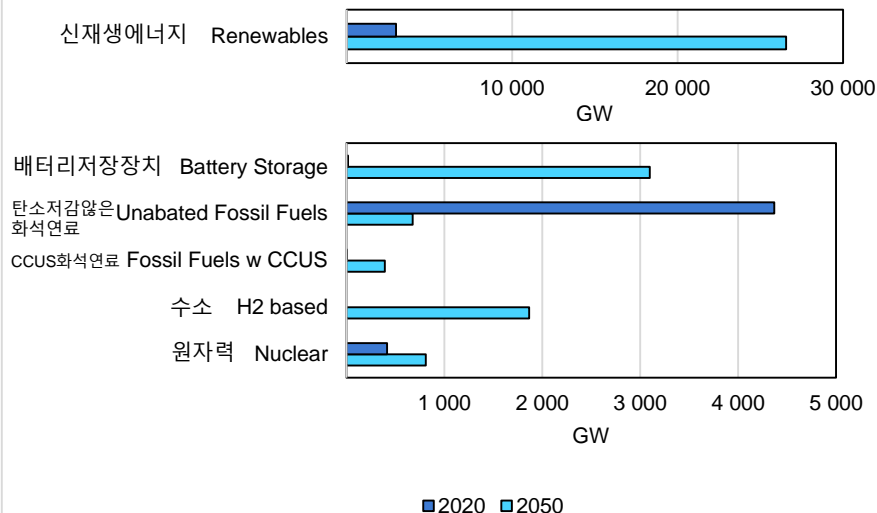
Decarbonisation of power generation reduces direct emissions



Electrification contributes to decarbonise other end-use sectors

전력부문의 탈탄소는 직접적인 탄소배출 감소

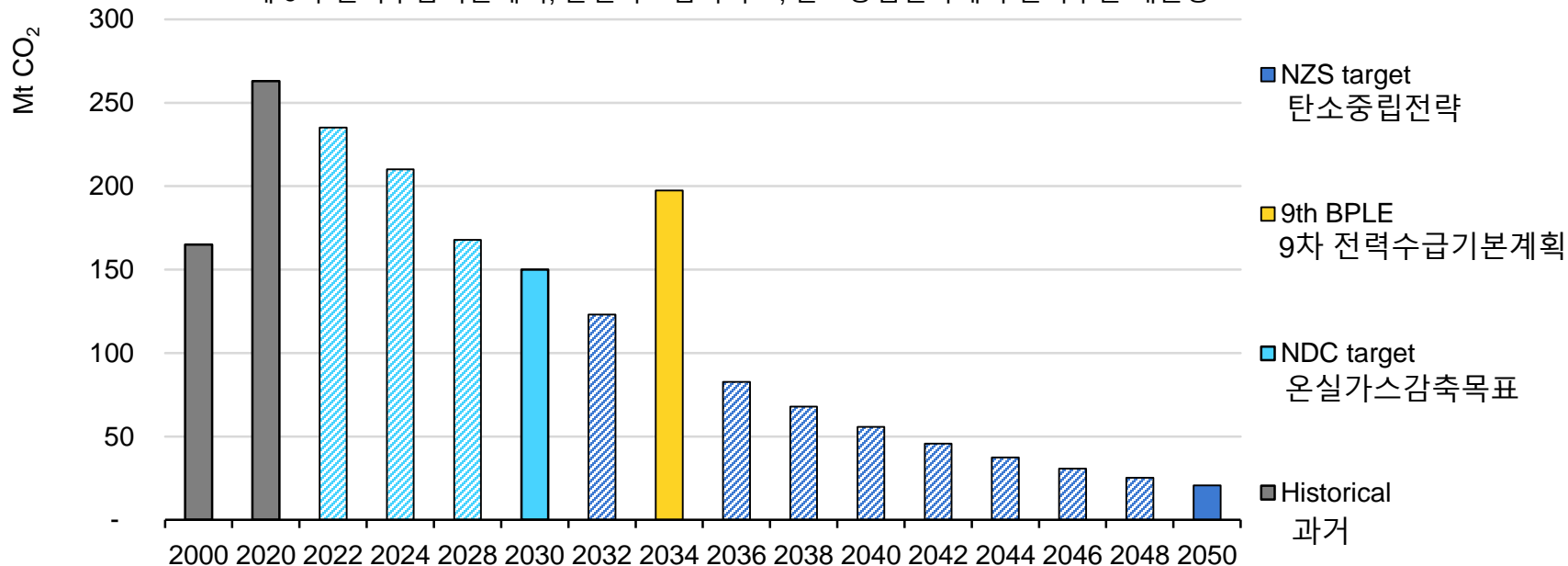
전력화는 다른 최종 사용 부문의 탈탄소에 기여



Current path for decarbonisation lags behind the targets

탄소중립 목표보다 뒤쳐져 있는 현재의 한국 에너지 계획

Historical power sector emissions and targets from 9th BPLE, NDC and NZS
제 9차 전력수급기본계획, 온실가스감축목표, 탄소중립전략에서 전력부문 배출량



Note: 2034 based on model generation, 2050 intensity based on average of the 2 scenarios 참고: 2034년 모델생성 기반, 2개 시나리오 평균 기반 2050년 원단위

Emissions reduction from 9th BPLE would not achieve the 2030 NDC targets, and Korea would need more aggressive measures to achieve its 2050 targets

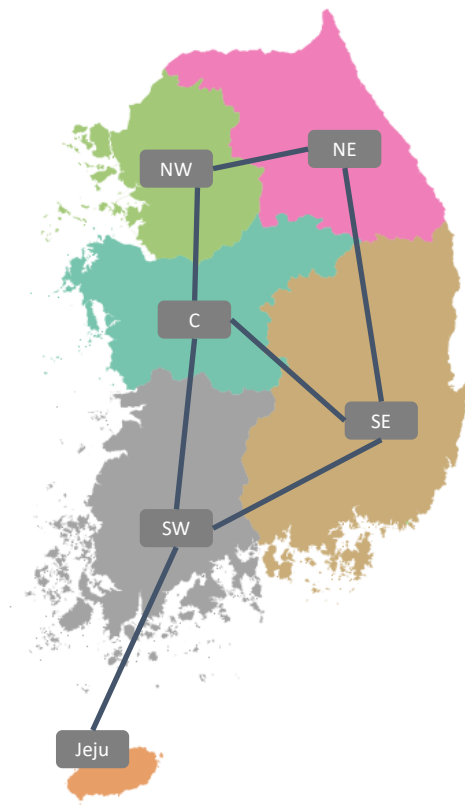
9차 전력수급기본계획에서 언급한 배출량 감소계획은 2030 탄소배출 감축 목표량 (NDC)에 미치지 못함.
따라서 2050 목표를 달성하기 위해서는 한국은 더 적극적인 조치가 필요.

Assessing technical and market potential of decarbonisation options in Korea

한국의 탈탄소화 방안들의 기술적 잠재력과 시장 잠재력 평가

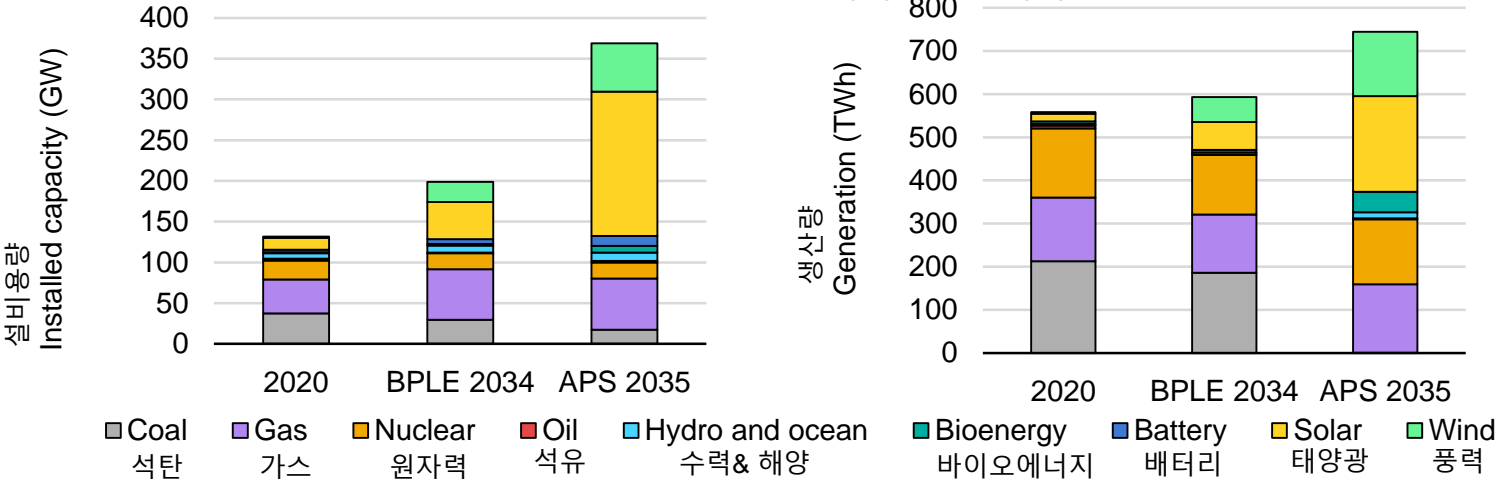
- Qualitative analysis of international best practices
국제 모범 사례의 정성적 분석
- Analyse technical capability and options for the power system to accommodate greater shares of solar PV and wind
태양광 및 풍력의 더 많은 양을 수용할 수 있는 전력 시스템의
기술적 능력 및 옵션 분석
 - Considers both technical and economic aspects
기술적 측면과 경제적 측면 모두 고려
- Production cost modelling with 1-hour time resolution (currently) in 2035 with 2020 as validation year
2020년을 기준으로 2035년에 1시간 단위 (현재) 생산비용 모델링
 - Assess the impact of VRE on the system and value of flexibility resources
변동성재생에너지의 시스템과 유연성 자원의 가치
영향력 분석
- Analyse market impacts of greater shares of solar PV and wind
태양광과 풍력 비중확대의 시장 영향력 분석
 - Increased price volatility
가격 변동성 증가
 - Regional differences in electricity price
지역별 전기요금 차등
 - Revenue impacts of different pricing approaches
다양한 요금제도에 따른 수익 변화

