산업연구 Journal of Industrial Studies(J.I.S) 産業硏究 48권 1호 ISSN
https://doi.org/10.22915/rifi.2024.48.1.004 1738-9216

국내 전력시장의 구조적 문제점과 근본적 개선방안 연구*

이지훈** · 홍원준*** · 조홍종****

요 약

본 연구는 현행 국내 전력시장의 구조와 특징을 전반적으로 검토하고, 구조적 문제점을 종합적으로 진단한다. 그리고 경제성, 친환경성, 지속가능성을 고려한 국내 전력시장의 선진화 및 개편을 위한 선결과제로서 크게 (1) 시장 기능 및 원리 강화와 (2) 재생에너지 발전 확대에 따른 간헐성 및 변동성 대응으로 구분하고, 각각의 세부과제에 대하여 기존연구 및 해외사례를 검토하여 해결방안을 제시하고자 한다. 시장 기능 및 원리 강화에서는 세부적으로 기존의 변동비 반영 CBP 시장에서 PBP 시장으로의 전환을 검토하였으며, 해외 주요국의 사례를 검토하여 독립성을 갖는 규제 거버넌스 구축에 대하여 논의하였다. 또한 투명하고 공정한 시장경쟁 촉진, 신규 에너지원 시장 진입 활성화, 소비자의 선택권 보장을 위한 방안으로 송배전망의 법적 분리(망 중립성 확보)와 소매부문 신규사업자의 진입 허용을 통한 경쟁 도입을 제시하였다. 마지막으로 지역별 수급 불균형을 해소하기 위한 방안으로 지역별 요금제(LMP) 도입에 대하여 논의하였다. 다음으로 재생에너지 발전 확대에 따른 간헐성 및 변동성 대응을 위한 방안으로는 실시간 시장 및 예비력 시장의 도입, 재생에너지 입찰제도 도입에 대하여 제주도 시범사업을 바탕으로 검토하였다. 또한 제10차 전력수급기본계획 장기 송변전설비 기본계획을 바탕으로 송배전망 확충 및 HVDC에 대하여 논의하였으며, 마지막으로 수요측에서의 대응방안인 수요반응 자원(DR)에 대하여 논의하였다. 본 연구는 기존에 국내 전력시장의 문제점을 지적하고 해결방안 및 제도 설계 방안을 제시한 연구들을 종합적으로 정리 및 구조화하였다는 점에서 의의가 있으며, 향후 친환경성, 경제성, 지속가능성 등을 고려한 방식으로 국내 전력시장이 선진화되기 위하여 근본적으로 개선되어야 할 방향성을 제시하였다는 점에서 의의가 있다.

핵심 주제어 : 전력시장 구조 개편, 시장 기능 및 원리 강화, 재생에너지 간헐성 및 변동성 대응

* 본 연구는 국회입법조사처의 지원을 받아 수행한 정책연구 용역(전력시장 제도 및 전력가격 체계의 쟁점과 과제, 2023.11.21.) 보고서를 토대로 주요 부분을 발췌 및 수정하여 작성하였음.
** 제1저자, 단국대학교 경제학과 박사과정, wlgns5749@gmail.com
*** 공저자, 단국대학교 경제학과 박사과정, 16hong@dankook.ac.kr
**** 교신저자, 단국대학교 경제학과 교수, hongcho@dankook.ac.kr
<논문 투고일> 2024.2.29 <논문 수정일> 2024.3.20 <게재 확정일> 2024.3.20

Ⅰ. 서 론

전력 에너지는 과거 국내에서 저렴한 공공재로서의 인식이 확고하게 자리 잡고 있었다. 이에 따라, 정부 주도 경제 발전 시기에는 국가 산업경쟁력 확보 및 경제 발전에 기여하기 위하여 낮은 가격으로 전력이 공급되었으며, 기저전원을 중심으로 정전시간을 최소화하고 안정적으로 전력을 공급하는 것이 핵심적인 목표였다. 또한 정책적 목적을 바탕으로 계약 유형별로 차등화된 가격이 책정되면서 전기는 정부의 취약계층 보호와 더불어 육성산업 지원의 역할을 수행하였다. 요약하자면 과거 저렴한 공공재로서 전기는 정부의 정책적 목적 달성 및 국가 경제 발전 이바지를 위한 주요 수단으로 활용되었다고 할 수 있다.

이와 같은 전기에 대한 기존의 전통적인 인식 및 가치는 근래에 들어 적절한 비용을 부담 및 지불해야 하는 재화라는 새로운 가치로 전환되고 있다. 최근 탄소중립이 시대적 화두로 도래함에 따라 탄소중립 사회 구현을 위한 온실가스 감축 강화, 에너지 구조 전환의 본격화, 에너지 효율 및 수요관리 등의 필요성과 중요성이 지속적으로 강조되고 있다. 이와 더불어 탄소중립 및 러-우 전쟁 발발 등으로 말미암아 2022년 이래로 발생한 화석연료 가격의 급격한 상승은 전력 도매가격의 큰 폭의 상승을 초래하면서 한국전력공사의 누적 부채를 확대시켰다. 이처럼 현행 전력시장의 구조적 한계점이 지속적으로 부각 및 노출되고 있는 상황이다. 앞서 언급한 요인들이 중첩적으로 작용한 결과, 저렴한 공공재로서의 전통적인 전기의 인식 및 가치는 최근 들어 전기의 생산 및 사용 과정에서 공정성, 지속가능성, 친환경성에 대한 개념이 강조되는 방향으로 변화하고 있으며, 이를 충족시키기 위하여 전기도 적절한 비용을 부담 및 지불해야 하는 상품이라는 인식이 확대되고 있다.

하지만 이러한 가치 변화에도 불구하고 국내에서는 과거로부터 지속된 전기의 공공재로서의 통념이 현재에도 여전히 고착화된 상황이다. 정치적 종속성에 의하여 현행 전기소매요금 체계는 현저하게 제약받고 경직적인 상태를 유지하고 있으며, 요금이 원가 및 물가상승을 반영하여 조정되고 있지 않아 최종 소비자에게 재화의 실제 가치나 사용 패턴에 부합하는 가격 신호를 충분히 제공하지 못하고 있다.[1] 이와 같은 현행 전력시장의 한계점과 문제점이 지속적으로 노출되고 있지만

근본적인 구조 개편에 대한 논의는 다소 부족한 상태이다. 앞으로도 지속적으로 현행 전기요금 체계가 원가를 충분히 반영하지 않을 경우 앞서 언급한 공정성, 지속가능성, 친환경성 등의 요인을 반영함과 동시에 탄소중립 사회 실현을 위한 전력시스템 구축을 위하여 요구되는 투자와 재원 마련에 난항을 겪을 가능성이 농후하다.

앞서 언급한 바와 같이 현행 전력시장에서 발전(도매) 부문과 소비자(소매) 부문 간의 양방향 시그널 단절 구조는 국가 전체적으로 비효율적인 결과를 초래하고 있다. 발전부문에서는 온실가스 및 미세먼지 배출량 감축 의무 강화에 따른 기후환경비용, 연료비 등 외부비용의 영향력이 계속적으로 증가하고 있지만 이와 같은 제반 상황이 전력소매요금에 적절히 반영되지 않음에 따라 가격신호가 부족하고 비효율적인 전력소비 행태가 지속되고 있다. 또한 현행 전력시장에서는 수요부문에서의 소비패턴 변화가 발전부문에 적절하게 반영되지 못하는 구조이다. 소매부문에서는 최근 친환경 자동차, 전기화 수요 등 새로운 소비형태에 따른 변화가 나타나고 있지만, 발전부문에서는 필요한 설비투자에 대한 유인이 부재한 상황이다. 이와 같은 소매부문과 도매부문의 유기적인 연결 부족은 많은 부작용을 초래하고 있으며, 근본적으로 전력시장의 구조에 대한 개편이 필요한 시점이다.

본 연구는 현행 국내 전력시장의 구조와 특징을 개괄적으로 검토하고, 구조적 문제점을 종합적으로 진단한다. 그리고 경제성, 친환경성, 지속가능성을 고려한 국내 전력시장의 선진화 및 구조 전환을 위한 선결과제로서 크게 (1) 시장 기능 및 원리 강화와 (2) 재생에너지 발전 확대에 따른 간헐성 및 변동성 대응으로 구분하고, 각각의 세부과제에 대하여 기존연구 및 해외사례를 검토하여 해결방안을 제시하고자 한다.

본 연구는 기존에 국내 전력시장의 문제점을 지적하고 해결방안 및 제도 설계방안을 제시한 연구들을 전반적으로 정리 및 구조화하였다는 점에서 의의가 있으며, 경제학적인 관점을 토대로 향후 친환경성, 경제성, 지속가능성 등을 고려한 방식으

1) 1982년부터 2021년까지 전기요금은 약 46.1% 상승하였는데 반해 소비자물가지수는 303.1% 상승하였다. 다시 말해서, 물가상승 또한 충분히 반영하고 있지 못해 실질적으로 전기요금은 시간이 지날수록 하락하고 있다. OECD 회원국 간 비교에서도 한국의 가정용 전기요금과 산업용 전기요금은 OECD 다른 회원국들에 비하여 현저히 낮은 수준이다(KEPCO 홈페이지).

