

2024 GREEN WEEK
International Conference

청정에너지 확대에 따른 새로운 전력시장의 변화와 과제

토론회

Changes and Challenges in the New Power Market as Clean Energy Expands

SYMPOSIUM

2024.03.06 *Wed* 14:00-17:00
The Plaza Hotel Seoul - Maple Hall

Contents

축사

Jeremy Pocklington

Permanent Secretary,

The Department for Energy Security and Net Zero

윤순진

국회 기후위기특별위원회 민간위원장(서울대학교 환경대학원 원장)

발제

재생에너지 확대에 따른 영국 전력시장의 변화와 과제

The UK's electricity market transformations on the road to net zero

David Shipworth | University College London

한국의 전력시장 미래전망과 현재 주요 과제

옥기열 | 전력거래소 시장혁신처장

전문가 대담

김희집 서울대학교 교수

조홍중 단국대학교 교수

김한국 GS EPS 정책팀장

김자현 기후솔루션 연구원

축사

Jeremy Pocklington

Permanent Secretary the Department for Energy Security and Net Zero

Good afternoon everyone and my thanks to the Energy Transition Forum for inviting me to this important event as part of the British Embassy's Green Week. I am delighted to be joining colleagues from the UK, including Professor David Shipworth of University College London, who has joined as our expert speaker. Delivering a decarbonised electricity supply requires both technological and policy innovation.

In the UK, energy market reform is an important topic as we seek to deliver the Net Zero transition. We need to make the market work better for consumers, become more resilient and investible, and support the transformation of our energy system. And energy market reform will help us achieve this transformation – rewarding those who make the switch to low carbon technology, reducing system costs for all, while protecting those who need it.

To-date, policy improvements and market reform, have been critical in enabling the UK to make the transition away from fossil fuels. Since 1990, we have cut our greenhouse gas emissions in half, while growing the economy by nearly 80%. And significantly, by the end of 2024, the UK will have closed its last coal power station. We have also had great successes in adopting clean energy technologies and rolling them out across our country.

In 2023 offshore wind provided 26% of UK electricity. Whilst last year fossil fuel generation in the UK was down to the lowest level in 66 years – and 25% less than renewables. At the end of 2023, close to a million zero emission vehicles were registered in the UK. And as part of our renewables-focused Contract for Difference Scheme, the UK raised

3.7GW of capacity through a record 95 projects, estimated to provide enough electricity to power the equivalent of c.2 million homes. And we will add more renewables in the coming years – not least as we pursue our 50GW target for wind by 2030. We have also announced plans for the biggest expansion of nuclear power for 70 years, including building a major new power station – Hinkley Point C in Somerset.

Industry is at the heart of our approach to net zero. There are currently over 80,000 green British jobs being supported or in the pipeline as a result of green job initiatives being introduced since November 2020.

The UK keenly extends its hand to our international partners, to work together on the global energy transition. That is why I am here in Seoul – meeting stakeholders from government, industry and academia. Last November, during President Yoon's State Visit to the UK a £24bn trade and investment package was agreed with renewables at the forefront of UK and Korean investor interest. Amongst the highlights, SeAH Wind committed £650m to build a new factory and manufacture offshore wind monopiles in Teesside. In parallel, the UK offshore wind developers Corio Generation and bp committed \$1.1bn of investment in offshore wind developments in Korea. A really positive demonstration of reciprocal investor confidence in our offshore wind markets – and of the mutual benefits of a strong UK–Republic of Korea partnership on clean energy. But as many of you will know better than I we need to put in place the policy environment to ensure renewables can succeed in the energy market.

I hope today's seminar will be an enriching discussion on one of the most important issues for both our countries – expanding our domestic clean energy markets in an ambitious, sustainable and pragmatic manner. Thank you very much to the Energy Transition Forum for convening this important discussion about the lessons which the Republic of Korea might take from UK experience.

윤순진

국회 기후위기특별위원회 민간위원장 (서울대학교 환경대학원 원장)

지난해 여름, 우리는 아니 전 세계는 심각한 폭염을 경험했습니다. 이제껏 경험해본 여름 가운데 가장 더운 여름이었습니다. 하지만 여름만이 아니었습니다. 유럽연합(EU) 기상기관인 코페르니쿠스 기후변화서비스(Copernicus Climate Change Service)에 따르면, 2023년 지구 평균 표면 온도는 산업화 이전에 비해 1.48°C가 상승하였다고 합니다. 국제사회가 넘어서지 않기 위해 노력하기로 한 1.5°C 목표에 바짝 다가선 상태입니다. 게다가 2023년에는 365일 모두 산업화 이전에 비해 1°C 이상 상승하였다고 합니다. 해양 표층수 온도도 2023년에 최고치를 기록했습니다. 해양은 지구시스템 초과열의 약 90% 저장하는데 2023년 세계 해양에 저장된 열이 역대 최대폭으로 증가하였습니다.

대기 중 이산화탄소 농도는 이미 420ppm을 넘어섰습니다. 국제에너지기구(International Energy Agency, IEA)가 얼마 전에 발표한 보고서 「2023년 CO2 배출량(CO2 Emissions in 2023)」에 따르면, 2023년 전 세계 에너지 관련 CO2 배출량은 2022년 대비 1.1%인 4억 1,000만 톤이 증가하여 사상 최고치인 374억 톤에 도달했습니다. 2022년에 전년 대비 1.3%인 4억 9천만 톤이 증가한 데 비해 증가율이나 증가량이 줄어든 것이 그나마 긍정적인 부분입니다. IEA는 2019년과 2023년 사이에 에너지 관련 총 배출량이 약 9억 톤 증가했는데 2019년 이후 태양광, 풍력, 원자력, 열 펌프, 전기 자동차 등 5가지 주요 청정 에너지 기술의 보급이 증가하지 않았다면 배출량 증가폭이 3배 더 컸을 거라고 진단합니다. IEA는 원자력을 청정에너지에 포함했고 원자력 발전이 늘어나서 배출량 증가폭을 줄인 것으로 말하지만 사실 전 세계 가동 원전 용량은 그 기간 동안 오히려 줄어들었기에, 정확히 말하자면 재생에너지(태양광과 풍력)와 열 펌프, 전기자동차가 이러한 에너지 관련 CO2 배출량 증가를 그나마 둔화시키는 데 기여한 것입니다.

눈여겨볼 대목은 지난해 선진국의 GDP는 1.7% 성장했지만 CO2 배출량은 4.5% 감소한 것입니다. 경기 침체기를 제외할 경우 기록적인 감소세라 할 수 있습니다. 2023년 배출량은 5억 2천만 톤 감소하였는데 이는 50년 전 수준에 버금간다고 합니다. 선진국의 석탄 수요는 G7의 변화로 인해 1900년 전후 수준으로 돌아갔습니다. 이러한 2023년 선진국 배출량 감소의 약 2/3가 전력 부문에서 발생하였습니다. 선진국에서 재생에너지 비중이 1/3이 넘는 34%를 차지했고 석탄 비중은 사상 최저치인 17%로 급락했기 때문입니다.

IPCC의 제6차 평가보고서에 따르면, 전환부문은 전 세계 온실가스 배출량의 23%로 24%인 산업부문과 유사한 비중을 차지하고 있습니다. 우리나라의 경우, 전환부문은 2022년의 경

우 총 온실가스 배출량의 32.3%를 차지하고 있기에 탄소중립을 위해서는 다른 국가들에 비해 전환부문 배출 감소가 더욱 중요한 실정입니다. 윤석열 정부가 수정한 2030 국가감축목표(NDC)에서 전환부문 감축 목표를 2018년 대비 44.4%에서 45.9% 감축으로 높이고 신재생에너지 목표 비중을 $21.6\% + \alpha$ 로 하였기에 전환부문의 감축 노력이 보다 적극적으로 이루어져야 합니다. 이러한 목표도 2050 탄소중립을 향해 나아가야 하는 상황에서 충분하지는 않지만 정부 통계에 따른 신재생에너지 발전 비중이 2022년 8.9%인 상황에서 이 목표 달성 또한 쉬운 일이 아닙니다.

이제 널리 알려진 대로 기후위기는 환경문제의 영역을 넘어 경제문제가 되었습니다. RE100은 단순한 구호가 아니라 우리 경제의 사활이 걸린 문제입니다. 그렇기 때문에 재생에너지 발전 전력 확대는 기후위기시대 탄소중립을 위해, 결국 우리 경제와 생존을 위해, 반드시 달성해야 할 도전적인 과제입니다. 그렇다면 우리 무엇을 어떻게 해야 할까요? 무엇보다 현재 우리나라 전력 시장은 RE100 달성과 재생에너지 전력 확대를 가져올 수 있을까요? 현재 발·송·배전과 판매의 수직적 국가독점체제를 유지하는 국가는 경제개발협력기구(OECD) 국가들 가운데 멕시코와 한국밖에 없습니다. 이런 체제가 탄소중립으로 가는 우리의 발목을 잡고 있는 건 아닌지 되돌아볼 일입니다.

그래서 오늘 에너지전환포럼과 주한영국대사관이 2024 GREEN WEEK 국제 컨퍼런스로 함께 마련한 「청정에너지 확대에 따른 새로운 전력시장의 변화와 과제」란 주제의 토론회는 많은 기대를 불러일으킵니다. 영국은 세계 최초로 산업혁명이 일어난 국가이며 석탄화력발전을 세계 최초로 시작한 국가입니다. 또한 석탄화력발전이 0이 되는 날을 최초로 경험한 국가이기도 합니다. 영국은 2008년에 세계 최초로 기후변화법을 제정해서 기후위기 대응에 나선 국가로, 2019년에 G7 국가들 가운데 최초로 2050 탄소중립을 선언하고 2030년 국가감축목표를 기존 1990년 대비 53% 감축에서 최소 68% 감축으로 상향하면서 탄소중립전략(Net Zero Strategy, 2021)을 바탕으로 꾸준히 이산화탄소를 비롯한 온실가스 배출을 감소시켜 나가고 있습니다. 카본 브리피(Carbon Brief)의 통계에 따르면 영국 화석연료 발전량은 지난해 그 이전 해에 비해 20% 감소하면서 화석연료 발전 비중이 1957년 이후 최저 수준을 기록했습니다. 재생에너지 발전 비중은 42%로 사상 최고치를 기록하면서 화석연료 발전 비중을 가뿐히 넘어섰습니다. 그 결과 영국의 온실가스 배출량은 1990년부터 2021년까지 약 30년에 걸쳐 48%나 줄어들었습니다.