6-node model of the Korean power system
한국 전력 시스템의 6-노드 모델



Scenario overview 시나리오 개요

Installed capacity (left) and generation (right) by technology in 2020,
in the BPLE 2034* and in the IEA World Energy Outlook Announced Pledges scenario in 2035
2034년 전력수급계획(BPLE), 2035년 IEA 세계에너지전망의 공약 시나리오 (APS)에 따른
2020 발전소 종류별 설비 용량(좌)과 생산량(우)



| Year | 2020 | 2034 BPLE | 2035 APS |
|-------------------------|------|-----------|----------|
| VRE shares 신재생에너지 비중 | 4% | 21% | 50% |

The modelling considers three scenarios for 2020, 2034 based on BPLE, and 2035 based on the Announced Pledges Scenario (APS) is aligned with Korea's NZS pathway

이 모델링은 한국의 탄소중립 방안에 맞춰 3가지 시나리오 (2020년, 9차전력수급계획 기반 2034년, 공약시나리오 기반 2035년)를 고려하였음

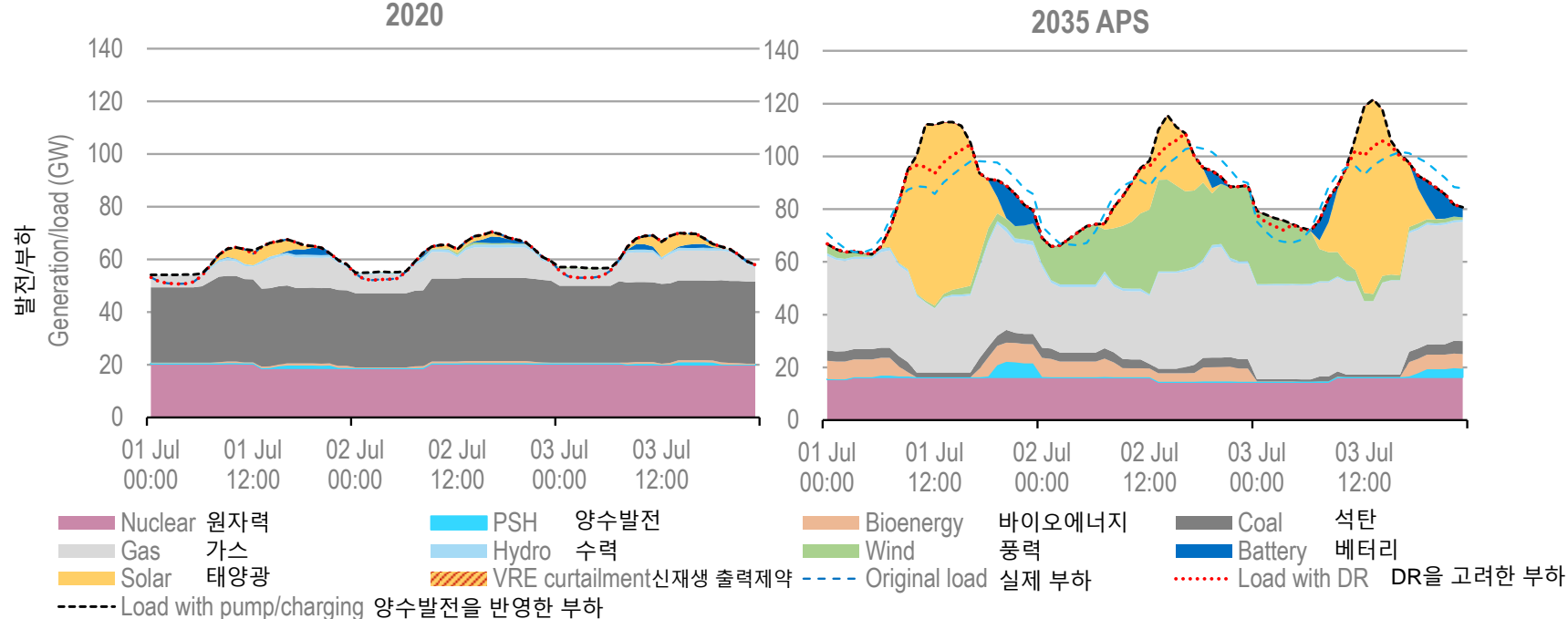
* Generation values for the BPLE 2034 are based on the IEA Korea Regional Power Sector model as official estimates are not available
2034년 BPLE 발전량은 공식 수치가 없어 IEA 한국 지역 전력부문 모델을 기반으로 함

Daily flexibility requirements in a decarbonised power system

탈탄소 전원 시스템을 위한 일일 유연성 요구사항

Power system dispatch by technology in the IEA Korea Power System Model in 2020 and 2035 APS

IEA 2020 한국 전력시스템 모델과 공약시나리오 2035년의 전원별 전력 시스템 출력량



Greater wind and solar development will be complemented by a very flexible demand, smart EVs and flexible electrolyzers, and various storage options.

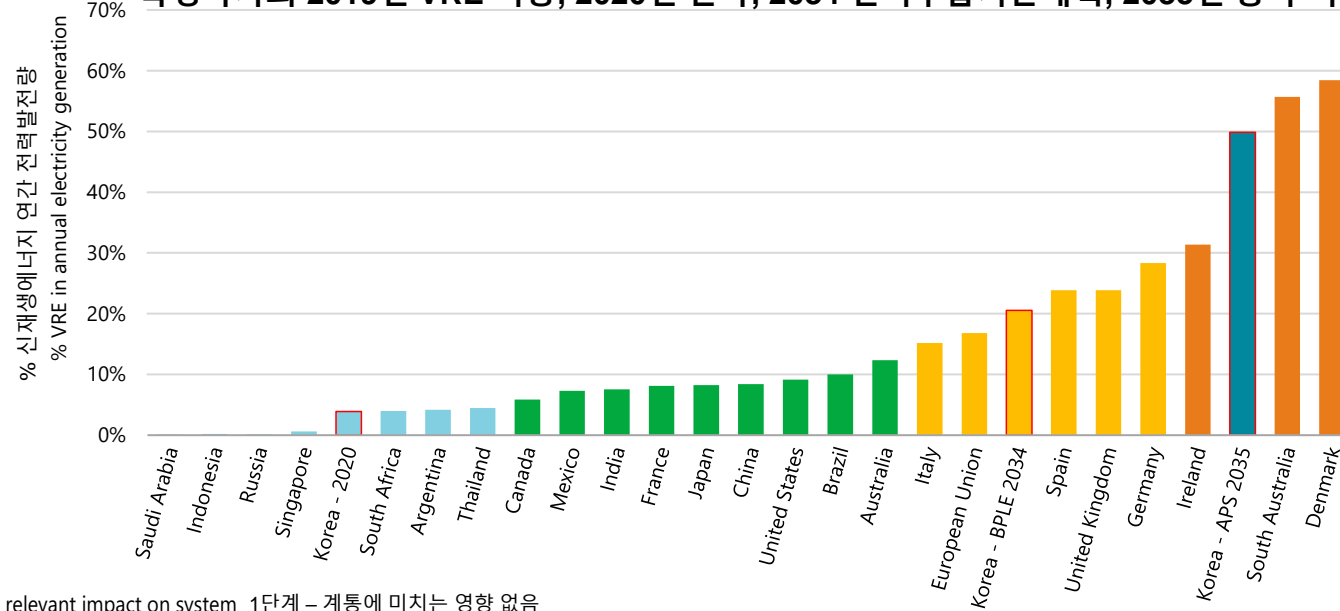
더 많은 풍력 및 태양열 개발은 유연한 수요, 스마트 EV, 유연성을 갖춘 수전해, 다양한 저장장치 옵션 등으로 보완될 것