로 국내 전력시장이 선진화되기 위하여 근본적으로 개선되어야 할 방향성을 제시하였다는 점에서 의의가 있다고 판단된다.

Ⅱ. 현행 국내 전력시장의 주요 특징과 구조적 문제점

1. 현행 국내 전력시장의 구조와 주요 특징

현재 국내 전력도매시장에서는 「전기사업법」 제43조[2]를 근거로 하여 한전 발전자회사 및 민간발전사 등 발전회사에서 석탄, 원자력, LNG, 태양광, 풍력 등의 에너지원을 활용하여 전력을 생산하고 생산한 전력을 전력거래소 중계로 한국전력에 판매하고 있다. 이때 한국전력이 지불하는 전력도매가격을 계통한계가격(System Marginal Price, SMP)이라고 부른다. 계통한계가격은 연료비와 같은 변동비를 보상해주는 가격이며(CBP 시장), 발전소의 초기 설비투자비용, 건설비용, 운영비용과 같은 고정비를 보상하기 위한 목적으로 용량요금(Capacity Payment, CP)이 별도로 존재한다.[3] 전력도매시장에서 전력을 구매한 한국전력은 송배전을 담당함과 동시에 계약종별 차별적인 요금을 책정하여 최종소비자에게 전력을 판매하고 있다.[4][5]

현재 전력거래소에서는 거래일 하루 전에 해당 거래일에 대해 과거 수요실적 및 기상자료를 활용한 계량모형을 토대로 시간대별로 전력수요를 예측하고 있다. 전력수요를 예측한 이후 발전사의 입찰은 거래일 하루 전 10시까지 이루어지고, 각 시간대별로 발전기별 공급이 가능한 용량이 제시된다. 가격결정발전계획은 거래일 하루 전 15시까지 발전기별 입찰자료(공급 가능한 용량 등) 및 비용자료와 예측수요를 바탕으로 최소의 발전비용으로 시간대별로 예측된 전력수요를 충족할 수 있

2) 해당 규칙은 발전사업자와 송전사업자간의 거래를 위한 규칙, 가격 결정 방법, 그리고 발전기 기동과 가동에 대한 규칙을 정하고 있으며, 이 규칙에 따라 전력시장운영기관인 한국전력거래소가 전력비용에 따른 발전 우선순위를 정하고 정산을 실시하고 있다.
3) 변동비 반영 발전시장(Cost-Based Pool, CBP 시장)은 발전변동비(연료비 + 무부하비용 + 기동비)에 기초한 발전경쟁시장으로서 변동비는 비용평가위원회가 사전평가한 자료를 적용한다.
4) 소매시장에는 「전기사업법」 제16조에 따른 전기요금 이용약관이 있다.
5) 현재 발전부문에서는 경쟁이 도입된 상황이며, 송배전 부문 및 소매판매 부문에서는 한국전력이 독점하고 있는 상황이다.

도록 수립하고, 상기 과정 속에서 시간대별 SMP가 결정된다. 이와 같은 방식으로 수립된 운영발전계획을 토대로 거래 당일에는 계통상황을 반영한 실시간 급전운영이 이루어진다.[6] 계통운영의 결과를 바탕으로 운전된 개별 발전기들의 발전량은 5분 단위로 계량되며, 측정된 발전량에 따라 해당 시간대별 전력시장가격을 적용하여 거래대금을 정산 및 결제하게 된다.[7]

[그림 1] 전기요금의 구성

출) 유재국(2022)

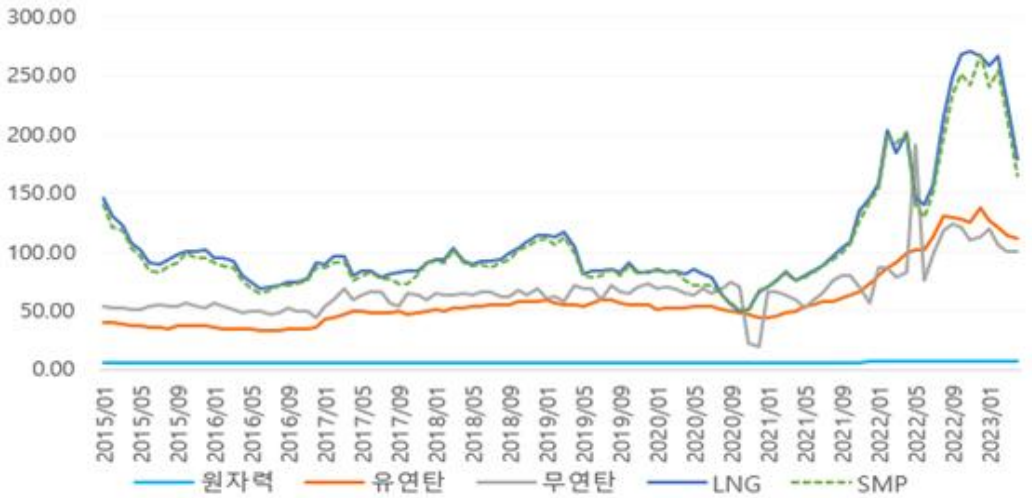
앞서 언급하였듯 SMP는 연료비와 같은 변동비를 발전사들에게 보상해주기 위한 목적의 전력도매가격이다. 이때 실시간으로 정확하게 발전기들의 변동비용을 파악하는 것은 어려운 일이기 때문에 비용평가위원회에서 사전에 개별 발전기들의 변동비를 평가하여 확정한 자료를 적용하게 된다.[8] 각 발전기들이 공급 가능 용량을 입찰하면 연료비 단가가 낮은 순부터 나열하여 공급곡선을 구성하며, 시간대별 예

6) 전력시장에서 초과공급 혹은 초과수요가 발생하게 되면 주파수 변동 및 배전계통 전압 상승, 대규모 정전과 같은 문제가 야기되기 때문에 전력시장은 실시간으로 수급균형을 달성해야 한다는 특성을 갖는다(김헌태·장성수, 2018; 홍원준 외, 2021)
7) 전력거래소 홈페이지를 바탕으로 정리
8) 비용평가위원회에서는 1개월 단위로 각 발전기별 연료비 단가 등 변동비의 변동사항을 검토하고 이를 반영한다.

측수요와 일치하는 지점에서 SMP가 결정된다.[9] 참고로 발전원별로 발전단가가 상이한데, 일반적으로 원자력발전, 석탄발전, LNG 발전 순으로 연료비 단가가 낮다. 또한 각 발전원 내에서도 발전기의 효율, 성능, 수명 등에 따라 열량 단가가 달라지고, 최종적으로 연료비 단가가 달라진다.

또한 시간대별로 전력수요가 상이하기 때문에 전력수요가 많은 시간대에는 SMP가 상대적으로 높은 수준에서 결정되고, 수요가 적은 시간대에는 SMP가 상대적으로 낮은 수준에서 결정된다. 전술한 바에 따라, 발전단가 상 LNG 발전기가 SMP를 주로 결정한다.[10] 2021년 총 8,760시간(365일 x 24시간) 중에서 LNG 발전의 SMP 결정시간은 7,904시간(90%)이었으며, 2022년에는 7,621시간(87%)이었다.[11] 따라서 월평균으로 살펴보면 역사적으로 LNG 연료비 단가와 SMP가 유사한 움직임을 보이게 된다.[12]

[그림 2] 발전원별 연료비 단가 및 SMP 추이



출) 전력통계정보시스템(EPSIS) 자료를 바탕으로 저자 작성

9) 전력거래소(2019)
10) 전력수요가 낮은 시간대에는 유연탄 발전이 SMP를 결정하기도 한다.
11) 전력통계정보시스템(EPSIS)
12) 국제 LNG 시황 변화에 따라 국내 LNG 수입(도입)단가가 상승하면, LNG 발전단가(연료비 단가)가 상승하게 되고, 이에 따라 SMP가 상승하는 구조가 된다.