이러한 변화를 가져온 여러 요인들 가운데 하나로 전력시장 구조 개편을 꼽을 수 있습니다. 영국은 전력산업 시장자유화 모델을 가장 먼저 적극적으로 도입한 국가로 알려져 있습니다. 1990년 국영 독점회사의 수직분리와 수평분할을 추진하고 1999년부터 소매부문에 시장경쟁을 도입하였습니다. 과점상태였던 소매시장에 소규모 사업자들이 활발하게 진출할 수 있게 되면서 에너지혁신벤처기업이 등장해서 새로운 기술을 바탕으로 다양한 서비스를 저렴하게 제공하고 있습니다. 시장재인 전력을 공공재로 인식하고 전기요금을 전기세로 부르는 우리나라에

서, 전기요금은 무조건 싸야 한다는 미신이 횡행하고 전력 시장의 문호를 개방하여 다양한 행위자들이 진입해서 경쟁할 수 있는 시스템을 갖추는 것을 민영화로 단순화하고 이를 터부시하는 분위기가 만연한 우리 사회에서, 전력 시장 구조를 바뀌는 일은 정말 쉽지 않습니다.

하지만 더는 미룰 수 없는 상태가 되었습니다. 오늘 우리보다 먼저 전력 시장구조를 바꾸고 독립적인 규제기관을 설치하여 재생에너지 이용이 빠르게 늘어나고 있고 재생에너지 이용 확대가 다시 시장에 변화를 가져온 영국 사례를 통해 우리가 가진 문제가 무엇이며 이를 어떻게 바꿀 필요가 있는지에 대한 논의가 한층 활성화되기를 기대합니다. 후발주자이기에 우리는 도약효과(leapfrogging effect)를 누릴 수 있습니다. 앞서 나간 국가의 경험을 통해 우리가 겪을 시행착오를 줄일 수 있습니다. 총선을 한 달 여 앞둔 오늘의 토론회가 새로 열리게 될 22대 국회에서 다룰 과제를 제시하여 우리 사회가 더 늦기 전에 변화될 수 있는 계기가 되기를 바랍니다. 감사합니다.

발제



The UK's electricity market transformations on the road to net zero

David Shipworth

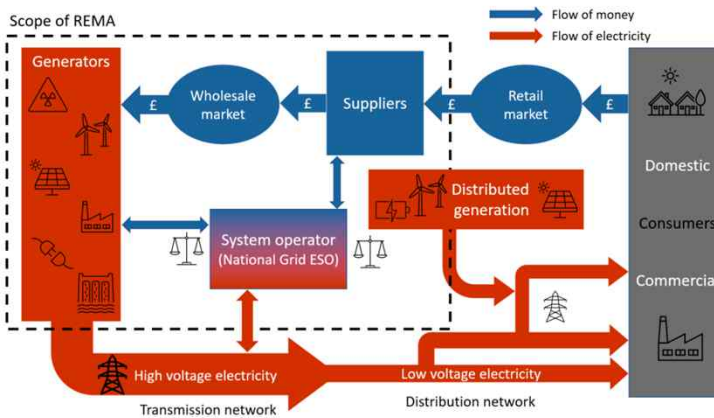
1

UK Electricity market history & context

- 1948 – Electricity system nationalised under the British/Central Electricity Authority
- 1958 – Electricity system centralised under the Central Electricity Generating Board
- 1990 – Electricity system progressively privatised and vertically disaggregated
- 2000 – Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) created
- 2001 – Bilateral contracts between generators and suppliers introduced.
- 2008 – Carbon Targets, Renewables Obligation and Smart Metering legislated
- 2012 – 2020 Most coal fired generation closed as North Sea gas developed
- 2013 – Electricity Market Reform introduces:
 - Contracts for Difference (CfDs)
 - Capacity Market (CM)
 - Carbon floor-price support mechanism
 - Minimum emissions performance standards for generators
- 2022 – Review of Electricity Market Arrangements (REMA) - Ongoing
- 2023 – Energy Act: '*Largest energy legislation in a generation*'

2

GB Electricity system: Review of Electricity Market Arrangements



- Large generators are paid through the wholesale market; power purchase agreements; and Contract for Difference.
- Small generation feed directly into the distribution network
- Suppliers buy on the wholesale market or direct from generators. Suppliers sell to consumers through the retail market.
- Network operators charge users for connecting and using the networks.
- The System Operator works with all parties to ensure real-time system operability.

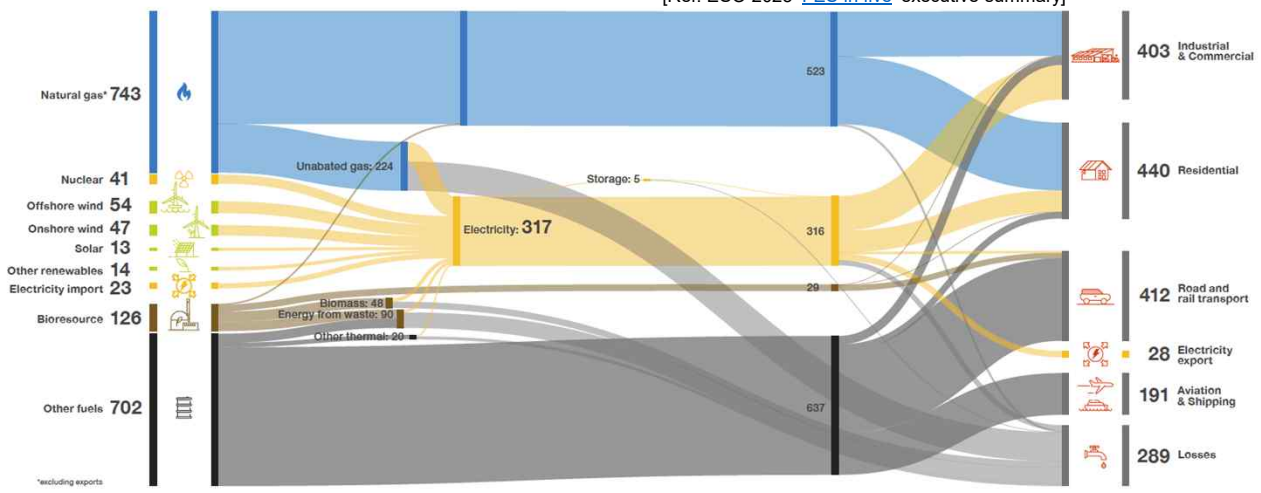
[Ref: Tam & Walker 2023 [Electricity Market Reform](#) PN-694.]

3

UK Supply & Demand 2022 (1763 TWh)

- 82% of total energy is fossil based
- Little cross-vector interaction

[Ref: ESO 2023 'FES in five' executive summary]

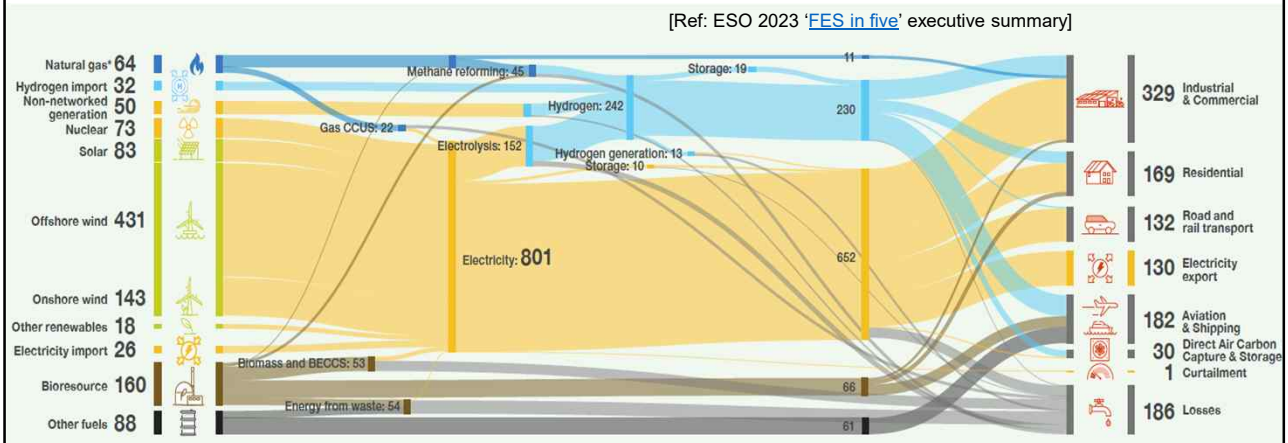


4

ESO 'Leading the Way' 2050 scenario (1167 TWh)

- High demand flexibility and cross-vector interaction
- Green electricity and hydrogen for heating
- Direct Air Carbon Capture and Storage for residual emissions

[Ref: ESO 2023 'FES in five' executive summary]



5

ESO Future Energy Scenarios

Policy and Delivery

- Focus on reducing investment uncertainty
- Accelerating heat pump uptake. Decision on H2 for heating.
- Negative emission technology choices and accounting frameworks.