Planning ahead for Korea's integration challenges

한국의 재생에너지 통합을 위한 선제적인 계획

Annual VRE share in selected countries for 2019 and Korea in 2020, 2034 BPLE and 2035 APS

특정국가의 2019년 VRE 비중, 2020년 한국, 2034 전력수급기본계획, 2035년 공약 시나리오



■ Phase 1 - No relevant impact on system 1단계 - 계통에 미치는 영향 없음

■ Phase 3 - VRE determines the operation pattern of the system 3단계 - VRE가 계통운영패턴을 결정함

■ Phase 5 - Growing amounts of VRE surplus 5단계 - 잉여 VRE 생산량 증가

■ Phase 2 - Minor to moderate impact on system operation 2단계 - 계통운영에 미치는 영향 적음

■ Phase 4 - VRE makes up almost all generation in some periods 4단계 - VRE가 특정 시기 거의 모든 생산량을 차지함

It is expected that fulfilling the country's energy policy targets will bring the country to phase 5 of VRE integration, which will require making extensive use of all flexibility measures

국가 에너지 정책 목표를 달성하면 모든 유연성 정책을 광범위하게 사용해야하는 VRE 통합의 5단계가 될 것으로 예상

Carbon pricing as a first approach to fuel switching

연료 전환을 위한 첫 번째 접근 방식은 탄소가격 책정

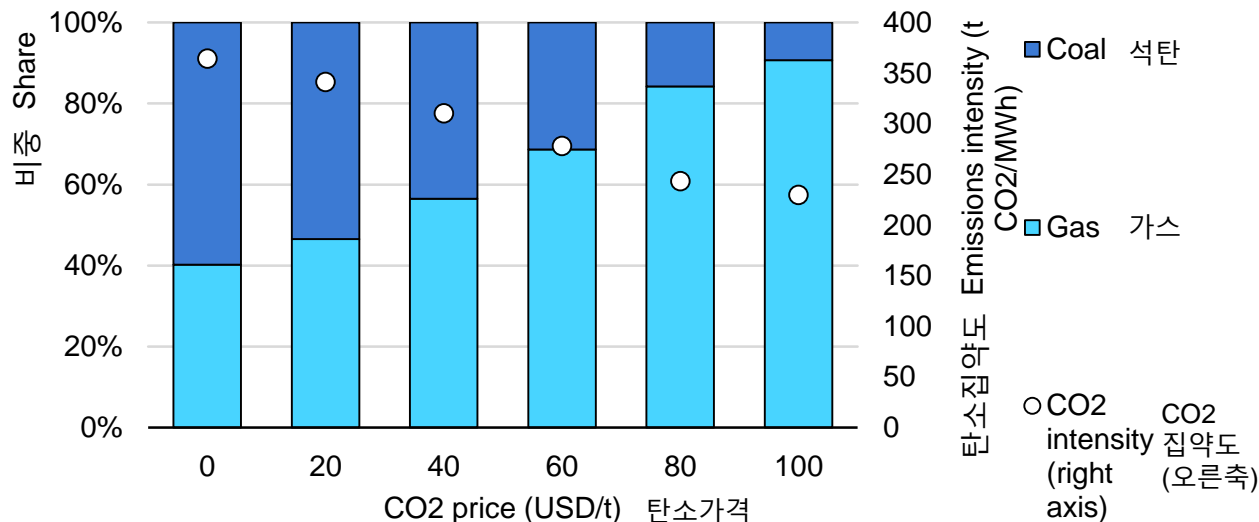
Shift in shares of coal and gas in generation with increasing CO₂ price in the IEA Korean Power System Model for the BPLE scenario in 2034
2034년 BPLE 시나리오에 대한 IEA 한국 전력 시스템 모델에서 탄소가격 상승에 따른 석탄과 가스 발전량 비중 변화

Korea currently has a carbon credit mechanism that relies on out-of-market transactions

한국은 현재 장외 거래에 의존하는 탄소 배출권 메커니즘을 보유

Better integration in the wholesale market and dispatch is an important measure to encourage fuel switching

도매 시장 및 파견의 더 나은 통합은 연료 전환을 장려하는 중요한 조치

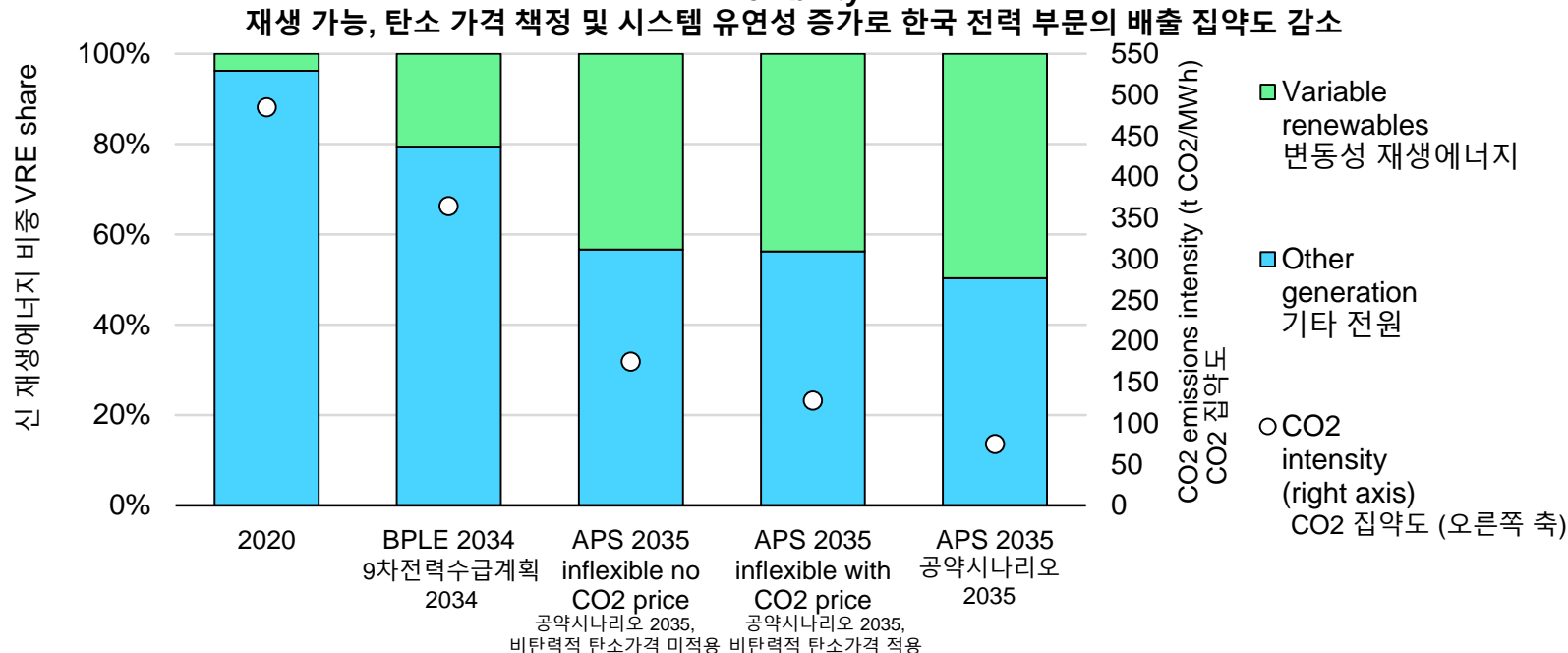


Fuel switching, driven partly by effective CO₂ pricing is a first measure for fuel switching to less polluting fuels but cannot be the only measure to achieve carbon neutrality in the power system

부분적으로 효과적인 CO₂ 가격 책정에 의해 추진되는 연료 전환은 오염이 적은 연료로 연료를 전환하기 위한 첫 번째 방법이지만 전력 시스템에서 탄소 중립성을 달성하기 위한 유일한 방법은 아님

Increasing shares of VRE generation 변동성재생에너지 생산량 비중 증가

Reducing emissions intensity in the Korean power sector with increased renewables, carbon pricing and system flexibility