한편, 모든 발전원들이 SMP를 토대로 정산받을 시 원자력발전, 석탄발전과 같이 연료비 단가가 낮은 발전원은 상대적으로 많은 이윤을 얻게 된다. 이에 따라 한국전력 발전자회사(한국전력 산하 발전공기업)와 민간발전사의 초과 이윤 조정 목적의 정산조정계수가 2008년 5월부터 도입되었다. 정산조정계수는 전원별 발전차익의 일정 부분만을 정산 지급함으로써 발전회사와 한국전력 간의 재무균형을 유지하는 것을 주요 목적으로 한다. 해당 계수는 0 ~ 1 사이의 값을 가지며, 발전차익(SMP - 변동비)에 이를 곱하여 발전사의 초과 이윤을 조정하는 역할을 수행한다. 정산조정계수는 비용평가위원회에서 결정하고 있으며, 대외적으로 해당 계수의 구체적인 수치는 공개되지 않고 있다.[13)]

현행 국내 발전시장에서는 20MW 이상 규모의 발전설비를 갖춘 발전회사는 의무적으로 전력시장에 입찰하게 되어 있는데, 예측수요 이내에 포함되지 않아 급전지시를 받지 않을 경우 전력을 생산하지 못하기 때문에 SMP를 받지 못하게 된다. 이 경우 발전사는 고정적으로 발생하게 되는 비용을 충당하지 못하게 되며, 발전소 운영에 이 같은 방식의 차질이 지속적으로 발생하게 되면 발전사들이 새로운 발전소를 건설 및 운영할 유인이 사라지게 된다. 이에 따라 국내 전력발전시장에서는 발전소에 대한 투자비와 운영유지비와 같은 고정비를 회수하기 위한 목적으로 용량요금(CP)이 존재한다.[14)15)]

마지막으로 국내 전력소매요금 체계를 간략하게 살펴보면, 국내 전력시장에서는 전력거래소를 통해 한국전력공사에서 전력을 구매하고 한국전력공사는 요금제를 구분하여 최종소비자에게 전력을 판매하고 있다. 소매전기요금 결정체계는「전기사업법」제16조와「물가안정에 관한 법률」제4조에 근거하여 한국전력공사에서 산업통상자원부 전기위원회에 요금변경을 신청하면, 산업통상자원부 전기위원회와 기획재정부에서 협의를 거쳐 최종적으로 요금변경을 인가 및 승인하게 된다.[16)] 국

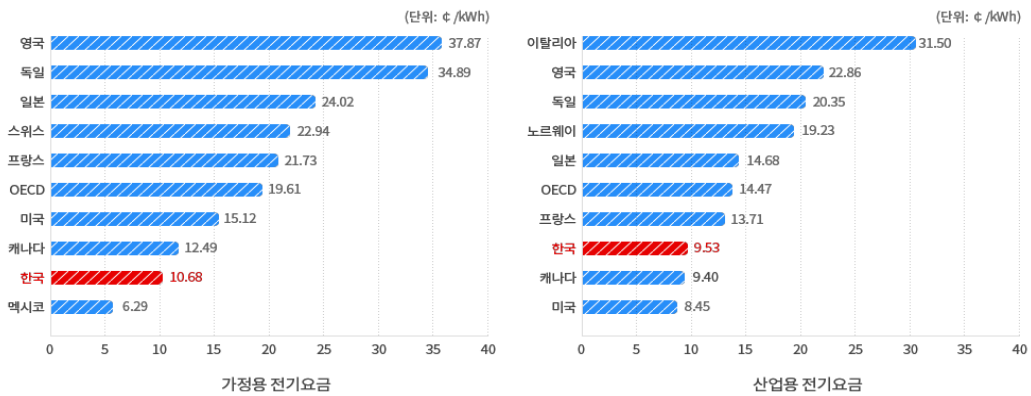
13) 전력거래소(2019)
14) SK E&S 미디어룸 홈페이지
15) 개별 발전기의 용량요금은 발전기별 송전접속비, 운전유지비, 발전기별 이용률, 건설투자비, 수전요금, 환경기여도 등을 반영하여 결정되고 있다. 용량요금의 기준이 되는 기준용량가격은 기준이 되는 발전기가 일반적인 운영조건에서 연간 고정비용을 회수할 수 있도록 설정된 단위출력 및 단위시간 당 보상가격을 의미하며, 발전기 중에서 첨두발전기에 해당되는 가스터빈 발전기의 고정비용을 기준으로 결정된다(박기진, 2016).
16)「전기사업법」제16조 : 전기사업자는 소비자와의 거래를 조절하기 위한 공급조건 약관을 작성하고, 이를 산업통상자원부장관의 인가를 받아야 함. 더불어, 전기요금의 인가는 전기위원회

내 전기소매요금은 기본요금, 전력량요금, 기후환경요금, 연료비조정요금으로 구성되며, 최종소비자 청구금액은 전기요금, 부가가치세(전기요금의 10%), 전력산업기반기금(전기요금의 3.7%)으로 구성된다.[17]

국내 전기요금제도는 원가연계형 요금제(연료비조정요금, 기후환경요금), 대가족·생명유지장치 요금제, 복지할인 요금제, 아파트 전기요금제도, 주택용전력 요금누진제, 부하율별 선택요금제, 계절별·시간대별 차등요금제, 동·하계 최대수요전력 연동 기본요금, 2부 요금제, 용도별 전기요금체계 등이 있다.[18]

OECD 국가 소매전기요금을 비교해보면, OECD 국가 전기요금 평균을 100이라고 할 때 한국의 가정용 전기요금은 54, 산업용 전기요금은 66 수준으로 상대적으로 낮은 가격으로 전기를 공급하고 있는 상황이다. 이와 같은 상대적으로 낮은 가격 수준은 국가 전력산업환경(국가 전원믹스, 연료 조달 방식 등) 차이에서 기인하는 부분도 있지만, 주로 정책적으로 소매전기요금을 낮게 유지하는 것으로부터 기인한다.

[그림 3] OECD 국가 전기요금 수준 비교



출) OECD-IEA, Energy Prices and Taxes Statistics Database(2023. 8월 기준)를 바탕으로 KEPCO 홈페이지에서 작성

의 심의를 거쳐야 함.
「물가안정에 관한 법률」 제4조 : 공공요금 결정에 대한 주무부장관의 역할을 규정하며, 다른 법률에 따라 결정, 승인, 인가, 또는 허가를 필요로 하는 사업이나 물품의 가격 또는 요금을 정하거나 변경하고자 할 때, 미리 기획재정부장관과 협의하여야 함.

17) KEPCO 홈페이지

18) KEPCO 홈페이지

2. 국내 전력시장의 구조적 문제점과 개선방안 개요

국가 차원에서의 경제 성장 동력을 잃지 않음과 동시에 NDC[19] 및 탄소중립 목표를 달성하기 위해서는 경제성, 친환경성, 안정성, 지속가능성을 모두 충족시키는 효율적이고 안정적인 전력 시스템을 구축하는 것이 핵심적이다. 하지만 소매부문과 발전부문의 단절과 같은 현행 전력시장의 구조 하에서는 에너지 전환 과정에서 한전의 부채 문제가 지속적인 리스크로 작용할 것이다.[20] 한국전력의 부채 문제는 향후 안정적인 전력공급 및 에너지 전환을 위한 설비투자와 전력망 확충에 어려움을 초래할 수 있다. 실제로 한전은 원활하고 안정적으로 전력을 공급하기 위해 매년 전국적으로 변환설비 구축 사업, 해저케이블 건설 사업 등을 수행하고 있는데, 적자 구조로 말미암아 건설 사업 규모를 축소할 경우 전력공급 품질에 악영향을 끼칠 수 있다. 더 나아가, 향후 분산에너지 전원 확대 및 반도체, 이차전지 등 국가첨단전략산업 지원을 위한 송배전망 건설 등 전력 인프라 구축에 있어서도 난관에 봉착할 수 있다.

이와 같은 배경 하에 본 연구에서는 친환경성, 경제성, 안정성, 지속가능성을 모두 고려한 국내 전력시장의 선진화를 위한 주요 과제를 (1) 시장 기능 및 원리 강화, (2) 재생에너지 간헐성 및 변동성 대응[21]으로 구분하고 주요 목표를 달성하는 것에 있어 장애가 되는 현행 전력시장 구조의 문제점을 검토한 후 각 문제점에 대한 근본적인 해결책을 제시하고자 한다. 국내 전력시장의 구조적 문제점과 근본적인 개선방안을 세부적으로 요약정리하면 다음의 [표 1]과 같다.

3장에서는 시장 기능 및 원리 강화를 위한 구조적 문제점과 개선 방향을 구체적으로 살펴볼 계획이며, 4장에서는 재생에너지 발전 확대에 따른 간헐성 및 변동성에 대응하기 위한 현행 제도의 구조적 문제점과 개선 방향을 자세히 논의할 계획

19) 국가온실가스감축목표(NDC, Nationally Determined Contribution)는 파리 당사국총회(COP21)를 통해 각국에서 제출한 2030년까지의 온실가스 감축목표를 설정한 계획을 의미한다. 한국은 2021년 12월 2030년까지 2018년 총 배출량(727.6백만톤) 대비 40% 감축(2030년 배출량 436.6백만톤)이라는 상향 NDC를 유엔기후변화협약 사무국에 제출하였다.