Consumer and Digitalisation

- Building trust through transparency and create consumer value
- Facilitate consumer participation through digitalisation and innovation
- Accelerate domestic energy efficiency

Markets and Flexibility

- Distributed flexibility through market reform
- Electrify transport and enable smart charging and V2G
- Create real-time locational price signals to support flexibility

Infrastructure and System

- Strategic network investment through centralised planning
- Connections reform to accelerate RE deployment
- Location of large electricity demands for system-wide benefit

[Ref: ESO 2023 'FES in five' executive summary]

6

Energy Act 2023

- **National Energy System Operator (NESO):**
 - 'Whole systems' planning capacity.
 - Electricity system operation.
- **Office for Gas and Electricity Markets (Ofgem)**
 - Remit to include Net Zero
 - Reform energy code governance structures;
 - Enact energy market reforms;
- **Carbon Capture Use and Storage (CCUS)**
 - Establish economic and licensing regime
- **Hydrogen**
 - Hydrogen heating trials;
 - Hydrogen levy;
- **Heat**
 - Market mechanism for low carbon heat
 - Regulations for heat networks
- **Flexibility**
 - Regulations for energy smart appliances
 - Licencing of load controllers
- **Efficiency**
 - Amendments of building energy regulations
 - New 'Energy Savings Opportunities Scheme'
- **Nuclear**
 - Establish 'Great British Nuclear'

Ref: House of Commons Library [Energy Bill \[HL\] 2022-23: Overview](#) and linked briefings for details of Energy Act 2023

7

7

Current debates: Splitting the electricity market structure

Constraints

- Renewables are expensive to build, cheap to run, and intermittent.
- Nuclear is expensive to build, cheap to run and inflexible.
- Fossil is cheap to build, expensive to run, and flexible

Drivers

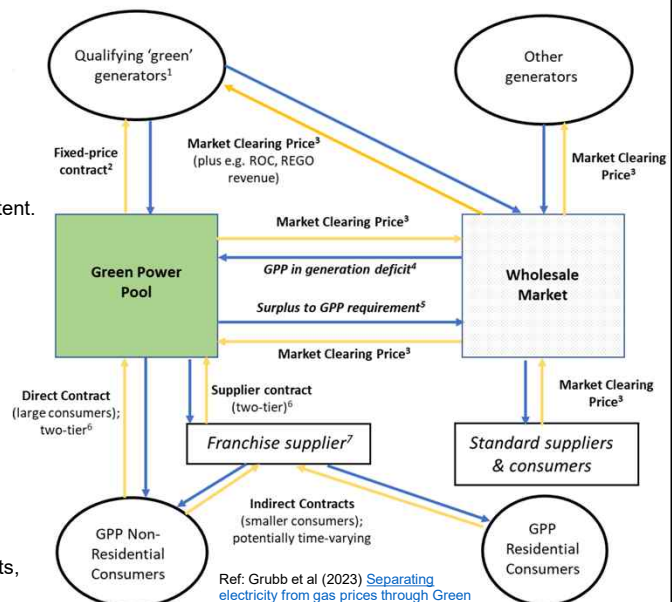
- UK wholesale market is based on the marginal price.
- Gas prices drove wholesale prices to £100->500/MWh in 2022
- CfD renewable prices were £35->50/MWh in 2022

Wholesale market splitting solutions

- Split into an 'as-available' market at the CfD price + an 'on-demand' market at the marginal wholesale price.
- Aggregate renewables into national or regional 'Green Power Pools' to mitigate intermittency and retain low CfD price.

Risks

- Untried in any jurisdiction.
- Uncertainty may slow investment.
- If insufficient energy in 'as-available'/Green Power Pool markets, then consumers still exposed to wholesale market.



8

Current debates: Locational Energy Pricing

Drivers

- Increasing intermittent renewables and network constraints.
- Balancing market grown from 5% to 50% of national demand since 2012.
- Balancing costs to rise ~£2-2.5 Bn/year in the 2030s.

Constraints

- Existing Distribution and Transmission Network Use of System charges don't provide effective locational investment signals.



[Ref: Gill et al 2023 [Exploring market change in the GB electricity system](#): the potential impact of Locational Marginal Pricing]
 Figure 8: Key elements of a typical LMP market [Ref: Tam & Walker 2023 [Electricity Market Reform](#) PN-694.]

Solutions

- 'Zonal' model uses broad zones based on network constraints, each with its own wholesale market. (~£15Bn savings between 2025 and 2040.)
- 'Nodal' model (also called 'Locational Marginal Pricing') is more granular, potentially based on Grid Supply Points at the Transmission/Distribution interface. (~£31Bn savings between 2025 to 2040.)

Risks

- Increasing regulatory and technical complexity
- Increasing revenue uncertainty and investment risk
- Create barriers to entry and transaction costs
- Network development may change local prices
- Impacts on investor confidence and cost of capital
- 'Postcode lottery' impact on benefits
- Updating boundaries creates uncertainty for users.
- Complexity could delay decarbonisation in the short-term.

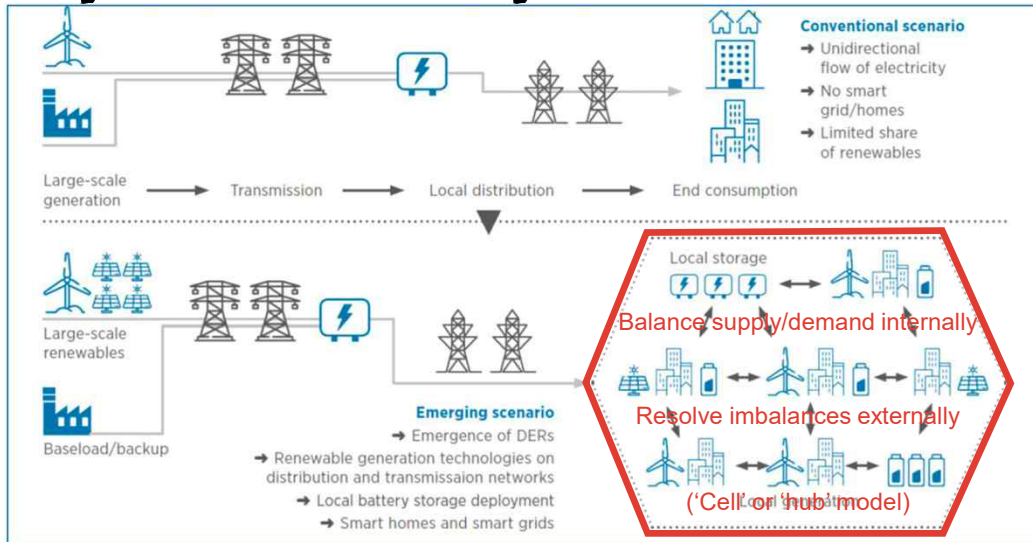
Innovative solutions to structural challenges

- Pico-flex demand response market platform for location specific competitive DSR procurement
- Reactive-technology's Grid-Sonar™ supercapacitor for real-time grid inertia and strength measurement



[URL: <https://reactive-technologies.com/grid-sonar/>]

Key role of Power Systems Architecture



[Ref: GPST Power Systems Architecture Reference Architecture for Australia's National Electricity Market. 2023 p.93]

11

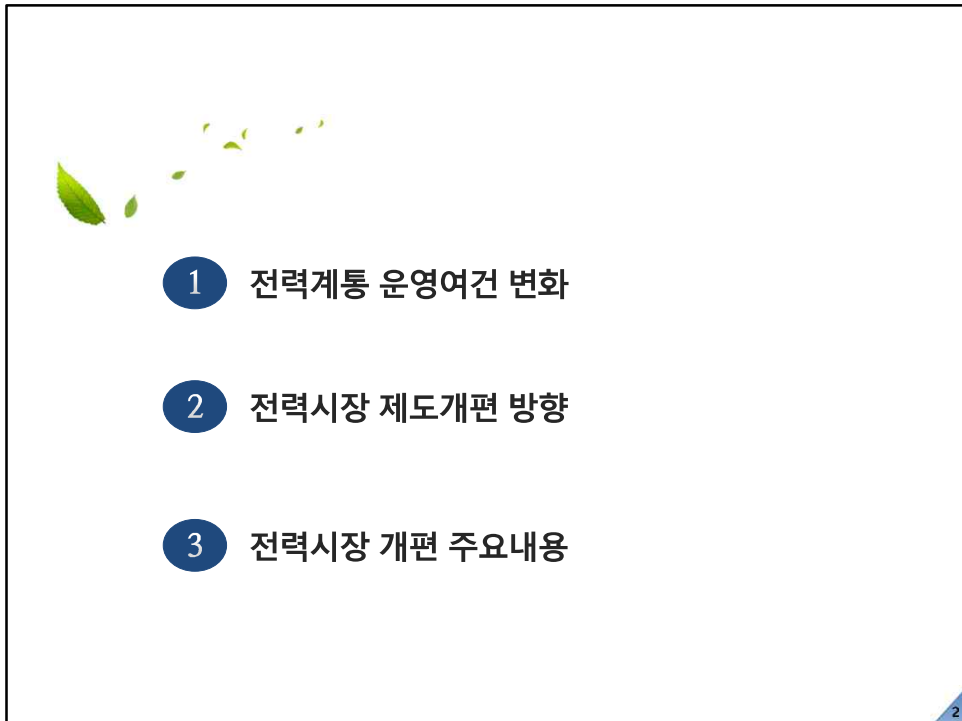
Enabling rapid whole-system transformation: 10 personal observations from the UK

1. **Effectiveness:** Prescriptively regulated, disaggregated, privatised energy systems are economically efficient - but not effective in delivering whole-systems change.
2. **Integration:** Whole system structural change requires a whole of system strategy, based on an appropriate power systems architecture, and including reforming regulations and markets.
3. **Regulation:** Regulators should identify principals and outcomes – not prescriptions and inputs.
4. **Innovation:** Identify long-term structural challenges and incentivise innovation to solve them.
5. **Digitalisation:** Energy systems data should be public by default to facilitate innovation.
6. **Evaluation:** Monitoring and evaluation must be integrated, continuous and near real-time to capture and redress unintended consequences.
7. **Risk:** Faster change means greater risks to be accepted and managed by government and industry.
8. **Equity:** Separate energy policy and social policy – but link them in the public discourse.
9. **Flexibility:** Need both direct load control for reliability, and markets for cost efficient scaling.
10. **Robustness:** Cyber-physical power systems architectures are needed that fail gracefully.