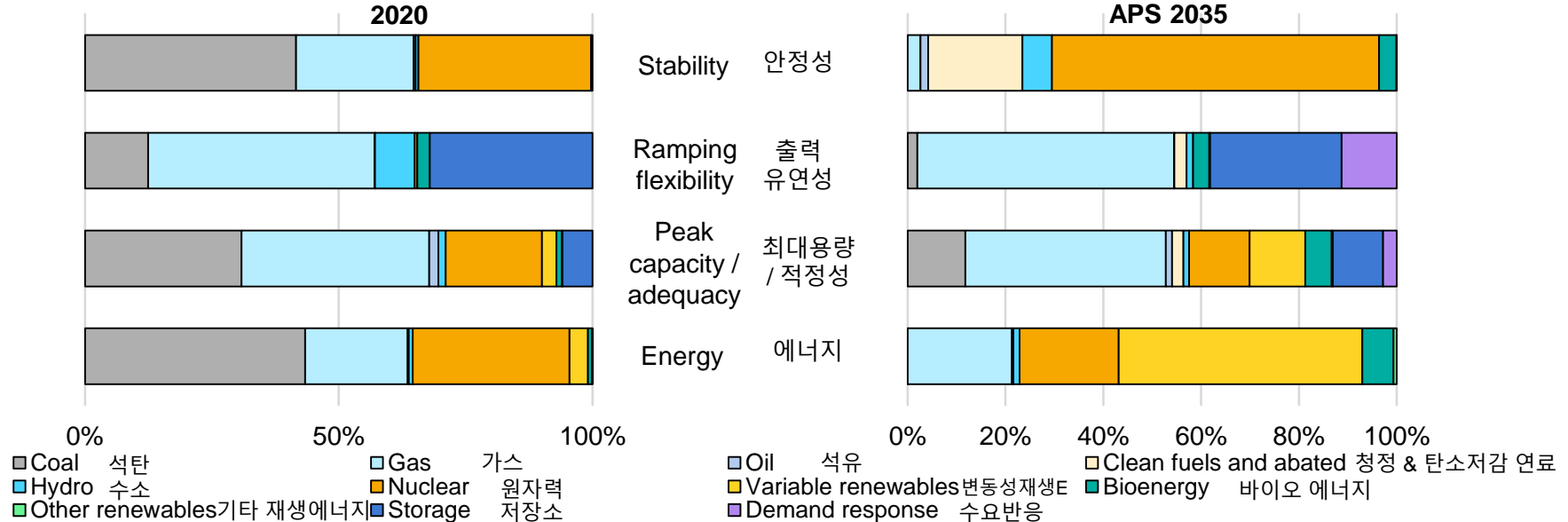
High shares of VRE generation will be the main building block for success in achieving Korea's power sector decarbonisation targets- and a flexible power system recognizing CO2 costs increase their impact in decarbonisation

변동성 재생에너지 발전의 높은 비중은 한국의 전력 부문 탈탄소화 목표 달성의 중요한 역할을 할 것이며 탄소 비용을 인식하는 유연한 전력 시스템은 탈탄소화에 미치는 영향을 증가시킴

Markets and investment frameworks need to remunerate all system services needed for electricity security

시장과 투자 프레임에는 전력 안보에 필요한 모든 시스템 서비스에 보상체계 필요

Energy and service contributions of different technologies to maintain electricity security in Korea, 2020 and 2035 APS
2020년 2035년(공약 시나리오) 한국의 전력안보를 유지하기 위한 기술들의 에너지와 서비스 기여도



Power system services will increasingly need to be provided by a more diverse range of assets, which will need to be rewarded and incentivised for their contributions to stability, flexibility and capacity.

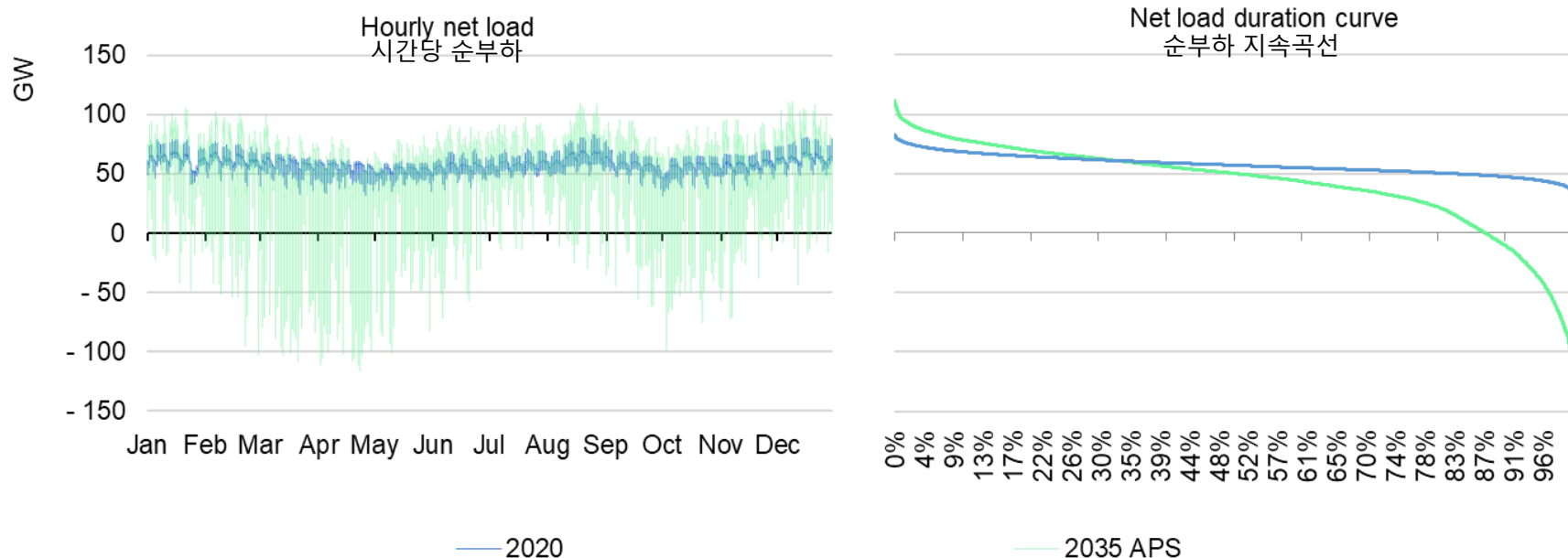
전력시스템 서비스는 더 다양한 범위의 자산이 뒷받침 되어야 함.

즉, 안정성, 유연성, 용량에 기여하는 서비스에 더 많은 보상과 인센티브가 필요

Integration of higher shares of VRE will lead to increased volatility

높은 비중의 신재생 에너지 통합이 가져올 변동성의 증가

Hourly net load and load duration curve, 2020 and 2035 APS
2020년과 2035년 공약시나리오 시간당 순부하와 부하지속곡선

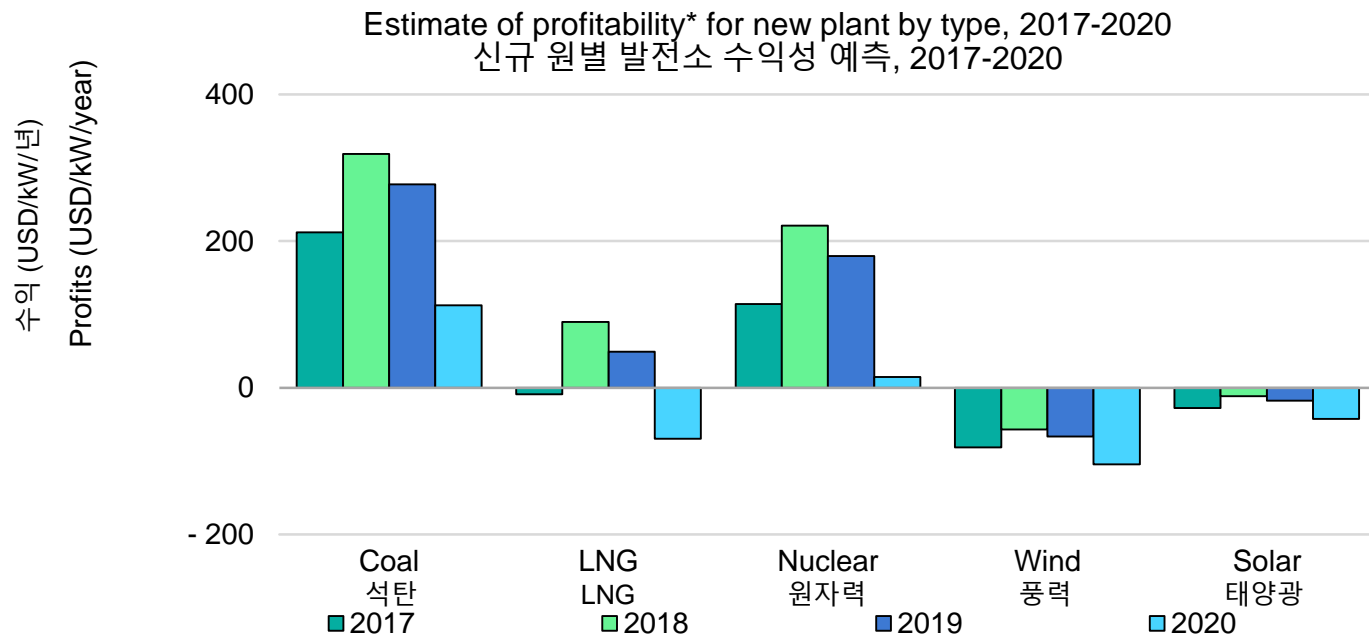


The increase in the range and ramps in the net load will require additional resources to meet flexibility needs to avoid large curtailment of wind and solar generation