20) 한전의 누적 부채규모는 2022년에 약 192.8조 원을 기록하였으며, 2023년 상반기 8조 원 이상 부채가 증가함에 따라 2023년 상반기 실적 누적 부채총액은 201.4조 원으로 200조 원을 돌파하였다(KEPCO 홈페이지). 한전이 국회에 제출한 2023~2027년 중장기 재무관리계획 보고서에 따르면 부채의 규모는 계속해서 증가할 것으로 전망되고 있다.

21) 재생에너지의 간헐성·변동성이 야기할 수 있는 전력계통 상의 비용은 장희선(2019), 한전경영연구원(2020)에 자세히 기술되어 있다.

이다.

[표 1] 국내 전력시장의 구조적 문제점과 개선방안

주요 과제	구조적 문제점	개선 방안
시장 기능 및 원리 강화	CBP 시장	PBP 시장 전환
	경직적인 소매요금 결정 구조 (도매시장과 소매시장 간의 단절)	독립 규제 거버넌스 체계 구축을 통한 소매전력요금 현실화
	한전의 송배전망 독점으로 인한 망중립성 훼손 문제	망 중립성 확보(송배전망 분리) 및 소매부문 경쟁 도입
	판매부문 독점으로 인한 소비자 선택 제한	
	지역별 수급 불균형	지역별 요금제 도입
재생에너지 발전 확대에 따른 간헐성 및 변동성 대응	실시간 시장 및 예비력 시장 부재	실시간 시장 및 예비력 시장 도입
	송배전망 설비 부족	송배전망 설비 확충
	소비 절감 인센티브 부재 및 불확실성	수요반응자원 확대

출) 저자 작성

Ⅲ. 시장 기능 및 원리 강화 방안

1. 도매전력시장 개편논의

앞서 설명하였듯 변동비 반영 발전시장(Cost-Based Pool, CBP 시장)은 발전변동비(연료비 + 무부하비용 + 기동비)에 기초한 발전경쟁시장이다.[22] 발전사업자들의 초기 설비투자에 대한 유인을 제공하기 위하여 현행 CBP 시장에서는 용량요금(CP)을 보장하고 있으며, 발전사는 초기 고정비용과 관계없이 사전에 비용평가위원회에서 평가한 연료비를 토대로 입찰에 참여하고 있다. 이러한 CBP 시장은 원자력발전 및 석탄발전과 같이 초기 건설 투자비용은 높은 반면 연료비가 상대적으로

22) 2001년 이후 국내 도매시장에서 적용되고 있는 CBP는 매우 독특한 형태이며 세계적으로 유사 사례를 찾아보기 힘들다. 현재의 CBP 전력시장은 모든 발전기의 비용 결정과 시장 참여를 강제하고 규제하는 제도이다(박종배, 2019).

낮은 전원을 위주로 구성하고 운영하기에 적절한 제도였다. 원자력발전 및 석탄발전은 발전기 기동에 다소 많은 에너지가 필요하고, 출력 변동이 용이하지 않기 때문에 낮은 연료비를 바탕으로 항시 가동되는 기저전원으로서의 역할에 적합하다. 하지만 향후 변동성 및 간헐성이라는 특성을 갖는 재생에너지 전원이 확대됨에 따라 현행 CBP 시장에 대한 개편이 필요한 시점이다.

현행 도매전력시장에서 태양광, 풍력 등 재생에너지 발전기는 비중앙급전발전기로 구분되고 있다. 중앙급전발전기는 발전기 1기의 용량이 20MW를 초과하고, 발전기의 기동정지, 출력증감발 등 급전지시에 따라 운전할 수 있는 발전기를 의미한다.[23] 비중앙급전발전기는 발전기 1기의 용량이 20MW를 초과하더라도 급전지시에 따라 운전할 수 없는 발전기, 자가용 발전기, 구역전기사업용 발전기, 수력을 제외한 신재생에너지 발전기를 의미한다.[24] 재생에너지 발전기는 비중앙급전발전기로 분류됨에 따라 별도로 입찰에 참여하지 않고 있으며, 재생에너지 발전기로부터 생산된 전력은 타 일반 발전기로부터 생산된 전력보다 우선적으로 구매된다. 전력을 공급하는 것에 대한 대가로 재생에너지 발전기는 SMP를 정산받고 있으며, REC 인증서 판매를 통해 부가적인 수익을 올리고 있다.[25]

현행 CBP 시장의 구조 속에서는 발전기들이 투자비, 건설비, 운영비 등을 포함하여 총체적인 비용이 아닌 변동비만을 기준으로 입찰에 참여하기 때문에 사고비용 및 환경비용 등의 사회적 비용을 반영하여 급전순위를 결정하는 데에 있어 한계가 있는 제도이다. 2019년 이후로 환경급전 제도가 도입되면서 화력발전기는 탄소배출권 비용이 반영된 가격으로 도매시장 입찰에 참여하고 있지만 그 효과가 미미하다는 평가가 주를 이루고 있다.[26]

따라서 PBP 시장으로 전환함으로써 발전사가 연료비용, 건설투자비용, 운영비용 등 뿐만 아니라 더 나아가 환경비용, 사고위험비용 등 사회적 외부비용까지 고려하여 입찰에 참여하도록 통합시장을 구성하거나 전력량, 용량, 예비력, 환경가치 등

23) 전력거래소 홈페이지 - 발전기 등록 절차 등록신청 및 등록기준
24) 전력거래소 홈페이지 - 발전기 등록 절차 등록신청 및 등록기준
25) RPS 제도에 따라 공급의무자(대규모 발전사업자)는 총 발전량의 일정 비율을 신재생에너지로 공급해야 한다. RPS 공급의무자는 REC 인증서 구매를 통해 신재생에너지 공급을 증명할 수 있는데, REC는 신재생에너지를 통해 전기를 생산했다는 사실을 증명해주는 인증서이다. 따라서 REC는 신재생에너지 발전사업자에게 일종의 보조금 역할을 수행한다.
26) 환경운동연합(2022)

의 시장을 분리 및 신설함으로써 시장기능을 강화할 필요가 있다.[27)]

예를 들어, 일본은 전력을 거래하는 도매전력시장, 미래의 용량가치 및 신뢰성을 거래하는 용량시장, 예비력 및 주파수조정 능력을 거래하는 수급조정시장을 별도로 개설하여 운영하고 추가로 재생에너지 자원의 환경가치를 거래하는 비화석가치 거래시장을 운영하는 방식을 채택하여 전력시장의 신뢰성과 환경성을 모두 확보하고 있다.[28)]

핵심적인 것은 제도적으로 설정된 비용과 정산금이 아닌 시장 논리에 기반하여 가격이 결정될 수 있도록 하는 것이다. 전력시장에서 필요한 신뢰성, 환경성 등의 가치에 대해 시장가격기능을 활용하여 적절한 보상을 지급할 수 있어야 장기적으로 안정적인 물량 공급이 가능할 것이다.

[표 2] CBP 시장과 PBP 시장 비교

	CBP시장	PBP시장
입찰 가격	비용평가위원회를 통해 사전에 결정된 변동비용 (연료비 + 무부하비 + 기동비)	발전사가 자체적으로 비용을 평가하여 입찰가격 제출
특징	· 용량요금 보장을 통한 진입 인센티브 제공 → 초기 시장 형성 및 활성화에 유리 · 제3자 비용평가의 비효율성 · 환경비용 등의 반영이 어려움	· 발전사가 자체적으로 비용을 평가하여 입찰에 참여 · 제3자 비용평가의 비효율성으로부터 자유로움

출) 조홍종 외(2023) 재인용

한편, 시장 기능을 활용한 정책 목표 달성을 위해서는 외부비용을 적절히 평가하여 각 사업자에 각 전원별로 부과할 수 있어야 하는데, 원자력발전의 경우 사고위험비용, 폐기물 처리비용, 석탄, LNG 등 화력발전의 경우 대기오염물질 배출 부과금, 탄소배출권 비용 등의 환경비용이 반영되어야 할 것이다. 또한 재생에너지 발전기에 대해서는 계통 부담에 대한 비용과 더불어 백업설비 및 예비력에 대한 비

27) PBP(Price Bidding Generation Pool) 시장이란 전력거래 정산시스템 중 하나인 가격 입찰제를 말하며, 발전사업자가 입찰한 가격에 의해 전력거래 가격이 결정되는 방식이다.
28) 経済産業省(2021) 토대로 작성.

용이 반영될 필요가 있다. 예를 들어, 계통부담비용은 PBP 시장 전환 시 음(-)의 가격 형태로 나타날 수 있다.

이 같은 PBP 시장으로의 전환은 각 가치에 대해 왜곡되지 않은 비용 최소화 유인을 제공함과 동시에 불필요한 규제비용을 줄임으로써 재생에너지 발전원의 비중을 높이는 과정에서 발생할 수 있는 전력요금 상승압력을 다소 억제할 수 있을 것으로 기대된다. 또한 향후 NDC 및 탄소중립 목표 달성을 위해 지속적으로 배출권 유상할당 비중이 높아지게 될 계획인데, 이에 따라 자연스럽게 전력시장에서의 각 전원의 가치가 평가되어 효율적으로 배출량 목표를 달성할 수 있을 것으로 기대된다.