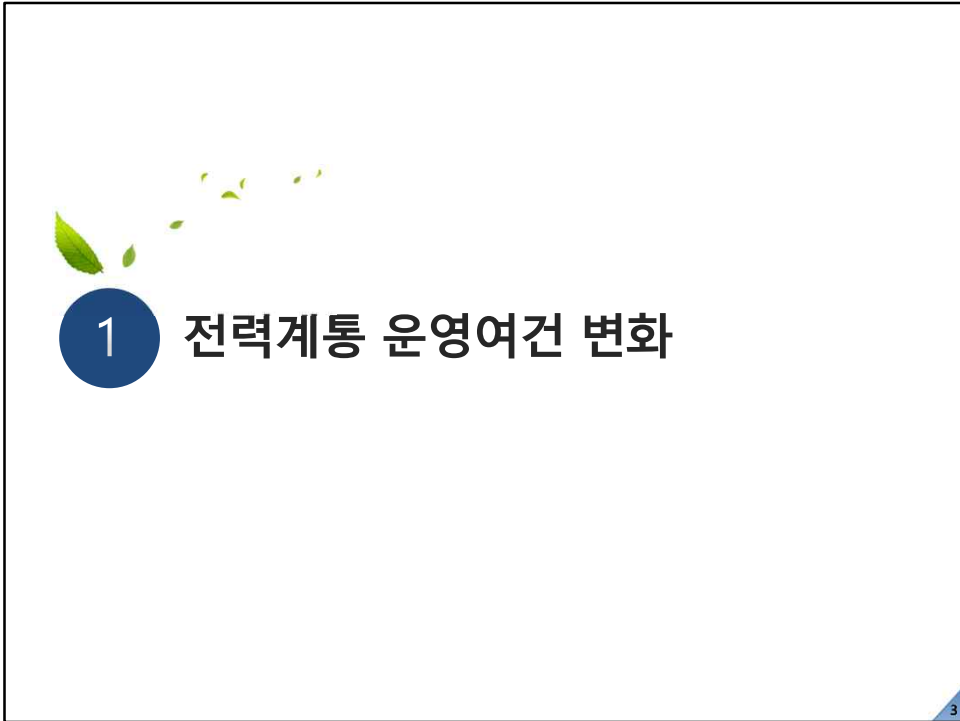
12



1



2



1 전력계통 운영여건 변화

3

재생에너지(VRE), 전력계통 운영체계의 혁신을 요구!

◆ **인버터 기반 재생에너지(VRE)는 동기발전기 기반 기존 전통 전원과 달라**
전력시장 및 전력계통 운영체계의 전환과 혁신을 요구

출처 : "Getting Wind and Sun onto the Grid", (IEA, 2017)

Figure 1 • Annual VRE generation shares in selected countries and correspondence to different VRE phases, 2015

Country	VRE Share (%)	Phase
ZA	~2%	Phase 1
MX	~3%	Phase 1
ID	~4%	Phase 2
IN	~5%	Phase 2
CA	~6%	Phase 2
NL	~7%	Phase 2
SE	~8%	Phase 2
CL	~9%	Phase 2
BR	~10%	Phase 2
NZ	~11%	Phase 2
AU	~12%	Phase 2
AT	~13%	Phase 2
BE	~14%	Phase 2
IT	~15%	Phase 3
GR	~16%	Phase 3
DE	~17%	Phase 3
ES	~18%	Phase 3
PT	~19%	Phase 3
IE	~24%	Phase 4
DK	~51%	Phase 4

4

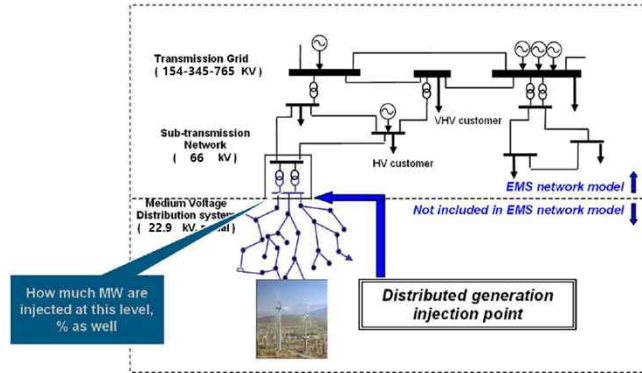
(가시성 이슈) 재생에너지(비중앙) 입찰 및 관제 문제

◆ (기존) 수백기의 중앙급전발전기를 통한 시장운영 및 계통운영

- 20MW 초과 중앙급전발전기에 대한 입찰, 발전계획, 계통해석, 실시간 관제로 전력계통을 운영
- 신재생 등 비중앙급전발전기의 비중이 작아 입찰, 밸런싱, 실시간 관제에 대한 제반 책무를 면제

◆ (변화) 재생에너지 등 비중앙발전에 대한 시장 참여 및 관제 책무 필요

- (시장책무) 일정 규모 이상 모든 발전기에 거래 참여를 통한 입찰, 발전계획(경제급전), 임밸런스 정산을 의무화
- (계통책무) 일정 규모 이상 모든 발전기에 원격 관제를 위한 실시간 원격계측(출력, 기상) 및 원격제어 의무화



5

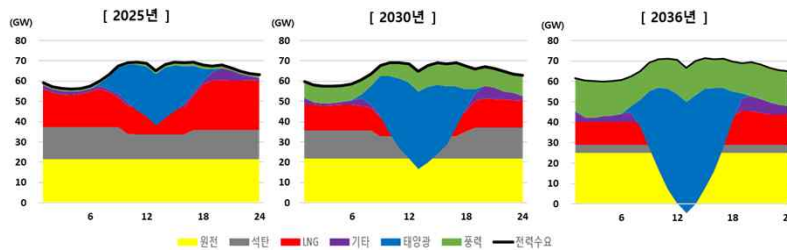
(유연성 이슈) 재생에너지 변동성, 간헐성 및 불확실성 문제

◆ (기존) 크지 않은 수요 변동에 대한 피크발전기의 기동정지(DSS) 운전

- * 일간기동정지(DSS) : Daily Start and Shut down
- 감내할 수준의 전력수요 변동성 및 예측오차를 바탕으로, 기전발전(원전, 석탄)은 연속 운전 가능
- 신재생 등 비중앙발전 출력제어 면제, 원전 및 화력의 유연성 미흡, 양수 등 스토리지 제한적

◆ (변화) 재생에너지 간헐성에 대한 계통유연성 백업설비(스토리지) 필요

- 태양광을 중심으로 재생에너지가 확대되어, ①잔여수요의 큰 변동성(duck curve), ②주간 시간대 공급 과잉(출력제한), ③야간 시간대 공급부족(백업설비)을 해소하기 위해 스토리지 확충이 절대적으로 필요
- 아울러, 중앙급전발전기(화력, 원전) 출력유연성 증대, 비중앙발전(재생E 등) 입찰의무화 및 급전자원화, 재생에너지 예측능력 및 관제범위 확대, 다단계 전력시장(발전계획)을 통한 급전효율화 등 다각도의 대책을 병행하여 추진할 필요



6

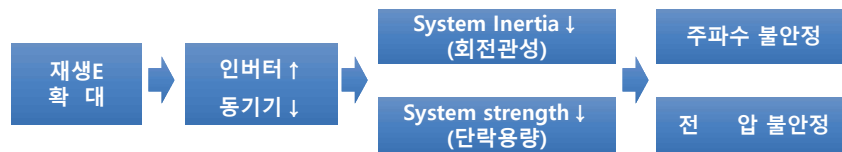
(안정성 이슈) 재생에너지(인버터)의 관성 및 강건성 문제

◆ (기존) 동기발전기의 회전 관성 및 그리드 포밍

- ▶ 동기발전기는 회전 관성을 통해 주파수 안정을 기하고, 그리드 포밍(전압원)을 통해 계통 전압 유지
- ▶ 아울러, 주파수, 전압 변동에 대한 연속운전(ride through) 및 계통 지원(system support) 능력을 구비

◆ (변화) 재생에너지 인버터에 대한 계통안정성 백업자원 필요

- ▶ (회전관성) 재생에너지 인버터는 회전 관성이 없고, 주파수 ride through 및 제어 요건도 강화될 필요
- ▶ (계통강건성) 재생에너지 인버터는 전류원으로써 그리드 팔로잉 하고, 고장 전류, 전압 ride through 및 제어 요건도 강화될 필요
- ▶ (백업설비) 탄소중립을 위한 화력발전기의 폐쇄는 동기발전기의 감소를 의미하는 바, 동기조상기 및 그리드포밍 인버터를 계통안정화용 백업설비로서 별도 확충 필요

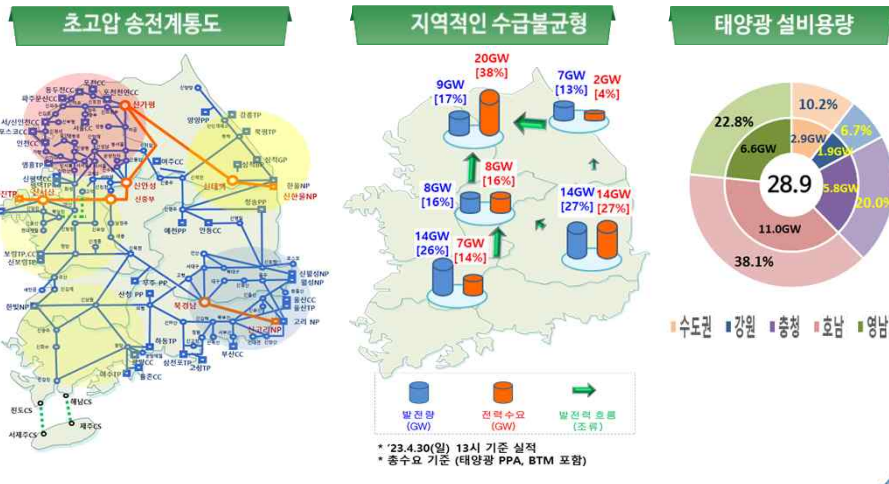


(송전혼잡 심화) 재생에너지 지역 편중 및 전력망 확충난

◆ (기존) 대단위 발전단지 및 초고압 송전에 따른 석탄발전기 출력제한

◆ (변화) 재생에너지 지역 편중 및 전력망 확충난 → 지역적인 수급불균형 심화 및 모든 발전기 출력 제한(원전 출력제한+화력 출력제한 및 기동정지 급증+재생에너지 출력제한)