순부하의 크기와 변동폭의 증가로 풍력과 태양광 발전의 대규모 출력제한을 피하기 위해 요구되는 유연성을 충족시키기 위한 추가적인 자원 필요

Korea's current electricity market design works against its long-term climate ambitions

한국의 현 전력시장 구조는 한국의 장기 기후목표와 불일치



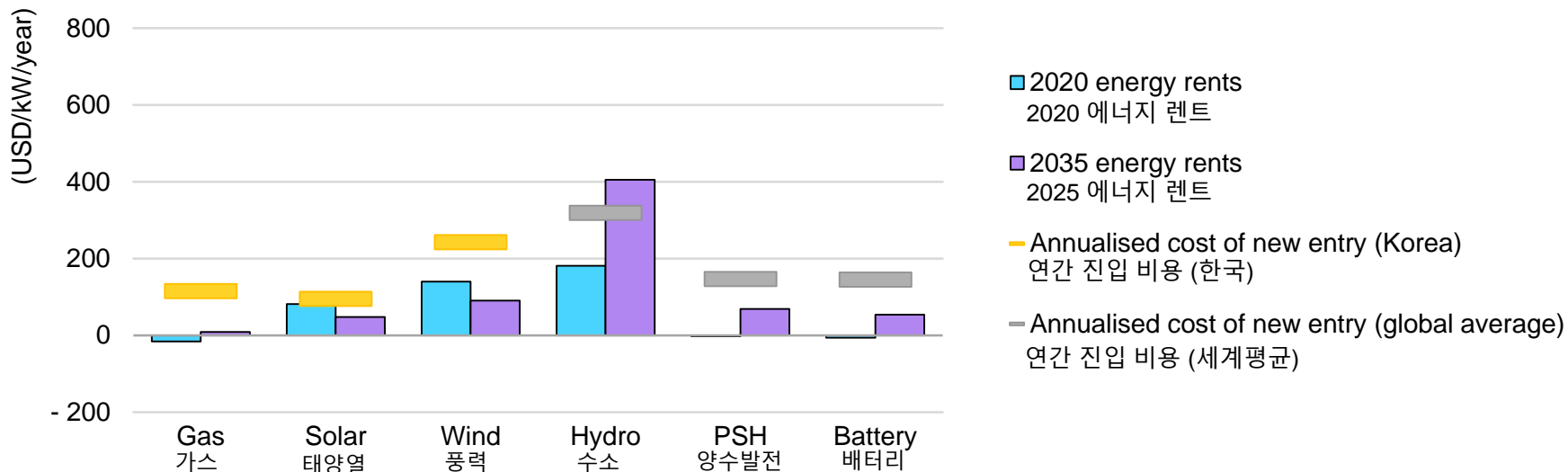
From 2017 to 2020, Korean coal plants, despite emitting higher levels of CO₂ and other pollutants have seen higher profits. Current measures such as upper limits on full load hours are a measure to reduce emissions now, but further instruments are necessary

2017년부터 2020년까지 한국 석탄화력발전소는 탄소를 포함한 다른 오염물질 배출량이 높았으나 수익성 또한 높았음.
석탄발전에 상한을 부여하려는 정책은 지금 당장의 배출량을 줄일 수 있으나 추가 방안이 필요

The current wholesale market price signals are inadequate to attract new generation

현 도매시장은 신규발전의 진입에 적합한 가격신호를 제공하지 못함.

Estimate of profitability* for new plant by type, 2020 and 2035 APS
2020년과 공약시나리오 2035년의 원별 신규 발전소 수익성 예측



*Comparison of energy rents to fixed O&M and annualised capital cost; WACC = 7%;
Notes: Using system reference marginal price (SRMC) with no carbon price.

*고정 O&M 및 연간 자본 비용에 대한 에너지 렌트의 비교; WACC = 7%;
참고: 탄소 가격 미적용 시스템 기준 한계 가격(SRMC) 사용

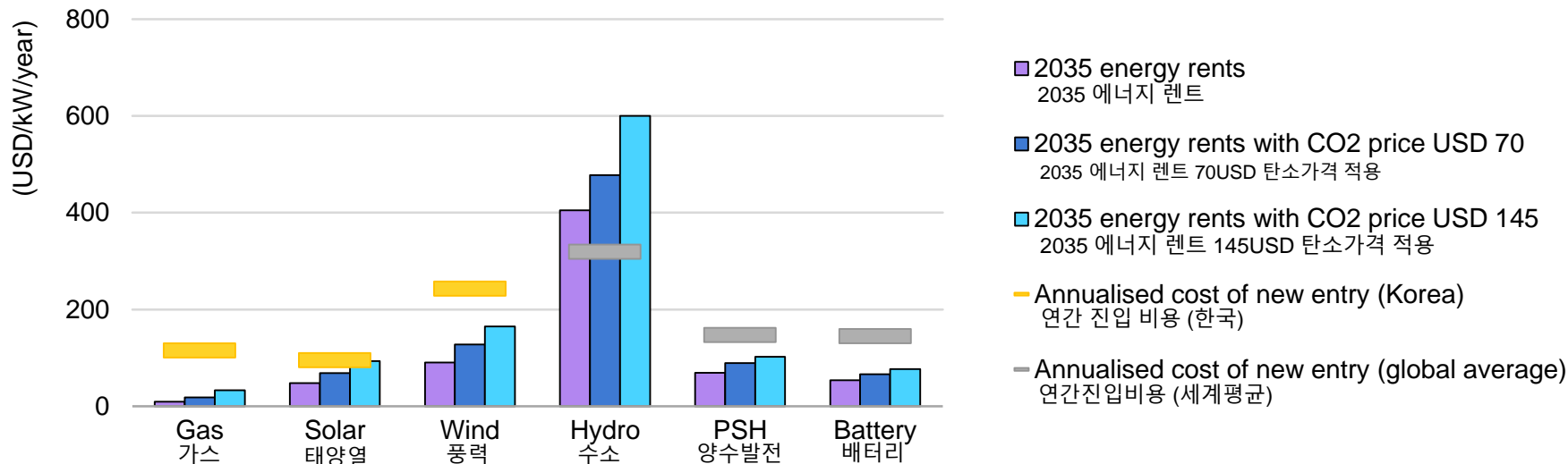
The current market design would not provide enough revenue to finance new investments in dispatchable assets such as gas, PSH or batteries

현 시장구조는 가스, 양수발전 또는 배터리와 같은 급전가능 자원에 신규 투자를 하기위한 충분한 수익이 생기기 어려운 구조임.

Adding carbon pricing makes low carbon technologies more attractive

저탄소기술의 발전을 촉진하는 탄소 가격 도입

Estimate of profitability* for new plant by type, 2035 APS (with and without carbon price)
2035년 공약시나리오의 원별 신규 발전소 수익성 예측 (탄소가격 적용 & 미적용)



*Comparison of energy rents to fixed O&M and annualised capital cost; WACC = 7%;
Notes: Using system reference marginal price (SRMC) with no carbon price and \$145 per ton carbon price.

*고정 O&M 및 연간 자본 비용에 대한 에너지 렌트의 비교; WACC = 7%;
참고: 탄소 가격 미적용, 탄소 가격 톤당 \$145 적용한 시스템 기준 한계 가격(SRMC) 사용.