2. 전력소매요금 현실화를 위한 독립 규제 거버넌스 구축

현행 전력시장 구조 속에서 도매시장과 소매시장의 단절이 가장 큰 문제라고 할 수 있다. 전력도매가격이 시장에서 입찰에 의해 결정되는 것과는 달리 소매요금은 정책적으로 결정되고 있으며, 대체로 소매요금은 원가를 충분히 반영하지 못하고 있는 실정이다.[29] 이와 같은 소매부문의 요금 경직성은 국제 LNG 가격이 급등하는 것과 같이 전력생산에 대한 비용 상승압력이 크게 발생하는 시기에 한전의 부채 증가를 야기한다. 경직적인 소매요금 구조는 도매시장에서의 비용 상승분을 한전의 부채로 남기면서 미래의 소비자에게 부담을 전가하게 되며, 현재 소비자에게 적절한 가격신호를 전달하지 못한다는 특징을 가진다. 한전의 부채와 부채에 대한 이자 비용은 미래 소비자와 현재 소비자 간의 일종의 교차보조 문제를 발생시키는 것으로 해석할 수 있으며, 이러한 교차보조 문제는 왜곡된 가격신호로 인하여 더욱 심화될 수 있다. 추가로 재생에너지 발전설비의 증가로 인하여 송배전 설비 확충이 시급한 시점임에도 불구하고 한전의 재무구조 악화는 송배전 설비 확충을 지연시켜 장기적으로 전력계통 안정성을 저해할 수 있다.

현재 국내에서는 전기사업의 공정한 경쟁환경 조성, 전기소비자의 권익 보호, 전기사업자 간 혹은 전기소비자와 전기사업자 간 분쟁 조정, 시장력 남용행위 및 불

29) 한전이 발전사에 전력량 당 지급액을 의미하는 정산단가는 2023년 기준 171.08원/kWh이지만 한전의 소매 판매단가는 2023년 기준 152.80원/kWh이다(한국전력공사, 2024).

공정한 행위 감시를 목적으로 2001년부터 전기위원회가 설립되어 운영되고 있다.[30] 전기위원회는 현재 1개 사무국 체제, 위원장 1인, 상임위원 1인(에너지 자원실장이 겸임), 비상임위원 7인 및 사무국 내 8인으로 구성되어 있으며, 설립 당시 1개 사무국, 5과 체제에서 다소 축소된 상태이다.[31] 이는 미국, 영국, 독일, 일본의 규제기관과 비교할 때 다소 작은 규모라고 할 수 있다. 또한 신재생에너지 발전사업 승인 업무도 현재 전기위원회에서 맡고 있는 상황인데, 현재의 인원으로는 급증하고 있는 사업 승인 신청 건수를 감당하기 어려운 실정이다.

이와 같은 전기위원회 내에서의 인력 부족 문제와 함께 산업통상자원부 내 단순 행정조직이라는 한계점으로 인하여 현재 시장의 감시역할은 주로 전력거래소 시장감시실에서 많은 부분 담당하고 있다. 하지만 시장 운영 및 전력계통을 담당하고 있는 전력거래소가 시장 감시 및 감독의 역할을 담당하는 것은 시장 운영에 있어 공정성을 훼손하는 것이라는 지적이 제기되고 있다. 따라서 전기위원회는 규제 및 의사결정의 독립성을 확보함과 동시에 인력을 확충하는 방향으로 개편이 필요하다.

한편, 해외 주요 선진국에서는 에너지 관련 규제기관이 에너지 주무부처 산하에 소속되어 있어 정책과 규제의 융합을 추구하고 있으며, 전력, 가스 등 유틸리티 산업 전반에 대한 규제업무를 수행하고 있다.

영국 GEMA(Gas & Electricity Markets Authority), 미국 FERC(Federal Energy Regulatory Commission), 독일 BNetza(Bundesnetzagentur), 일본 EGC(Electricity and Gas Market Surveillance Commission) 등 주요국의 에너지 규제기관은 모두 에너지 주무부처 산하에 소속되어 있다. 프랑스의 CRE(Commission de régulation de l'énergie)는 독립행정청으로 독립성을 가진 독특한 행정조직의 형태를 보이고 있고 미국의 PUC(Public Utilities Commission)는 주(州) 정부로부터 독립되어 있으며, 주(州) 의회의 통제를 받고 있다. 이와 같이 해외 주요국의 에너지 규제기관은 대체로 전기와 가스를 동시에 규제하고 있으며, 독일과 미국은 규제의 외연을 유틸리티 산업 전체로 확대하여 통합규제체제를 구축하고 있는 상황이다.

30) 전기위원회 홈페이지
31) 전기위원회 홈페이지

[표 3] 해외 에너지 규제기관의 특징과 독립성

국가	에너지 규제기구	규제기관 구성 및 특징	주요 기능	독립성 수준	규제 부문
미국	FERC (연방에너지규제위원회, 연방정부)	위원회(5명), 조직(약 1,500명) 위원회 및 위원 : 대통령 임명 감독기관인 에너지부도 규제기관 결정번복 불가	사업허가 (수력) 주간(州間)도매/망요금	높음	전기, 가스, 석유
	PUC (공익사업위원회, 주 정부)	위원회(3~7명), 조직(州별로 상이, 100~1,500) 위원장 및 위원 : 주지사 또는 주의회가 임명 또는 선거로 선출 주(州)법원을 통해서만 번복·재심의 가능	사업허가 소매요금 (일부) 표준요금 (일부)	높음	전기, 가스, 통신, 교통, 수도 등
영국	GEMA (가스·전력시장위원회)	위원회(10명), 조직(약 971명, Ofgem 포함) 위원장 및 위원 : 기업·에너지·산업전략부 장관 임명 제한적으로 규제기관 결정사항에 대해 번복 가능	사업허가 표준요금 망요금	높음	전기, 가스
독일	BNetza (연방네트워크기구)	위원회, 조직(10개 실무부서, 11개 결정위원회) 기관장 및 부기관장(2명) : 대통령 임명 감독기관인 에너지부도 규제기관 결정번복 불가	사업허가 망요금	높음	전기, 가스, 통신, 우정, 철도
프랑스	CRE (에너지규제위원회)	위원회(6명), 조직(사무국 등 6개 조직, 약 153명) 위원장 및 위원(2명) : 대통령 임명, 그 외 : 에너지부 장관, 상원/하원의장 각 1명 임명 계통장애 등 특별한 경우 제외, 독립적 의사결정	표준요금 망요금	높음	전기, 가스
일본	EGC (전기·가스시장감독위원회)	위원회(5명), 조직(5개부서, 약 130명) 위원장 및 위원 : 경제산업성 장관 임명 경산성 산하기관(가격 규제 최종 권한은 경산성 보유)	규제요금	낮음	전기, 가스

출) 한전경영연구원(2022)

또한 해외에서는 규제기관의 독립성을 보장하기 위하여 다양한 제도적 장치를 마련하고 있다. 일본을 제외한 주요국에서는 규제기관의 결정사항을 주무부처가 번복하지 못하도록 하거나 법원의 판결을 통해서만 제한적으로 번복 또는 재심의를 허용하고 있다.[32] 영국 GEMA는 피규제 사업자로부터 분담금을 징수하여 전체 예산의 64%를 조달함에 따라 정부 재정에 대한 의존도가 높지 않은 상황이다. 추가적으로 전문성 확보를 위하여 주요국의 규제기관은 충분한 양질의 전문인력을 지원받고 있다. 주요국 규제기관은 130~1,400명에 달하는 전력, 경제, 법률 분야 전문인력을 보유하여 위원회의 의사결정 지원하고 있다. California PUC는 사법 및 경찰 기능까지 보유하여 막강한 조사권한을 가지고 있다.

산업통상자원부장관이 요금을 최종적으로 인허가하는 현행 방식은 다수의 전문가들로 구성된 해외 독립규제기구와 비교할 때 근본적으로 전문성 및 독립성이 부족하며, 산업통상자원부장관의 인허가 이전에 물가안정을 최우선적인 목표로 하는 기획재정부장관과 협의해야 하기 때문에 전기요금을 결정하는 것에 있어 투명성 및 독립성이 부족하다고 할 수 있다. 따라서 전기위원회의 독립적인 의사결정권 및 인사·조직·예산 등에 자율성 부여가 필요하다. 현행 물가협의 제도의 개선 혹은 폐지가 필요하며, 해외 에너지규제기구의 사례에서처럼 독립적인 의사결정 권한을 법적으로 보장할 필요가 있다. 특히 자체적인 예산 확보 체계를 전기위원회가 구축 및 마련함으로써 실질적으로 재정적인 독립성을 확보하는 것이 중요할 것으로 판단된다. 또한 전기위원회 사무국 내 인력들의 정책업무 겸임과 순환보직으로 인하여 관련 분야에 대한 전문성이 다소 부족할 수 있다는 문제점도 존재한다. 이는 전문위원 경력 요건 강화, 인력확충, 기술지원 기관 설립 등의 방안을 통해 해결이 가능할 것으로 보인다.