- ▶ 계통유연성 강화 조치(출력유연성, 재생 입찰제, 스토리지 확충) + 지역가격제(LMP)로 입지신호 강화 필요





2 전력시장 제도개편 방향

9

화력발전 경제급전 근간의 CBP 거래제도

- ◆ **(강제풀) 전력시장(현물시장)을 통한 거래를 의무화**
 - 다만, 재생에너지 PPA, 구역전기, 분산에너지 특화지구 등 장외거래를 지속적으로 확대 중
- ◆ **(비용평가) 가격입찰이 아닌 평가된 변동비를 기준으로 시장거래**
 - 중앙급전발전기는 시간대별 공급능력(Availability)만을 입찰
 - 발전기의 변동비는 기동비용 및 총연료비(=중분비용+무부하비용)로 구성
 - 수요입찰 없이 전력거래소가 수요예측을 통해 전력구입량을 결정
- ◆ **(중앙급전) 전력거래소 경제급전에 의한 거래량 낙찰 및 급전지시**
 - 전력거래소는 발전기 기동정지(central commitment) 및 출력수준(central dispatch)을 결정
 - 재생에너지, 집단에너지, 소규모설비 등은 비중앙발전기 또는 자기계약 처리로 우선급전 허용
- ◆ **(단일시장) 하루전시장만 운영중이며, 선도시장과 실시간시장 부재**
 - 가격입찰 불허(비용평가), 상한가격 규제, 정산수익 규제 등으로 자발적인 선도계약 유인 부족
 - 전원간 원가경쟁 한계, 신자원 맞춤형 시장 등 현실 보다는 기술중립적 단일경쟁시장 논리에 편향
 - 실시간시장 도입을 위한 온라인+다단계+실시간 관제체계(IT 시스템+조직 프로세스) 전환에 애로
- ◆ **(단일가격) 제주계통과 본계통에 각각 단일한계가격(SMP)을 적용**
 - 전력거래와 실계통운영의 괴리로 인한 비효율성(가격기능 약화) 및 불공정성(COFF)을 해소하기 위해 비제한기반시장(unconstrained market)을 실계통기반시장(constrained market)으로 전환('22.9)
 - 그러나, 송전혼잡을 반영한 지역별가격(LMP: Locational Marginal Price)은 향후 과제로 이연

10

LNG발전 맞춤형으로 설계된 CBP 가격제도

- ◆ **(SMP추이) 대부분 시간대의 SMP를 LNG 발전기가 결정**
 - ▶ 전력가격과 LNG가격의 동조화가 과다 → 국제 가스시장 교란시 에너지 안보에 취약
- ◆ **(용량가격) 시간대별 공급능력에 대하여 LNG(GT) 기준 용량가격 지급**
 - ▶ 계통한계가격과 연료비의 차이인 인프라 마진(=SMP-GP)으로 투자비를 부분적으로 회수
 - ▶ LNG 발전기는 인프라 마진이 충분하지 않으므로, 가스터빈(GT) 투자단가로 산정된 용량가격을 보조
 - ▶ 모든 입찰발전기에 용량가격을 지급하므로, 원전 등 인프라 마진이 충분한 기저발전기에 대한 초과 이윤 우려, 비효율적 발전기에 대한 용량요금 보조로 과잉설비 초래 등 부작용 가능성
- ◆ **(수익구조) LNG 발전기 맞춤형 계통한계가격 및 용량가격**
 - ▶ LNG 발전기는 헷징계약을 체결 않아도 맞춤형 CBP 가격제도를 통해 리스크를 완화
 - ▶ 반면, 재생에너지, 원전 등 무탄소 전원은 국제 연료가격 변동에 따른 불확실성이 커지고, 양수발전, 배터리 등 유연성 신자원은 현행 LNG 기준의 SMP+CP로는 수익 부족으로 투자자 어려움

< SMP와 발전연료비 추이 >

< CBP 원가구조와 수익구조 비교 > 소

우크라 전쟁, 단일시장과 단일가격의 문제를 부각

- ◆ **국제 천연가스시장 불안에 대응한 SMP 상한제**
 - ▶ 국제 천연가스시장의 불안 → LNG 도입가 급등 → LNG발전 연료비 급등 → 계통한계가격 급등
 - ▶ 한전과 발전회사간 전력계약(선도계약) 부재로 인하여, SMP 급등은 전력구입비 급등으로 직결
 - ▶ 전기요금 인상이 곤란한 상황속에서 정부는 한전 재무부담 완화조치로서 SMP 상한제 시행
- ◆ **장기계약을 통한 가격 리스크의 분산이 필요**
 - ▶ 재생에너지 고정가격계약, 한전의 LNG발전 쌍무계약 등으로 거래량과 거래가격을 분산 및 헷징
 - ▶ 요금규제가 아니라 한전의 계약 포트폴리오를 통해 소비자 전기요금의 유연성과 안정성을 도모

한국전력 영업이익의 추이

연도별 누적 영업이익, 23년은 3분기 까지

4조 9,532	4조 863				
'17	'18	'19	'20	'21	'22
	-208	-1조 2,765		-5조 8,465	-6조 4,534
				-32조 6,551	

누적 적자 약 45조원

* 출처: 연감뉴스, 자료: 한국전력

< 글로벌 전기요금 비교(가정용) >

국가	전기요금(단위: 원/kWh)	
	2021년	2022년(9월)
대한민국	124.1	135.0
덴마크	389.4	827.5
이탈리아	328.9	827.4
독일	434.9	796.1
영국	319.2	583.5
일본	274.9	370.6
미국	157.0	257.1
멕시코	72.0	141.8

* 출처: 한국전력공사/IEA, 조선일보/글로벌페트루프라이스

전력시장 거래제도 개편 방향

- ◆ **연료비順 경제급전 효용 저하 ⇒ 양방향 가격입찰**
 - 재생에너지, 스토리지 등 연료비가 없는 자원에 대한 시장 및 급전 우선순위 결정방법론 필요
 - 모든 공급측(화력, 재생, ESS 등) 및 수요측(가격탄력수요)에 대한 양방향 가격입찰제(의무화)를 통해 시장원리에 따른 우선순위로 공정성을 확보하고, 급전 유연성 및 효율성 제고를 도모
- ◆ **재생에너지 입지신호의 문제 ⇒ 지역별 시장가격**
 - 실제통기반 하루전시장 도입시 COFF를 폐지하였으나, 시장가격에 대한 송전제약 반영은 보류
 - 재생에너지의 지역 편중을 시정하고 입지신호를 제공할 수 있도록, 과잉공급에 대한 음의 가격 및 송전혼잡 발생시 도매가격의 지역 차등에 대한 지역별 한계가격을 도입
- ◆ **단일시장 및 단일가격 리스크 ⇒ 전력시장 다원화**
 - 전력거래가 단일시장(하루전시장) 단일가격(SMP)으로 이루어져 LNG 가격 리스크에 극도로 취약
 - SMP에 연동하는 REC 거래가격으로 인하여 연료비 zero 전원의 이점을 소비자가 향유하지 못함
 - 투자단계 장기계약 → 운영단계 단기계약 → 하루전시장 → 실시간시장으로 시장구조를 다원화하고, 정책적(전력거래소) 중앙계약 및 자발적(한전) 쌍무계약을 통해 소비자 요금 안정화를 도모
- ◆ **백업 자원에 대한 수익성 부족 ⇒ 맞춤형 전용시장**
 - LNG발전 맞춤형 가격제도(SMP+CP) 및 현행 보조서비스 보상으로는 양수발전마저 수익성 확보 곤란 ⇒ 양수발전, 전기저장장치(ESS), 동기조상기, 그리드포밍 등 유연성자원 맞춤형 시장모델 필요
 - 백업 자원의 상품(서비스) 유형, 계약 당사자, 비용분담 주체 등 거버넌스 정립 필요 (전력량 vs new AS) ⇒ (거버넌스 이슈) ①전력량 계약이 아닌 보조서비스 계약, ②보조서비스 계약의 경우 한전이 아닌 전력거래소가 계약당사자, ③보조서비스의 경우 수요측은 물론 재생에너지 등 공급측도 비용부담 필요 (원인자 부담원칙 내지 수익자 부담원칙)

13

전력시장 개편 동향 및 전망

◆ **경쟁과 시장원칙에 입각한 거래제도 (현물시장)**

추진사업명	2021년	2022년	2023년	2024년	2025년
입찰제도	양방향 가격입찰 (화력, 재생에너지, 수요측)			제한적 가격입찰	양방향 가격입찰
낙찰제도	실제통기반 하루전시장	완료			
가격제도	지역한계가격 (공급과잉시 음의 가격)		수도권/비수도권	모선가격제	
밸런싱	실시간시장 (실시간가격, 이중정산)		제주	전국	