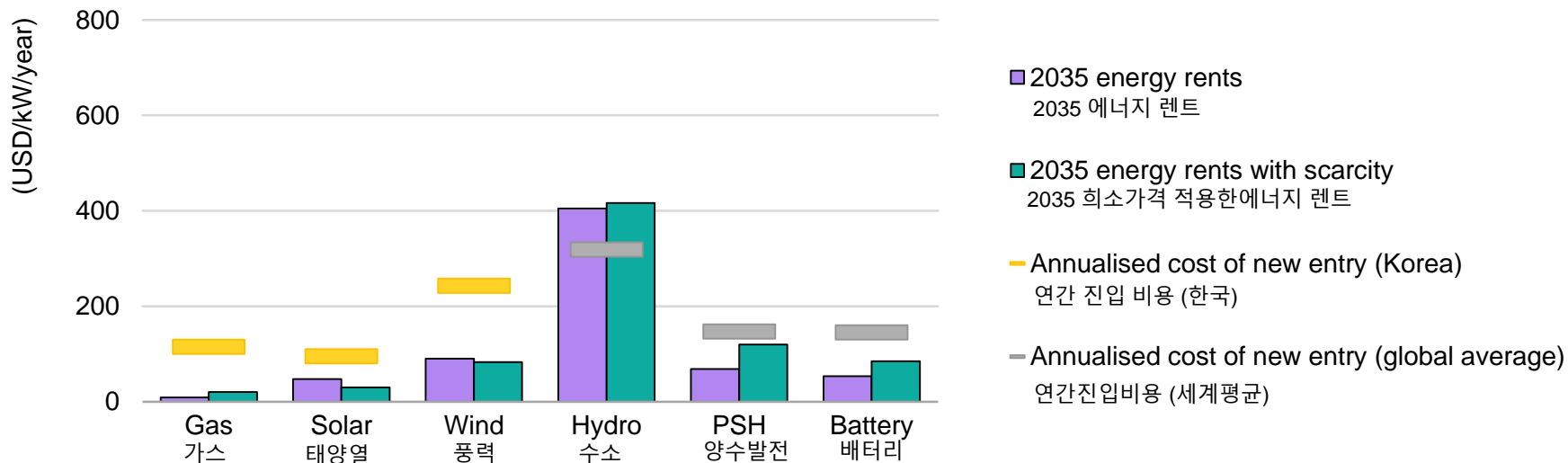
The carbon price increases the revenues received by all low-carbon sources while also inducing fuel switching between coal and gas

탄소가격은 저탄소 전원에서 얻은 이윤을 증가시키며 석탄에서 가스로 연료전환을 유도

Scarcity pricing increases rents for dispatchable generators

급전가능 발전소의 수익구조 개선이 가능한 희소가격

Estimate of profitability* for new plant by type, 2035 APS (with and without scarcity pricing)
2035년 공약시나리오의 원별 신규 발전소 수익성 예측 (희소가격 적용 & 미적용)



*Comparison of energy rents to fixed O&M and annualised capital cost; WACC = 7%;
Notes: Using system reference marginal price (SRMC) and scarcity price with no carbon price.

*고정 O&M 및 연간 자본 비용에 대한 에너지 렌트의 비교; WACC = 7%;
참고: 희소가격 적용, 탄소가격 미적용한 시스템 기준 한계 가격(SRMC) 사용.

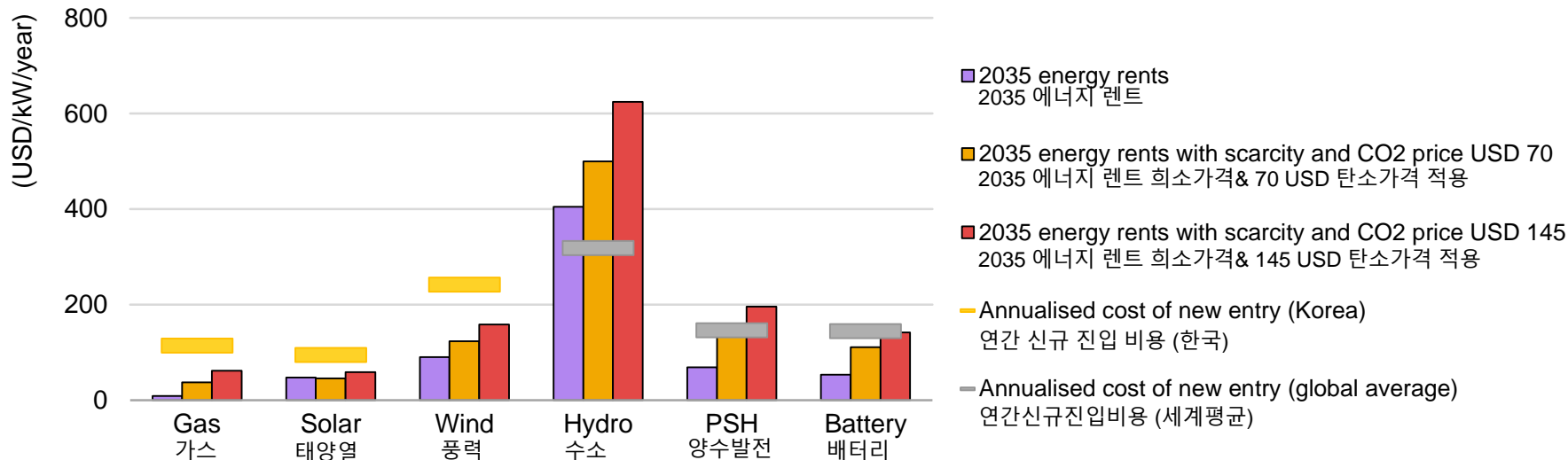
Scarcity pricing would more closely match the actions taken to operate a secure system
희소 가격은 안전한 계통을 운영하기 위한 타 대응방안과 유사한 역할을 수행

Pricing enhancements align markets and emissions goals

시장목표 및 온실가스 목표를 일치시킬 수 있는 가격제도 강화

Estimate of profitability* for new plant by type, 2035 APS (with and without scarcity and carbon pricing)

2035년 공약시나리오의 원별 신규 발전소 수익성 예측 (희소&탄소가격 적용&미적용)



*Comparison of energy rents to fixed O&M and annualised capital cost; WACC = 7%;

*고정 O&M 및 연간 자본 비용에 대한 에너지 렌트의 비교; WACC = 7%;

Notes: Using system reference marginal price (SRMC) with no carbon price and \$145 per ton carbon price. 참고: 탄소 가격 미적용 & 탄소 가격 톤당 \$145 적용한 시스템 기준 한계 가격(SRMC) 사용.

Adding both a carbon price and scarcity pricing bring many technologies closer to their cost of new entry, an indication that the market design can deliver needed investments without the need for large direct payments

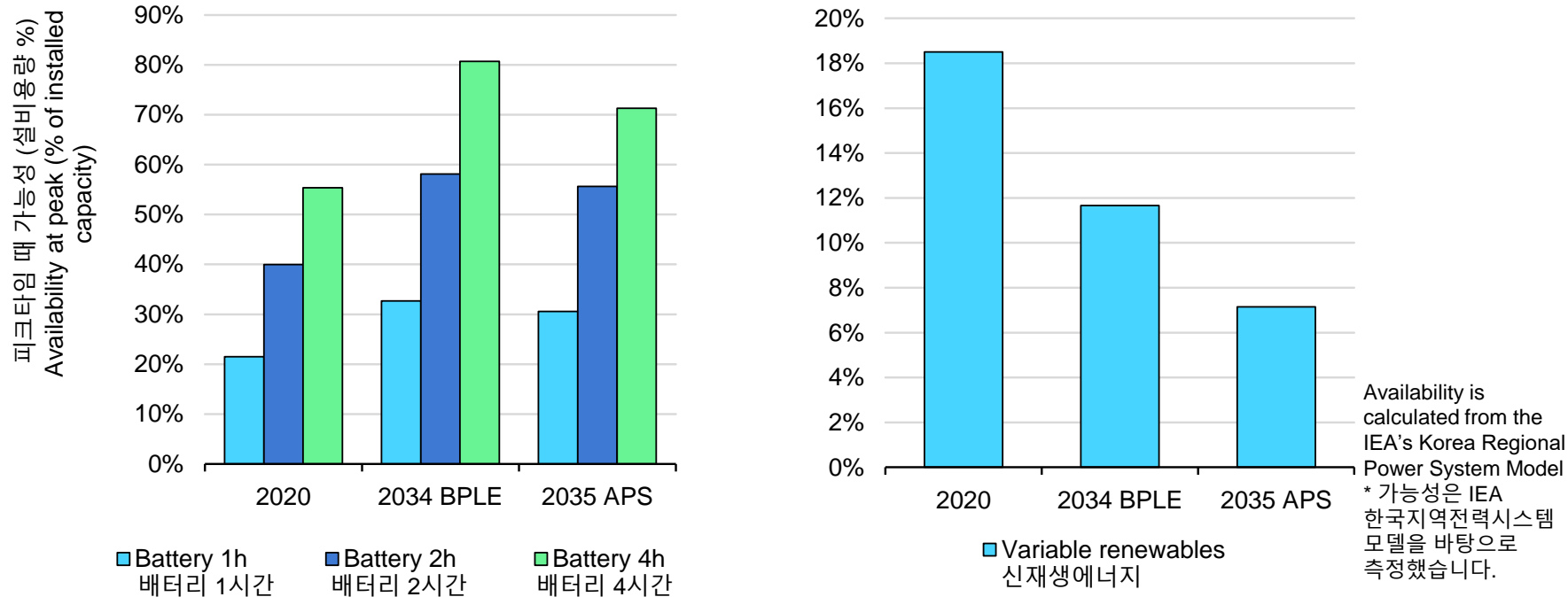
탄소가격과 희소가격 둘 다 적용할 경우 많은 기술들이 신규진입비용과 가까워지고 이는 시장구조가 대규모 직접 비용지불 없이 필요한 투자를 제공할 수 있음을 의미