마지막으로 현재 국내에서는 에너지원 간 완전히 분리된 개별 법률하에 에너지 사업 규제가 이루어지고 있어 사실상 유기적으로 연결되어 있는 열, 가스, 전기 간의 효율적이고 통합적인 규제가 수행되지 못하고 있다. 이에 따라 열, 가스, 전기 등 유틸리티 시장을 통합적으로 규제 및 관리 감독하는 에너지위원회로 현행 전기위원회를 확장 및 개편하는 방안을 고려해 볼 수 있다.

32) 이훈(2023)

3. 전력시장 망 중립성 확보 및 경쟁 도입

전력시장에서의 공정한 경쟁을 위해서는 망 중립성 확보가 필수적이다. 현행 국내 전력시장에서는 한국전력이 소매판매부문과 송배전망을 모두 독점하고 있으며, 신규 발전소에 대한 사업을 신청할 경우 전력거래소가 송배전계통 연계 검토 및 기술성 검토 업무를 담당하고 있기 때문에 망 중립성에 대한 훼손 우려가 심각하게 제기되고 있다. 망 중립성이 충분히 확보되지 못할 경우 신규 재생에너지 발전사업자의 진입이 원활히 이루어지기 어려우며, 특히 RE100, CF100 등을 달성하기 위하여 요구되는 최종 전력 수요자와 재생에너지 발전사업자 간의 직접 PPA 확대에 난항이 예상된다.[33][34]

또한 최근 한국전력이 신재생에너지(해상풍력) 발전사업에 진출하는 것이 망 중립성을 훼손하는 것이라는 우려가 심각하게 제기되고 있다. 국내에서 거래되는 대부분의 전력은 판매부문 및 송배전망을 독점하고 있는 한국전력을 거쳐야 하는데, 한국전력이 직접 발전사업에 진출할 경우 신재생에너지의 출력제한 문제와 입찰에 있어 공정성을 확보하기가 어렵다는 것이다.[35]

한편, 에너지 구조 전환 과정에서 소매전력요금의 상승은 불가피하다. 독립적인 규제 거버넌스를 구축함으로써 전력요금을 현실화하고 최종 전력 소비자에게 적절한 가격신호를 전달하는 것이 선행되어야 하지만, 상승하는 소매전력요금에 의하여 소비자 후생이 감소하는 것을 최소화하기 위해서는 개별 소비자의 선호 및 상이한 소비패턴에 부합하는 여러 다채로운 선택지를 제공할 필요가 있다. 이는 결국 소매판매부문의 경쟁 도입 및 분할에 의해서 완성될 수 있다.

대규모 기저전원 중심의 중앙 집중화된 독점모델로 충분히 전력시장을 운영 및

33) RE100은 Renewable Electricity 100%의 약자로 기업 활동에 필요한 전력의 100%를 태양광과 풍력 등 재생에너지를 이용해 생산된 전기로 사용하겠다는 자발적인 글로벌 캠페인이며, CF100은 Carbon Free 100%의 줄임말로서 탄소 배출이 없는 무탄소 에너지를 통해 전력을 100% 공급한다는 개념이다. CF100은 태양광 및 풍력 등 재생에너지만을 사용해야 하는 RE100과 달리 재생에너지뿐만 아니라 원전, 수소, CCUS 기술 등을 포함해 RE100의 한계를 보완하며 에너지 전환과 탄소중립을 이룰 수 있는 현실적인 대안으로 주목받고 있다.

34) 직접PPA(Power Purchase Agreement, 전력구매계약)는 전력시장을 통하지 않고 전력판매자와 전기사용자가 전력을 직거래하는 당사자 간의 계약 방식을 의미한다. 국내에서는 한전이 소매판매부문을 독점하고 있었으나, RE100 달성을 위하여 2022년 재생에너지 사업자와 전력수요자 간 직접 PPA가 도입되었다.

35) 김진철(2021)

유지할 수 있었던 과거와는 달리, 분산전원 확대, 재생에너지 발전의 증가, 전기화로 인한 수급 불확실성이 확대되고 있는 시장환경 속에서는 소규모 자원의 활용을 극대화할 필요가 있으며, 이를 위하여 전력시장의 선진화 및 고도화가 요구된다. 이는 망 중립성 확보와 더불어 소매부문의 개방 및 경쟁 도입이 필요함을 의미한다.

[그림 3] 주요국 전력산업 구조비교

주요국 전력산업 구조

시장경쟁 ← → 공공독점

국가	영국	일본	독일	프랑스	한국
주요전력회사	민영(5개)	민영(10개)	민영(4개)	국영(1개)	국영(1개)
발전	경쟁	경쟁	경쟁	경쟁	경쟁
송배전망	독립법인	독립법인	독립법인	독립법인	미독립
소매	경쟁	경쟁	경쟁	경쟁	독점

출) 전국경제인연합회(2022)

일본, 프랑스, 영국, 독일에서는 이미 발전부문에서의 경쟁 뿐만 아니라 송배전망도 독립법인으로 운영하고 있다. 그리고 소매부문에서도 신규 사업자들의 진입을 허용함으로써 시장경쟁을 유도하고 있는 상황이다. 아래에서는 발전부문, 송배전망 부문, 소매부문에 걸쳐 해외 주요국에서의 전력시장 구조를 전반적으로 살펴보고 국내에의 시사점을 도출하고자 한다.[36)]

먼저 영국에서는 단일 독점회사가 갖는 비효율성을 제거하기 위하여 1990년 국영 독점회사의 수평분할 및 수직분리를 실시하였으며, 1999년까지 단계별로 소매부문에 경쟁을 도입하였다. 시장경쟁 활성화를 위한 노력을 지속함으로써 2012년 기준 20개에 불과하였던 소매사업자 수는 2020년 52개까지 늘어났으며, 1% 수준에 불과하였던 소규모 사업자의 시장점유율은 33%까지 증가하였다.

특히 2009년에 설립된 OVO Energy는 소매시장 점유율이 2020년 기준 15%까지 급격하게 증가하였다. 그 기반에는 AI, 빅데이터 등 신기술을 적극적으로 활용

36) 해당 부분은 전국경제인연합회(2022) 보고서를 토대로 중요 부분을 발췌하여 작성하였다.

하여 만든 고정요금제, 가변요금제, 전력 출처에 대한 식별 및 추적이 가능한 친환경 요금제 등 다양하고 저렴한 요금제 서비스가 있다.[37)]

일본은 망 중립성을 확보하고 10대 독점회사의 지역독점을 해체하기 위하여 소매부문에서의 신규 사업자 진입을 허용함과 동시에 송배전망 분리 및 독립을 계획하였다. 이에 따라 2000년부터 2016년까지 신규 사업자 진입을 통해 단계적으로 소매부문에 경쟁을 도입하였으며, 일본 정부는 2020년 신규 사업자의 원활한 시장 진입과 망 이용을 위하여 송배전망 법인을 민영 독점회사로부터 법적으로 완전히 분리하였다.

현재 일본에서는 발전-소매 부문을 겸업하고 있는 10대 전력회사와 신규 소매사업자 간의 시장경쟁이 활발하게 이루어지고 있다. 일본의 소매사업자수는 2016년 기준 291개(점유율 7.7%)에서 2020년 기준 654개(점유율 17.9%)까지 증가하였으며, 요금제의 경우 전기+통신 혹은 전기+가스 등 융합 상품이 다양하게 있어 소비자의 선호 및 소비 패턴에 맞는 선택지가 다수 존재한다는 특징이 있다.

독일의 경우 “EU 전력시장 자유화 지침”에 의거하여 송전망을 4대 독점회사로부터 분리독립 하였다. 이를 바탕으로 지역 기반 소규모 사업자들의 시장 진입을 활성화하였으며, 효과적으로 태양광, 풍력 등 분산전원의 규모를 확대할 수 있었다. 2020년 독일의 E.ON은 신재생 발전 및 화력발전 부문을 RWE에 매각하고 소매부문과 배전에 특화하여 스마트시티, 전기차 충전 등 디지털 및 인공지능 기반 소매 신사업에 집중하고 있다.

프랑스의 경우에도 “EU 전력시장 자유화 지침”을 바탕으로 단일 독점회사인 EDF의 송배전망을 분리 독립함과 동시에 소매부문에 신규사업자의 진입을 허용하였다. 먼저 2000년에 Réseau de Transport d'Électricité(RTE)를 설립함으로써 송전망 부문을 분리하였으며, 그 이후 2007년까지 단계별로 소매부문에 경쟁을 도입하였다. 그리고 2007년에는 Enedis를 설립함으로써 배전망 부문을 분리하였다. 현재 송전은 RTE, 배전은 Enedis가 주로 담당하고 있으며, 발전부문과 소매부분에서 EDF의 시장지배력이 여전히 크지만 제한적으로나마 경쟁이 존재한다.