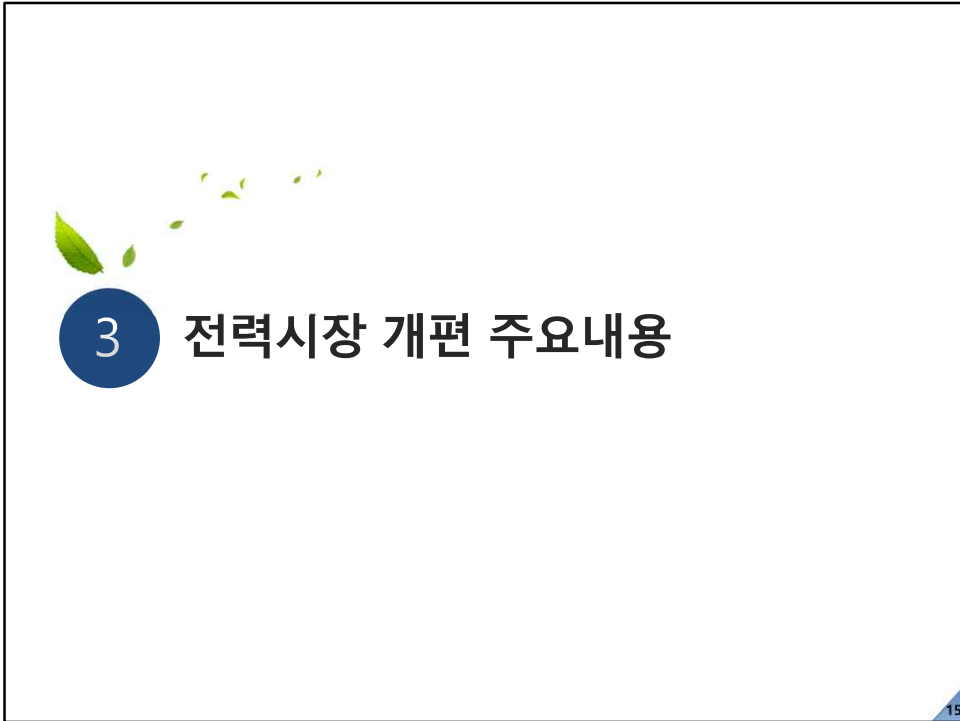
➡ 설계 ➡ 운영

◆ **저탄소 선도계약 및 맞춤형 신시장 (장기시장)**

추진사업명	2021년	2022년	2023년	2024년	2025년
전력량 계약시장	수소발전 입찰시장		일반수소	청정수소	
	원전 정부승인계약			시범	확대
	LNG 쌍무계약			제주	전국
공급능력 계약시장	저장장치 중앙계약 (BESS, 양수)				
	그리드포밍 중앙계약 (동기조상기, 그리드포밍 인버터)				
	LNG 용량시장 (신규 LNG)				

➡ 설계 ➡ 운영

14



15

실계통기반 하루전시장 (2022.9.1 시행 완료)

- ◆ **필요성**
 - 비계약기반 하루전시장의 전력거래와 계통운영의 괴리로 인한 비효율성(계통여건에 대한 가격기능 약화) 및 불공정성(발전기는 송전요금 없이 COFF 보상)
- ◆ **주요내용**
 - (계약발전계획) 열계약, 송전계약, 예비력 등 실계통제약을 모두 반영하는 거래량 낙찰
 - (송전COFF 폐지) 송전인출계약으로 가동할 수 없는 전력량에 대한 COFF 정산 폐지
 - (예비력 요금제) 예비력 공급실적에 대하여 SMP와 연료비 차이에 의한 요금으로 보상
 - (SMP 결정자격) 가격결정자격이 한계발전기의 평균변동비(GPi), 즉 $SMP = \text{Max}(GPi)$

<가격결정 자격이 없는 발전기 >

구 분	내 용	기 준	개 편	
Non Marginal	비중앙/고정출력	비중앙 및 고정출력 계획발전기는 가격결정 제외	√	√
	최소출력/하한계약	최소출력 및 하한계약 계획발전기는 가격결정 제외	√	√
	증감발계약	최대 증감발 수준 계획발전기는 가격결정 제외	√	√
	발전가격조정	1시간 이하로 발전계획된 발전기는 조정된 발전가격 적용	√	√
System Management	한전PPA	시장에서 정산되지 않은 한전PPA 발전기는 가격결정 제외		√
	필수운전(RMR)	안정도, 전압유지, 과부하관리 등 계통운영을 위해 계획된 발전기는 가격결정 제외		√
- ◆ **추진경과**
 - 시장운영규칙 개정('21.1) → 세부 규칙 등 후속 개정('22.1) → 모의운영('22.3~9) → 시행('22.9.1)

16

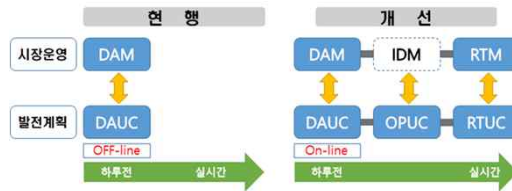
실계통기반 실시간시장

◆ 필요성

- 재생에너지는 예측불확실성이 커 실시간에 인접한 전력거래를 통해 임밸런스를 최소화하고
- 실시간 수급여건을 반영하는 실시간 가격으로 유연성 자원의 가격반응을 통한 시장균형 유인

◆ 주요내용

- (이중 시장) 하루전시장 이후 실시간에 인접한 시점에서, 하루전 거래량(예측량) 대비 실시간 편차에 대하여 한번 더 거래가 이루어지는 전력시장
- (전력량가격) 전력수급의 변동성을 보다 정확하게 반영하기 위하여, 실시간시장은 15분단위(하루전시장은 1시간)로 전력량을 낙찰 및 SMP 결정 → 유연성의 시장가치를 제고
- (예비력가격) 발전계획을 통한 전력량과 예비력 동시최적화 및 15분단위 예비력 가격
- (이중 정산) 하루전시장 거래량을 차감하여 실시간시장 거래량을 정산하는 차감 결제
- (온라인거래) 실시간시장 도입을 위해 온라인 다단계 관제체계(IT 및 프로세스)가 필요



17

양방향 가격입찰제(PBP/TWBP)

◆ 필요성

- (원전, 화력) 경직적인 비용평가로 인해 유연한 운전 곤란 (기동정지의 특정호기 집중 등)
- (VPP, 스토리지) 연료비가 zero 또는 기회비용으로서 회계적인 비용평가 적용이 원천적으로 곤란
- (수요측 입찰) 전력거래소 수요예측을 한전의 수요입찰로 전환하되, 수요의 가격반응을 입찰
- (경직성 제약) 재생에너지 등 비중양발전 비중이 크게 증가하고, 열제약, 환경제약, 고정출력 등 중앙급전발전기도 자기제약을 증가시키고 있어, 가격입찰을 통해 경직성 제약을 연성화 필요

※ 비중양발전기 설비비중 비교 (출처 : EPSIS, 한국전력통계)
2001년 0.6%(중앙 50.6GW, 비중양 0.3GW) → 2023년 21.3%(중앙 113.6GW, 비중양 30.8GW)

◆ 주요내용

- (1단계) 제한적 공급측 가격입찰
 - ✓ (화력) 비용평가 대비 +5% ~ -하한가격, 모든 자기제약은 불허하며 (음의)가격으로 입찰 → 환경제약을 감안하여 상향된 최소출력 운전수준을 당초대로 기술적 안정수준으로 복귀
 - ✓ (재생) 1MW 초과 등 입찰의무화 및 0 ~ -하한 가격 → 시장우선순위(경제급전)에 따른 출력제어
 - ✓ (VPP) 소규모 재생에너지의 시장참여 및 ESS를 연계한 출력안정화, +상한 가격 ~ -하한 가격
 - ✓ (인센티브) 모든 급전자원에 대하여 계통기여도에 상응하는 보조서비스 및 용량 정산금을 지급
- (2단계) 전면적 양방향 가격입찰
 - ✓ 모든 발전기 및 수요측에 대한 +상한 ~ -하한 범위내의 자유로운 가격입찰 허용

18

지역한계가격 (LMP: Locational Marginal Price)

- ◆ 필요성
 - 지역적인 수급불균형 상황을 반영하는 전력시장가격으로 발전소 및 수요처의 입지 분산을 유도
 - 전국 단일의 시장가격으로는 드러나지 않는 지역적인 과부족 상황을 지역 단위의 시장가격으로 표출함으로써, 가격기능에 의한 수급균형 복원 및 저장장치의 경제성을 향상
- ◆ 주요내용
 - (지역 구분) 지역 수급불균형 및 전력유통 여건을 감안하되, 기술적 준비시간을 감안 2단계 추진
 - ✓ (1단계) 본계통을 수도권과 비수도권으로 구분 → 수도권, 비수도권, 제주권 (3개의 LMP)
 - ✓ (2단계) 송전손실과 송전혼잡 감안한 발전기별 저마다 서로 다른 가격 (발전기별 LMP)
 - (가격 결정) (1안) 현행 별도 산정 발전기 평균가격 (2안) 발전계획의 이중변수에 의한 한계가격
 - ✓ (1단계) 현행 한계발전기의 평균비에 의한 전력량 및 예비력 가격산식 준용
 - ✓ (2단계) 이중변수(Lagrange dual variables)에 의한 전력량 및 예비력 가격을 적용
 - (1단계 조치사항) 현행 발전계획은 수도권과 비수도권을 이미 구분, 가격 및 정산산식만 변경
 - (2단계 조치사항) 발전계획 산식 및 계통운영 프로세스의 개선이 선행될 필요 → ①발전계획을 위한 지역별 수급산식 결정, ② 중앙발전기별 지역 맵핑, ③단계적인 재생E 입찰제의 확대 및 발전계획 반영방안 마련, ④비중앙발전기에 대한 가격존 맵핑, ⑤발전계획 이중변수에 의한 지역별 한계가격 도출, ⑥수요측에 대한 지역가격 도입 기반 조성

중앙계약시장 개요

- ◆ 전력수급계획 및 인허가 연계
 - 전력수급계획을 바탕으로 연차별 입찰물량을 결정하며, 의향평가를 중앙계약 절차로 대체
 - 비가격기준 심사를 통해 기술적, 사회적, 재무적 요건을 평가하므로 신속 사업허가 바람직
 - ⇒ 아울러 중앙계약시장을 통해 낙찰되지 않는 경우 사업허가 배제를 통해 설비의 과잉투자를 제어

- ◆ 주요 설계이슈 - 대상 전원 및 시점에 따라 맞춤형 대응
 - ✓ (경쟁범위) 대상전원(다수전원 vs 특정전원), 계통여건(지역한정 vs 지역쿼터 vs 전국)
 - ✓ (비가격심사) 기술적 요건(설비 규모, 부지 확보, 사전 인허가, 계통 연계, 환경영향평가 등), 재무적 요건(자원 조달, 신용 등급 등), 사회적 요건(자자체 협조, 민원 대책, 수익 공유 등), 기타 요건(국산부품, 에너지안보 등)
 - ✓ (낙찰기준) 가격 기준 vs 가격+비가격 기준(기술적, 사회적, 환경적, 기타 요건을 점수화)
 - ✓ (계약가격) 투찰가격(pay-as-bid) vs 한계가격(pay-as-clear), 적정예정가(낙찰상한가격)
 - ✓ (계약기간) 표준공정을 감안한 준비기간(전월별 3-10년), 경제연한을 고려한 계약기간(15-60년)
 - ✓ (이행보증) 입찰보증금(bid bond), 이행보증금(completion bond), 지체 상금(penalty 및 계약기간 단축)
 - ✓ (계약해지) 계약공정 지연에 대한 귀책사유 판단기준 및 계약해지 조건