Refining out-of-market payments to ensure adequacy

적정성을 보장하기 위한 시장 외 요금제도 개선

Battery availability during critical hours by storage duration and combined wind and solar contributions, 2020, 2034 BPLE and 2035 APS

2020년, 2024 전력수급계획, 2035년 공약시나리오에서의 저장 시간과 풍력 태양열 기여도에 의한 피크타임 동안의 배터리 가능성



Capacity payments should remunerate assets based on their actual contribution to adequacy

용량 요금은 적정성에 실제 기여한만큼을 바탕으로 보상

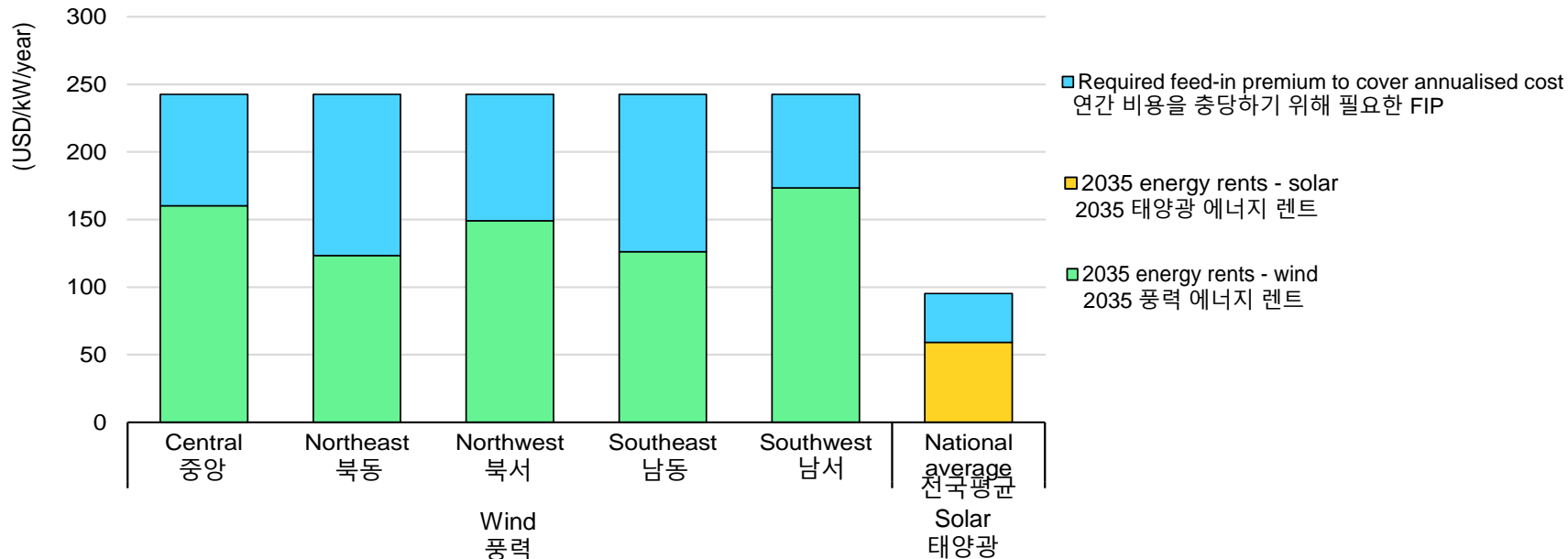
Long-term support mechanisms complement market revenues

시장 수익구조 보완을 위한 장기 보상 메커니즘

Estimated feed-in premium required for wind and solar in various regions – APS 2035 in the IEA Korea Regional

Power System Model*

다양한 지역의 풍력과 태양열에 필요한 FIP(Feed-In Premium) 예측 - IEA 한국지역 2035년 공약시나리오

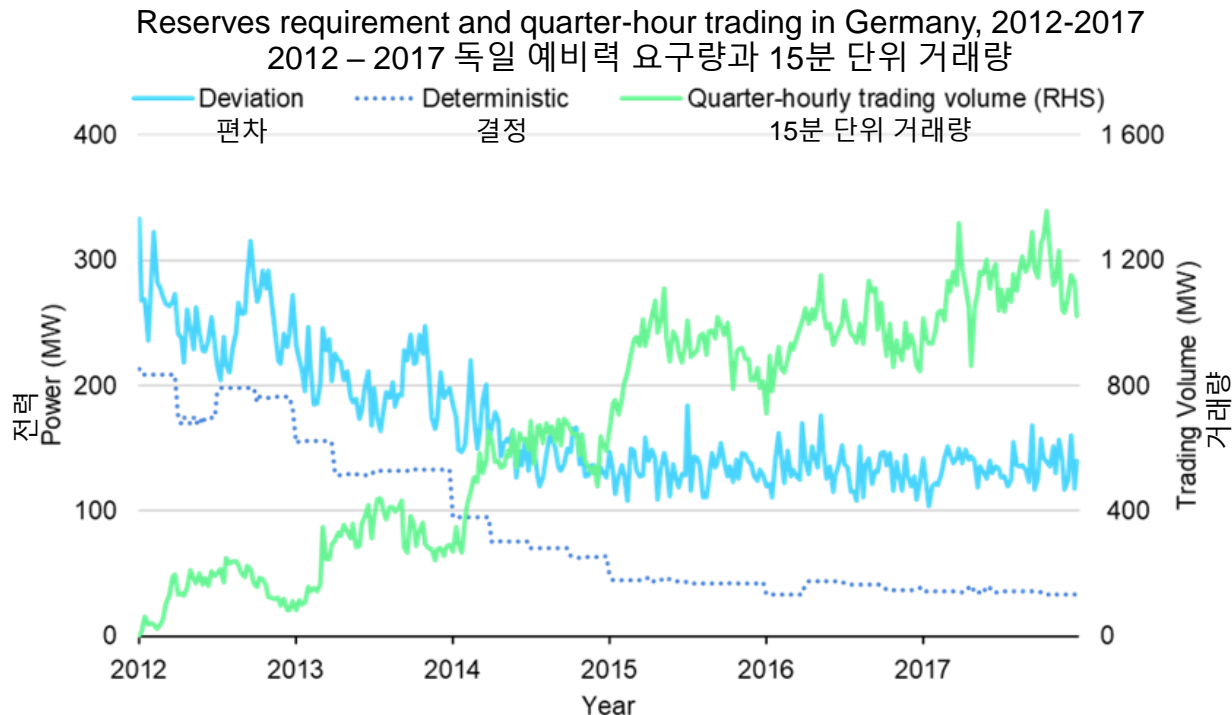


Renewable support schemes can top up market revenues to ensure low-carbon generation deployment is in line with Korea's targets

재생에너지 지원 계획은 저탄소 발전 증가가 한국의 탄소중립 목표와 일치하도록 시장 수익을 보완할 수 있음

Greater time granularity in wholesale prices as a first step

첫 단계는 도매가격에서 시간 세분화



Korea's move from hourly-blocks to minute-blocks is a significant progress in reflecting the value of electricity properly which has already been deployed in countries with very high shares of VRE

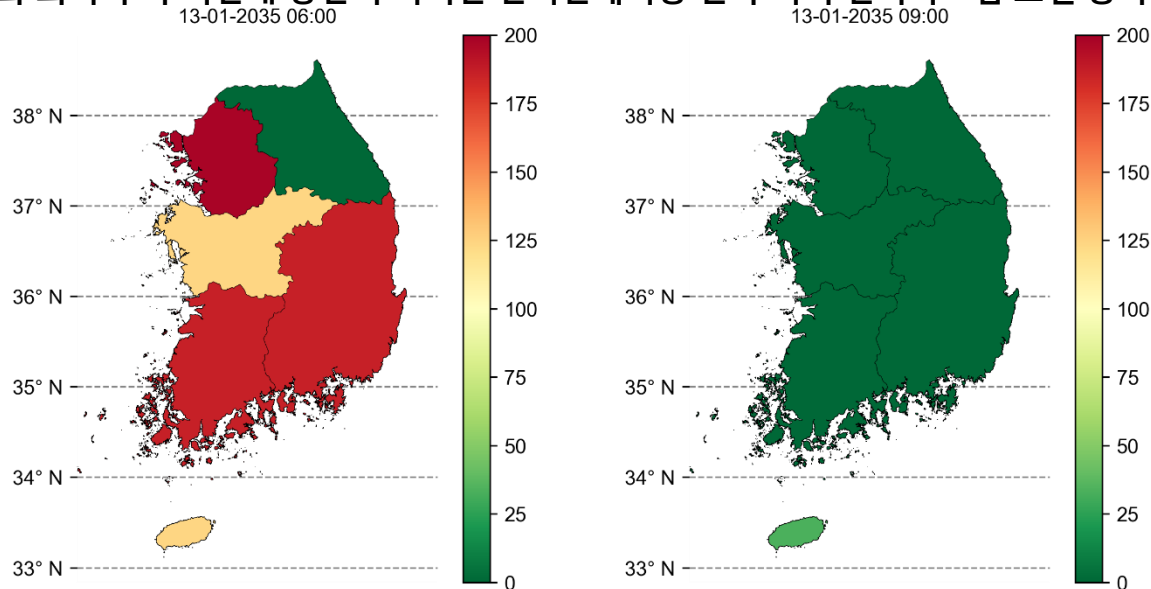
한국의 시간당 단위를 분당 단위로 옮길 경우 상당한 전력 가치를 적절히 반영하는데 중요한 진전이 될 수 있음.
이는 이미 높은 신재생에너지 비중을 갖고 있는 많은 나라에서 사용하는 방법임.