앞서 살펴본 해외사례에서처럼 국내에서도 망 중립성을 확보하여 신규 사업자의

37) OVO Energy 홈페이지(www.ovoenergy.com)

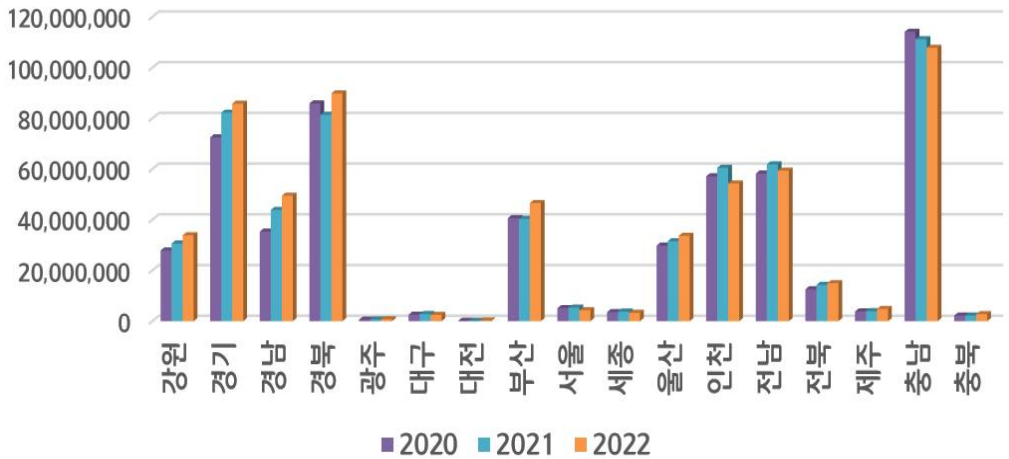
진입을 원활하게 유도할 필요가 있다. 또한 대용량 소비자부터 시작하여 단계적으로 소매부문을 개방하고 최종적으로는 소매부문 완전 개방 및 자유화 형태로 나아가 소비자의 다양한 선택권을 보장할 수 있는 시장구조를 형성할 필요가 있다.

4. 지역별 요금제 도입 논의

지역별로 살펴보면 최대 전력 생산지는 경북과 충남 지역이지만, 최대 전력 수요지는 경기도이다. 경기도의 전력 생산량은 2022년 기준 충남과 경북 다음으로 세 번째로 많지만 수도권의 전력 수요량을 모두 충당하기에는 다소 부족한 상황이다.[38] 잉여 전력량은 경기도에서 음(-)의 값이 가장 크게 나타났으며, 광주, 서울, 대구, 대전 충북 등의 지역에서도 음(-)의 잉여 전력량 값이 관측되었다.

수도권에서 가장 크게 나타나는 음(-)의 잉여 전력량은 지리적으로 전력수급불균형 문제가 있음을 의미한다. 2022년 기준 서울 및 경기 지역의 음(-)의 잉여 전력량 크기는 약 -99.2 TWh로 부족한 전력량을 충남, 부산, 경북, 경남을 포함한 전국 각지로부터 충당하고 있는 상황이다.

[그림 4] 지역별 발전량(2020년~2022년)



출) EPSIS, 한국전력공사(2021, 2022, 2023a, 2024)를 활용하여 저자 작성

38) 2022년 기준 전력 소비량은 경기도가 가장 많으며, 서울은 충남에 이어 세 번째로 소비량이 많다.

[그림 5] 지역별 소비량(좌) 및 잉여 전력량(우)

출) EPSIS, 한국전력공사(2021, 2022, 2023a, 2024)를 활용하여 저자 작성

전국의 전력 손실량은 2022년 기준 전체 송전단 전력량의 3.53% 수준인 약 20 TWh이다. 이 수치는 1990년 5.62%, 2000년 4.71%, 2010년 4.00%에 비하여 점진적으로 개선이 되었지만, 국내의 지리적, 기후적 여건과 더불어 향후 재생에너지 비중 확대로 인하여 송전 거리에 의한 비효율성이 더욱 증대될 가능성이 있기 때문에 이를 효과적이고 효율적으로 관리할 수 있는 방안이 요구된다.[39][40]

이에 지역간 수급불균형에 의해 발생할 수 있는 비효율성을 축소시키기 위한 방안으로 LMP(Locational Marginal Price)가 주목받고 있다. LMP는 위치적, 지역적 특성에 의해 발생하는 송전손실, 송전혼잡 등의 추가비용을 원인 유발지역에서 부담하도록 함으로써 지역별로 전력도매가격에 차등을 두는 지역별 시장가격 제도를 의미하며, LMP는 송전손실비용, 송전혼잡비용을 기존의 SMP에 더한 개념이다.[41] LMP가 주목받는 이유는 데이터센터의 수도권 집중, 재생에너지의 지역 편중, 서해안과 동해안의 계통제약 등에 따라 전력망 확충이 요구되는 상황에서 단기적으로는 송전손실 및 혼잡을 최소화함으로써 계통운영을 효율적으로 가능하게 함과 동시에 장기적으로는 적정 송전설비 투자 및 신규 발전 입지선정을 유도할 수

39) 특히 재생에너지의 경우 지리적 여건으로 인하여 국지적으로 분산되어 있는데, 2022년 기준 태양광 발전은 주로 전북, 전남 등의 호남지역에 집중적으로 위치하고 있다(한국에너지공단 신재생에너지 홈페이지).
40) 전력통계정보시스템(EPSIS)
41) 안재균(2016)

있도록 지역별로 차별화된 가격신호를 제공할 수 있기 때문이다. 실계통 기반의 시장 운영제도가 2022년 9월부터 도입됨에 따라 송전제약이 가격에 반영되고는 있지만, 육지는 여전히 단일 가격제를 유지하고 있기 때문에 송전손실계수(Transmission Loss Factor, TLF)를 이용한 지역별 차이 외에는 지역별로 차별적인 가격신호를 거의 제공하지 못하고 있는 실정이기 때문에 LMP 제도 도입에 대한 논의가 적극적으로 이루어져야 하는 시점이다.

지역별 가격제도인 LMP는 세부적으로 가격을 Node(변전소) 별로 책정하는 모선별 시장가격(Nodal Pricing)과 가격을 지역별 가중평균을 통해 책정하는 지역별 시장가격(Zonal Pricing)으로 분류할 수 있다. 구현의 복잡성 및 세분화를 기준으로는 단일 시장가격(Single Pricing), 지역별 시장가격(Zonal Pricing), 모선별 시장가격(Nodal Pricing) 순으로 수준이 높아진다. 세분화 수준이 낮을수록 시장이 단순하고 투자리스크가 적어 수용성이 높지만 상대적으로 비효율적인 계통운영이 발생할 가능성이 높아진다. 앞서 언급한 3가지 시장가격의 장단점을 요약하면 아래의 [표 4]와 같다.

[표 4] 단계별 지역 요금제 장단점 요약

구분	단일 시장가격 (Single Pricing)	지역별 시장가격 (Zonal Pricing)	모선별 시장가격 (Nodal Pricing)
송전제약	미반영	연계선로 (지역간 선로)	모든 선로
장점	· 구현 용이 · 유동성(거래량) 풍부 · 시장가격 이해 용이 · 소비자측 평등한 전기요금	· 구현 난이도 중간 · 유동성(거래량) 중간 · 시장가격 이해 난이도 중간 · 일부 전력망을 고려한 발전입지신호 제공	· 생산비용뿐만 아니라 수송비용도 가격에 포함 · 모든 전력망을 고려한 발전입지신호 제공
단점	· 비효율적 급전지시 가능성 · 송전혼잡을 고려하지 않은 가격신호	· 지역구분 어려움 · 지역내 송전혼잡 처리 어려움 · 지역별 전기요금 차등 논란	· 전력시장 복잡성 증대 · 시스템 구현 복잡 · 유동성 약함

출) 한국전력공사(2023b)

최근 분산에너지 활성화 특별법이 제정되면서 지역별로 전기요금 차등화에 대한 근거가 마련되어 지역별 요금제 시행이 2024년부터 6월부터 가능해졌다.[42] 이에 따라 지역별 요금제 도입 형태 및 방식에 대한 본격적인 논의가 필요한 시점이다.