수소발전 입찰시장

◆ 필요성

- (수요기반 조성) 발전부문을 통한 대규모 수소 수요기반을 조성, 세계 1등 수소산업 육성
- (공급원가 인하) 경쟁입찰 및 장기계약을 통한 투자리스크 완화로 공급원가 인하를 유도

◆ 주요내용

- (계약 종류) 발전량에 대한 고정가 장기계약(일반수소 20년)
- (입찰 수요) 전기본, 수기본 등을 고려한 정책물량 (산업부 고시)
- (경쟁 범위) 전국 단일경쟁, 계통여건을 비가격항목으로 심사
- (입찰 가격) 연료비와 고정비를 구분하여 입찰하되, 입찰 상한가격을 설정 (비공개)
- (낙찰 순위) 가격점수와 비가격점수를 합산한 종합점수 고득점 우선순위
- (계약 가격) 투찰 연료비 및 투찰 고정비에 의한 계약가격(pay-as-bid)
- (중앙 급전) 입찰한 발전계획량(자기계약)을 반영하되, 공급과잉, 인출계약 등 출력제한 미보상
- (정산 가격) 연료비 계약가는 매월 Index 조정가격, 고정비 계약가는 불변가격
- (정산 방식) 발전량에 대하여 전력시장 SMP 정산 후 차액을 정산 (총계약가격-SMP)
- (임밸런스) 계약발전량을 초과하는 발전량은 SMP만 정산, 부족발전량 페널티 없음

◆ 핵심성과

- (일반수소 발전시장) 정책수요량 달성, RPS 대비 낙찰단가 12% 인하, 평균 낙찰용량 7MW(분산형)
- (정정수소 발전시장) 기본설계(안) 확정 단계, 금년 6월까지 27년물 입찰공고 예정 (일정 변경 가능)

21

21

장주기 BESS 입찰시장

◆ 필요성

- (수익모델 마련) 현물시장 SMP+CP로는 BESS 등 저장장치의 적정 수익 확보 어려움
- (공급원가 인하) 경쟁입찰 및 장기계약을 통한 투자리스크 완화 및 원가 인하를 유도

◆ 주요내용

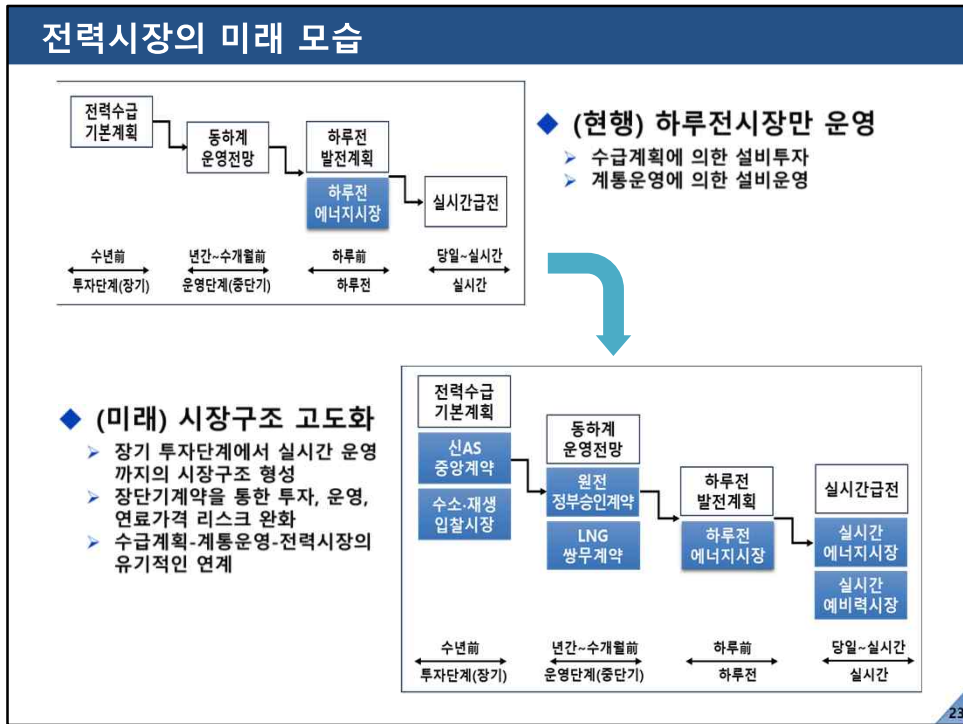
- (계약 종류) 저장장치 공급능력에 대한 고정가 장기계약 (15년)
- (입찰 수요) 전기본 저장장치 설치계획에 의한 정책물량
- (경쟁 범위) 제주계통 동쪽과 서쪽을 구분한 제한경쟁, 계통연계 등 비가격심사 병행
- (입찰 가격) 고정비를 입찰하며, 입찰 상한가격을 설정 (비공개)
- (낙찰 순위) 가격점수와 비가격점수를 합산한 종합 고득점 우선순위
- (계약 가격) 투찰 고정비에 의한 계약가격(pay-as-bid)
- (중앙 급전) 입찰한 공급능력에 대하여 전력거래소가 총방전량을 급전지시
- (정산 가격) 입찰한 공급능력에 대하여 계약가를 지급, 발전량은 총방전 zero sum

◆ 핵심성과

- 정책수요량 달성, 해외 유사 BESS 대비 낙찰단가 15% 인하, ESS 산업의 재도약 환경조성

22

22



(참고) 수소발전 입찰시장 개요 | 국내 RPS vs CHPS 비교

	RPS(신재생의무화제도)	CHPS(청정수소발전의무화제도)
구매의무	발전사업자 (발전사 → 한전 비용전기)	판매사업자 (한전, 구역전기)
인증대상	신재생공급인증서 (REC)	(청정)수소발전량
계약형태	REC 현물계약 → REC 고정가계약 → RE발전량 고정가계약(one-way CfD?)	수소발전량 고정가계약 (two-way CfD)
매매형태	쌍무계약 → 중앙경매 + 개별계약	중앙경매 + 중앙계약 (전력거래소 CCP)
정책조정	가중치 제도 → 시장 구분 + 비가격 평가	시장 구분 + 비가격 평가

(참고) 청정수소발전시장 낙찰자 선정(안)

• 청정수소시장의 개설목표 및 특성에 따라 **연료도입의 안정성과 환경기여도**를 높이 평가

낙찰자 선정기준

- 수소경제 이행 촉진의 제도 도입 취지와 대상 기술의 산업 여건을 고려하여 **가격요소와 비가격요소**를 종합적으로 평가하여 낙찰자 선정
 - (가격평가) 상한가격 내 입찰참가자가 제시한 가격을 기준으로 평가
 - (비가격평가) 객관적인 평가를 위해 별도의 평가위원회를 구성하여 항목별 정량 및 정성평가 시행
- 가격 및 비가격평가 합산 점수 기준 **고득점 사업자 순**으로 낙찰
 - 단, 동점자의 경우 ①가격점수, ②환경기여도 점수가 높은 순

가액 (60%)	최저가 기준(*)	고정비 + 연료비의 합으로 평가 • [(최저 입찰가 / 해당 입찰가) × 60]으로 산출
비가액 (40%)	정량 및 정성평가	• [총 평가점수 × 0.4]로 산출 • 시정의 목적을 고려하여 환경기여도 관련 평가 항목 배점 강화 • 사업이행력 확보를 위해 과락제 운영 검토

(*) 상한가격 초과 및 비가격평가 과락 사업자의 투찰 가격은 제외

항목 구분	세부 항목	내용	
일반 평가	주민수용성 및 사업진척도	인허가 진행도	• 발전사업허가 취득 여부
		지역수용도	• 발전기 및 관련 인프라 수용도 평가
		사업계획의 적정성	• 사업이해도/사업추진체계/일정관리/품질 및 안전 등 평가
	산업-경제기여도		• 발전기 및 주요 인프라 설비기자재의 국내 산업기여도, 고용창출효과 • 수소 전주기 밸류체인 구축 및 산업 활성화 기여도 평가
	사업 신뢰도	신용등급평가	• 발전사업자의 기업신용평가등급 평가
		연료도입의 안정성	• 국내 기업의 연료개발 참여율 • 연료조달 계획 진행상황 연료 생산기업의 지정학적 리스크 및 사업신뢰도 등 평가
환경 기여도	혼소율	• 혼소 비중에 대한 평가	
	잔여배출	• 수소발전 후 잔여탄소배출 평가	
	청정수소등급	• 청정수소인증서 취득 또는 취득예정 등급	
계통 평가	계통수용성	계통부서와 협의 및 검토 중	

25

(참고) 청정수소 발전기의 정산

전력시장 연계 및 정산 기준

- 총 발전량(혼소포함)에 대해서는 전력시장 기준(SMP)으로 정산 받으며, 청정수소 발전량에 대해서는 **차액정산(계약가격 - SMP)**
- 블루 수소 및 암모니아의 경우 **연료비 Index** 적용 정산 선택

Index 적용 여부 **사업자 선택**

Index 적용 범위 연료도입 산식 중 **LNG 변환계수 × LNG 가격**
* 산식의 상수부분은 제외

연료비 Index(안) 청정수소연료 거래시장의 미성숙을 고려하여 초기시장에 한해 **HenryHub** 또는 **Brent** 연동 고려 중

전력시장

입찰 가격

수소입찰시장

청정수소발전 총 LCOE

고정비 (F) + 연료비 (V = V₀ + V₁)

Index 미적용 연료비(V₀) Index 적용 연료비(V₁)