Recognising regional differences in supply and demand

공급과 수요부분에서 지역간 차이 파악

SRMC across regions during a period of peak (left) and minimum (right) net load, Korea Regional Power System
Model APS 2035

피크시간대와 최저 부하 시간대 동안의 지역간 단기한계비용 한국 지역 전력시스템 모델 공약시나리오 2035

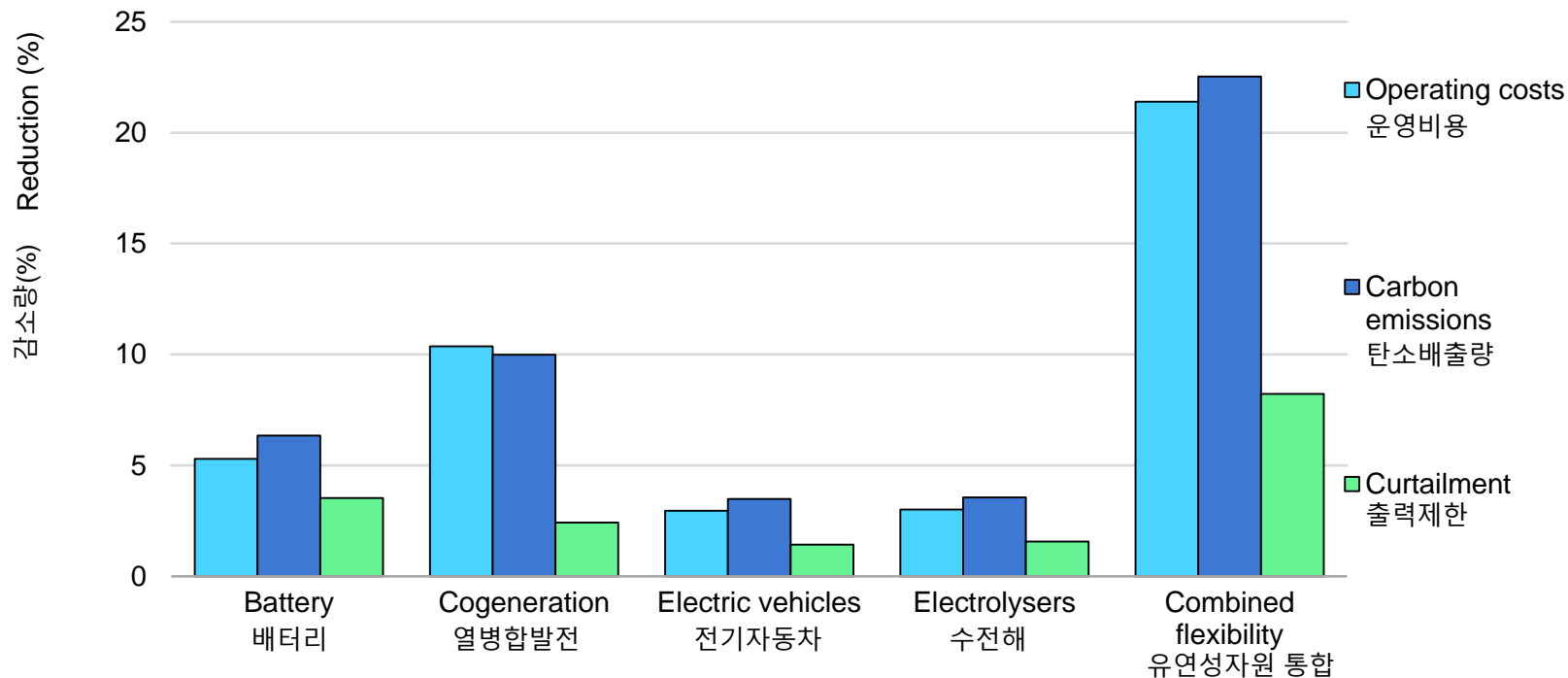


Moving from a copper-plate approach to regional price zones or recognising regional differences in long term auctions for VRE can be an important tools to make sure Korea makes the most of its VRE resources

Copper-plate 접근법에서 지역 가격 구역으로 전환 또는 신재생에너지 장기 경매에서 지역간의 차이를 인식하는 것은 한국이 신재생에너지 자원을 만들 수 있음을 나타내는 중요한 도구.

The coordinated deployment of distributed flexibility sources has maximises system benefits

분산형 유연성 자원의 증가는 계통의 이점을 극대화



Digitalisation will be essential to maximise the benefits of coordinated DER deployment, leading to greater reductions in VRE curtailment, emissions and costs

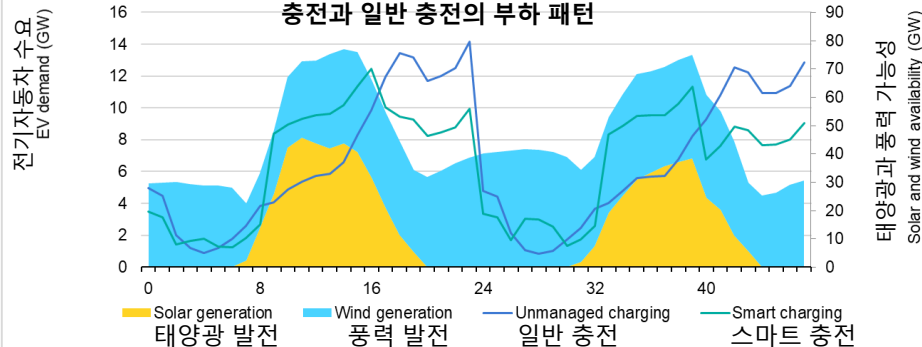
디지털화는 분산에너지자원의 이점을 극대화하며 변동성 재생에너지 출력제한, 탄소배출량과 비용의 감소로 이어질 것

Flexible demand is key in a highly decarbonised power sector

유연한 수요는 전력부문 탈탄소에 핵심요소

Electric vehicle load profiles for unmanaged and smart charging relative to solar and wind availability in Korea 2035 APS

2035 한국 공약시나리오에서 태양광과 풍력 발전과 연계된 전기자동차의 스마트 충전과 일반 충전의 부하 패턴



Cost savings for the EV fleet when charging is optimised 충전이 최적화 되어있을 때 EV 비용절감

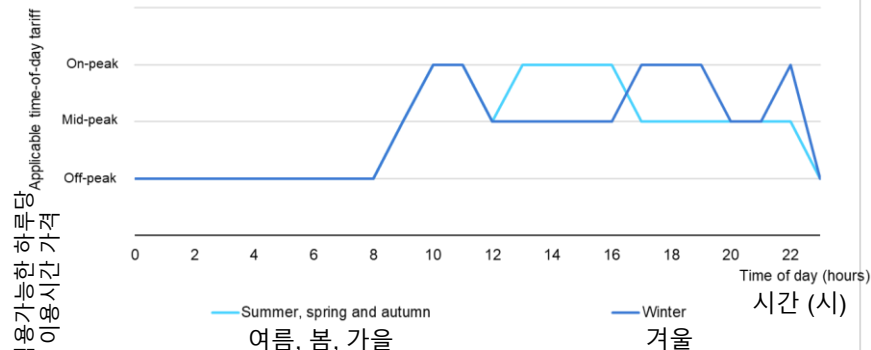
| | Peak costs 피크 비용 | Operating costs 운영 비용 | Emissions 탄소배출량 |
|------------------------|---------------------|--------------------------|--------------------|
| \$/MWh Avoided 회피비용 | 18 | 21 | / |
| % Reduction % 절감 | 30% | 21% | 21% |

Digitalisation allows maximizing the impact of EVs in decarbonisation, reducing emissions, operational costs and peak capacity needs for the system

디지털화는 탈탄소화, 온실가스 감소, 운영비용, 계통에 필요한 최대용량부분에서 전기자동차의 역할을 극대화시킴

Distribution of time-of-use tariffs across the day by season in Korea's special EV tariffs

한국의 전기차 특례요금의 계절별 가격배분





Thank you!
감사합니다

Report now available 보고서 다운받기

<https://www.iea.org/reports/reforming-koreas-electricity-market-for-net-zero>