↓ ↓

I_m (I₀) 선택한 연료비 Index 기준

정산 가격

Q_총 발전량 × SM P + Q_{수소발전량} × ((F + V₀) + V₁ × I_m / I₀) - SM P₁

[참고] 정산방식 예시

- 수소발전 입찰시장에서 계약가격과 SMP를 **차액정산(CFD)**하고, 현물시장에서 **SMP**를 정산함으로써 사업자의 총 발전원가 보상

* 연료비 Index 적용시 Index의 변동성에 따라 계약가격 대비 초과·미달 정산

	고정비 F ₀ = 100원 입찰	F ₀ = 100정산
연료비 V ₀ = 150월 V ₁ = 50월 입찰		V ₀ = 150, V ₁ × I _m / I ₀ = 50 × I _m / I ₀ 정산
연료비 증가 시 (I _m / I ₀ > 1)		250 + 50 ▲ (= 300 ▲)
연료비 감소 시 (I _m / I ₀ < 1)		250 + 50 ▼ (= 300 ▼)

* 총 발전량 = 기설 발전량 + 수소 발전량
** 인덱스 미적용시: Q_{수소발전량} × (F + V - SM P)

26

(참고) 제주 장주기 BESS 낙찰자 선정기준

- ✓ 가격 + 비가격 요소를 평가하여 고득점자순으로 우선협상대상자 선정
 - 1차평가 : 평가위원회 → 심의·의결 : 중앙계약시장위원회
 - 동점자 발생시 가격요소 고득점자, 비가격요소 중 화재안전성, 계통수용성, 기술능력 항목 고득점자순으로 처리
- ✓ 가격요소 → 최저가 기준, 비가격요소 → 절대 + 상대평가

[비가격요소 평가항목(안)]

평가항목	세부기준
화재안전성	• 화재예방을 위한 안전대책, 화재 발생시 조치계획 평가
계통수용성	• 사업자 계통접속 방법에 대해 한전·거래소 검토의견서 등 토대로 평가
기술능력	• 보증수명, 운전효율, 무효전력 공급, 유효전력 회복 관련 기술기준 충족 여부 평가
재무상태	• 신용평가등급 및 자본조달계획을 근거로 기업의 자금조달능력을 평가
주민수용도	• 지역 수용도 판단이 가능한 주민동의서 등의 근거자료를 바탕으로 평가
사업이행능력	• 기자재, 공사업체 협약 사전완료 여부 및 사업 계획의 우수성 등으로 평가
산업기여도	• 국내 ESS산업 활성화 기여도로 평가

27



Let's shape the future together

28

전문가 대담

청정에너지 확대에 따른 새로운 전력시장의 변화와 과제

서울대학교 김희집 초빙교수

1. **에너지 가격 정상화 - 원가 연동제 실행**
 - A. 원가 이하의 에너지 가격 정상화
 - B. 실행이 중단된 원가 연동제 재실행
2. **계통의 신속한 확충 - 원자력과 재생에너지 확대 대비**
 - A. 전력계통 혁신대책의 횡축-종축 국가 HVDC기간망 적기 구축
 - B. (횡축) 동해안 발전력을 공급하는 '동해안-수도권 송전선로 적기 준공'(26년)
 - C. (종축) 호남 발전력을 해저로 공급하는 서해안 송전선로 본격 착수
3. **원가 경제성 강화로 에너지 산업 합리화**
 - A. 에너지 정책 결정에 원가 경제성을 최대한 반영
 - B. 재생에너지의 원가 합리화
4. **전력 수요와 공급 불일치 축소**
 - A. 전력 시장에 시공간별 최대한 원가 및 가격 반영
 - B. 수도권 에너지 수요의 분산
 - C. 공급이 많은 지역으로 전력 다소비 산업 유치
5. **전력신산업 육성 본격화**
 - A. 다양한 전력요금의 실행
 - B. 배터리 및 양수발전 등 ESS 자원 확대
 - C. 새로운 사업모델의 실행 및 실증 (ESS, VPP, RE100, V2G, 수소, SMR 등)
6. **에너지 해외진출 확대**
 - A. 글로벌 경쟁력이 높은 원자력, ESS, 가스발전, 가스터미널

질문)

1. 영국은 Zoning Pricing을 왜 안 하는가?
2. 재생에너지 LCOE를 낮추기 위하여 어떠한 노력을 하는가?

청정에너지 확대에 따른 새로운 전력시장의 변화와 과제

조흥종 단국대학교 교수

Korea's 2030 NDC and 2050 carbon neutrality goals are among the highest globally, and to achieve them, Korea is making diverse efforts. However, there are various challenges in the massive deployment of renewable energy, including issues within the power system and compatibility problems with other sources in the power mix. I am curious about the solutions adopted by the UK in addressing these issues. Korea's power market system is rigid, leaning towards regulation rather than a market-oriented approach. I am interested in learning from the UK's experience regarding potential strategies for reforming such regulations. Please share insights into Ofgem's role in this process.

- Q1. Is there any change in energy policy in UK after energy crisis in 2022? Energy Security and Net Zero policy are simultaneously accomplished? and Ofgem's role of the policies?
- Q2. What was the reason of the reformation of electricity market in 1990's? and what is the implication from the reformation to Korean electricity market where is monopolized in distribution and retail. How independent is Ofgem? How important is the Ofgem's independence?
- Q3. What is the solution of the interconnection problem when the increase of the renewable power sources which are restricted in geographic location. And what is the market solution of operation when the flexible renewable rises.
- Q4. What is the prime minister Sunac's intention of delaying the ban of internal combustion engine? How realistic do you think the nuclear power plants play a role of UK's Net Zero?

청정에너지 확대에 따른 새로운 전력시장의 변화와 과제

김한국(GS EPS 정책팀장)

[질문]

- 만약 영국이 유럽대륙과 완전히 분리된 전력계통이라고 하면, 전력시장에서 어떤 부분을 더 보완/개선해야 하는지? (한국은 지리적으로 완전히 고립된 전력계통이라, 좋은 참고사례가 될 것으로 여겨짐)
- 영국의 전력 수요/공급 유연성 확보를 위한 특별한 시장제도가 있는지?
- 전력계통 안정화를 위해 청정에너지(태양광/풍력/바이오)의 송전제약이 발생할 경우, 그 절차와 보상기준은?

[발언요지]

- 청정에너지가 확대되기 위해서는, 전력 수요/공급의 유연성 확보가 가장 중요한 것으로 보임
- 국내 신재생 발전사는 공급 유연성을 제공할 수 있는 방향으로 운영 Concept을 바꾸어야 하며, 국내 시장제도는 공급 유연성 시장에 강한 Incentive를 제공하여 신재생 발전사에게 유인을 제공해야 함
- 국내에서는 상대적으로 수요 유연성은 확보하기 어려운 실정임. 전기요금의 원가주의, 판매시장 개방/다원화 등 많은 전력시장 변화가 수반되어야 함

청정에너지 확대에 따른 새로운 전력시장의 변화와 과제

기후솔루션 전력시장계통팀 김자현 연구원

1. 지난 COP28에서 한국을 포함한 전세계 140여개 국가들이 2030년까지 전세계 재생에너지 설치용량을 3배 늘리자는 합의하여 앞으로 재생에너지 확대에 대한 드라이브는 강력해질 것. 반면 한국은 2022년 기준 태양광과 풍력 발전용량은 여전히 5% 대로 OECD 국가 및 G20 국가 중 하위권에 머물러. 10차 전력수급기본계획을 통해 2030 재생에너지 발전목표를 기존 2030 NDC 대비 하향한 바 있으며(정책 신호 부재), 여전히 화석연료 대비 높은 재생에너지 발전단가로 인해 경제적 유인이 적고, 전력계통 혁신화가 지연됨에 따라 재생에너지 출력제한 또한 급증할 전망(경제적 신호 부재)
2. 더 빠르고, 안정적이고, 경제적으로 재생에너지 전환을 하기 위해 우리 전력시장의 근본적인 변화 요구됨. 현재 한국 전력시장은 과거 가파른 산업화 성장세를 지원하기 위해 설계됐던 대형·화력발전 중심의 수직독점구조 전력시장에 머물러 있음.
3. **(구조적 변화)** 소수의 대형 발전원만 존재했던 과거 전력시장 대비 현재는 수 만개의 소규모 분산 재생에너지 발전원이 공존하게 됨. 이에 따라 전력시장 내 이해관계자의 수도 기하급수적으로 증가하여 전력거래소 회원사 중 96%가 재생에너지 발전사업자. 새롭게 주력전원으로 자리잡고 있는 재생에너지와 기존 화력발전 간 공정한 경쟁을 보장하기 위해서는 이처럼 다양해진 전력시장 내 이해관계자들이 투명한 의사결정과정에 참여할 수 있어야. 특히 전력시장운영규칙 등 주요 정책 의사결정을 하는 전력거래소 거버넌스의 공정성이 강화돼야. 예컨대 현재와 같이 전력거래소 이사회 회원대표 비상임이사가 모두 화력발전 중심의 포트폴리오를 운영하고 있는 한전과 발전자회사의 임직원임. 전력거래소가 독립적으로 의사결정을 할 수 있도록 이사회, 각종 하위 위원회 및 임원추천위원회의 구성과 관련한 절차를 개선해야.
4. **(시장제도 변화)** 실시간으로 변화하는 소규모·분산형 재생에너지에 적절한 가격 신호와 정책적 유인을 제공하기 위해서는 현재와 같은 하루전시장만 존재하는 현물시장에서 더 나아가 실시간시장, 당일시장, 그리고 현물시장 외 중장기 계약시장도 더욱 활성화되어야. 재생에너지 및 재생에너지의 안정적 계통연결 도울 다양한 유연성 자원에 대한 다층적인 인센티브 구조도 마련되어야. 이때 기존 총괄원가 및 용량 기반으로만 측정되던 에너지 및 보조서비스에 대한 가치 평가 방식 또한 더 세분화되어야.
5. **(향후 과제)** 전반적인 전력시장 구조를 어떻게 재생에너지 주력전원화 시대에 맞게 선진화할지? 영국이 전력시장 구조개편을 할 당시 고려한 우선순위는? 전력시장과 전력망을 재생에너지 친화적으로 전환하기 위해 필요한 정책적 개선사항?