현재 국내에서는 LMP 도입 논의가 일부 진행되고 있으나, 논의 중인 LMP는 도매전력요금에만 지역적인 차등을 두는 형태이며, 소매전력요금의 지역적 차등에 대한 논의까지는 진행되지 못하고 있는 상황이다. 지역별로 차등적인 도매전력요금이 도입될 시 수요가 많은 수도권 발전사에 대한 정산단가는 높게 책정되지만 상대적으로 수요가 적은 비수도권 발전사의 정산단가는 낮게 책정되기 때문에 발전소 입지 계획에 장기적으로 영향을 끼칠 수 있다. 특히 현재와 같이 호남권에 신규 태양광발전기가 집중적으로 들어서는 현상을 방지할 수 있으며, 발전사업자에게 새로운 발전소를 수도권 인근 지역에 건설할 유인을 제공할 수 있다.

발전소 입지 선정 및 계획에 있어 적절한 가격신호를 전달할 수 있다는 점에서 지역별 차등 도매요금제는 의미가 있지만, 궁극적으로는 소매요금의 지역별 차등 구조까지 확장되어야 한다. 전술하였듯, 지역별 차등 도매요금제 도입 시 수도권 발전사의 정산단가는 높게 책정되는데, 소매요금에서의 지역별 차등이 없을 경우 수도권 소비자는 비수도권 소비자와 동일한 요금을 지불하게 된다. 즉, 전력요금의 지역간 교차보조가 발생한다. 수요측에도 지역 가격 신호를 전달할 수 있어야 지역간 수급불균형 문제를 근본적으로 해결할 수 있다.

하지만 국내에서 수도권 소매전기요금을 높게 책정하는 지역별 요금제에 대해 국민적 공감대를 형성하기란 쉽지 않을 것으로 예상된다. 따라서 산업용 전기에 우선적으로 지역별 차등 소매요금제를 도입하면서 단계적으로 일반 소매요금에까지 확장하는 방안의 검토가 필요해 보인다.[43]

42) 「분산에너지 활성화 특별법」 제45조, 전기판매사업자는 국가균형발전 등을 위하여 「전기사업법」 제16조 제1항에 따른 기본공급약관을 작성할 때에 송전·배전 비용 등을 고려하여 전기요금을 달리 정할 수 있음.
43) 김대욱(2023), 조홍종 외(2023)

Ⅳ. 재생에너지 간헐성 및 변동성 대응 방안

1. 실시간, 예비력 시장 및 재생에너지 입찰제 도입

현행 국내 전력시장은 하루 전 시장으로만 운영하고 있기 때문에 재생에너지 발전 비중이 확대됨에 따라 수요 예측의 불확실성이 점차 확대되고 있는 상황에서 그 한계를 명확히 드러내고 있다. 전력시장의 수급 불확실성에 적절하게 대응하기 위해서는 궁극적으로 실시간 시장과 예비력 시장의 개설이 필요하다. 실제로 일본, 미국, 유럽 등 선진 전력시장에서는 실시간 시장을 운영하여 재생에너지 변동성에 대응하고 있으며, 보조서비스 시장을 별도로 개설하여 보조서비스 및 예비력 서비스 제공에 대한 보상가격이 시장에서 형성되고 있다. 이와 같은 문제의식을 바탕으로 제10차 전력수급기본계획에서도 실시간 시장, 예비력 시장, PBP 시장 도입에 관한 전력시장 개편 방안(안)을 제시하고 있으며, 우선적으로 재생에너지 발전 비중이 높은 제주도에서 시범적으로 시행한 이후에 전국적으로 확대 도입할 예정이다.[44)]

전력시장 제도개선 제주시범사업은 이미 재생에너지 발전 비중이 20%가 넘어 오래전부터 계통불안 문제가 지속적으로 제기되어 왔던 제주도 지역에서 2023년 10월부터 시범적으로 재생에너지 입찰제도, 예비력 시장, 실시간 시장을 도입하고 해당 시장 및 제도를 2025년부터 전국적으로 확대하는 사업이다.

해당 사업은 2023년 10월부터 모의적으로 시행 및 운영한 이후 2024년 2월부터 제주도에 본격적으로 도입되며, 한전, 남부발전, 중부발전, 1MW 초과 (Virtual Power Plant, VPP) 중개사업자, 1MW 초과 태양광, 풍력 보유 발전사업자 등을 대상으로 한다. 해당 시범사업은 15분 단위의 실시간 시장을 운영함으로써 재생에너지 변동성에 효율적으로 대응함과 동시에 부가정산금을 절감하고자 한다. 또한 실시간 시장과 더불어 예비력 시장을 도입한다. 예비력 시장의 경우 예비력을 시장에서 상품화하고 실시간으로 거래하는 시장을 형성함으로써 예비력에 대한 정당한 가격을 책정하고자 하는 목적을 갖는다. 이는 재생에너지 변동성에 대응하기 위하여 예비력 확대가 필수적인 상황에서 적절한 유인을 발전사업자에게 제공할 수 있

44) 산업통상자원부(2023a)

을 것으로 기대된다. 더 나아가, 재생에너지 입찰제도를 도입함으로써 일반 발전기와 동등한 책임과 기회를 재생에너지 발전에 부여할 수 있으며, 해당 제도하에서는 SMP가 재생에너지 발전에 의해 결정되는 것 또한 가능하다.[45]

이와 같은 변화는 현재 비중앙급전발전으로 분류되고 있는 재생에너지 발전의 중앙급전화를 의미하며, 장기적으로 전력시스템을 재생에너지 중심으로 개편 및 구축하는 것에 있어서 필수불가결한 요소라고 할 수 있다. 추가적으로 재생에너지 입찰제도의 시행은 재생에너지 출력제한(Curtailment)에 대한 합리적인 기준점을 제시한다는 것에서도 의의가 있다.

[표 5] 전력시장 제도개선 제주 시범사업 주요 내용 요약

사업내용	주요 내용
실시간 시장	· 전력수급을 실시간으로 고려한 실시간 발전계획 수립 및 가격결정 · 하루전 대비 실시간가격 편차에 대한 이중정산체계 마련
예비력 시장	· 재생에너지 불확실성 및 변동성 대응을 위한 예비력 가격결정 · 예비력요소별 발전계획 반영, 가격결정 및 정산방안 마련
재생에너지 입찰제도	· 재생에너지(1MW 초과)에 대한 발전예측량 및 가격입찰 · 시장기반 출력제어량 결정 및 정산금 산정방안 마련

출) 전력거래소(2022)

재생에너지 입찰제도가 도입될 경우 재생에너지 자원은 기존과 같은 방식으로 전력 공급에 대한 정산금인 SMP와 REC를 통해 수익을 확보할 수 있으며, 추가적으로 보조서비스 정산금과 용량요금을 받을 수 있게 된다. 출력제한이 발생할 경우에도 SMP(원/kWh) × 출력제한량(kWh) 만큼을 보상받을 수 있으며, 반대로 급전지시량보다 많은 재생에너지 발전량이 전력계통에 공급될 경우 LNG 발전, 석탄발전 등 다른 발전원의 감발 및 가동 중지에 따른 전력거래소의 추가적인 비용이 발생하기 때문에 이에 대한 임밸런스 패널티가 부과된다.

45) 산업통상자원부(2023a)

[그림 6] 시장참여 자원별 수익 재원 비교

구 분		에너지(SMP)	용량요금(CP)	보조서비스	REC
기존 발전기(석탄,LNG등)		O	O	O	-
신재생	현행(입찰 미참여)	O	X	X	O
	변경(입찰 참여)	O	O	O	O

출) 이상복(2023)

2. 송배전설비 확충[46)]

앞서 살펴보았듯 현재 국내 전력시장에서는 지역별로 전력수급불균형이 다소 큰 상황이며, 재생에너지 발전의 지역적 편중화가 더욱 심화되고 있는 상황이다. 이와 더불어 향후 수도권 데이터센터 건설, 용인 반도체 클러스터 구축 등 수도권 전력 수요가 대폭 확대될 것으로 예상됨에 따라 추가적으로 송변전설비, 대용량 전력선로를 구축 및 확장하여 전력을 원활하게 공급하고 지역별 전력수급불균형을 완화할 필요가 있다.

이러한 문제의식을 바탕으로 2023년 4월 발표된 제10차 전력수급기본계획 장기 송변전설비계획(2022~2036)에서는 송변전설비 보강에 대한 계획을 구체적으로 제시하고 있다. 해당 계획의 핵심적인 목표는 국가적인 차원에서의 에너지 안보 확립을 위하여 안정적으로 전력계통을 구축하는 것이며, 세부적으로는 계통 수용 능력 확보와 더불어 미래 불확실성에 대응하기 위한 유연한 전력망을 구축하는 것이다.

서해와 호남지역은 재생에너지 발전의 집중 및 원전의 수명연장으로 인하여 지역 내 전력수요 대비 발전량이 과다할 것으로 전망되고 있다. 해상풍력의 경우 신안 8.2GW, 여수·고흥 6.0GW, 서남권 2.4GW 가량의 설비가 추가적으로 진입할 계획이며, 태양광 발전의 경우 2036년 보급목표인 65.7GW에서 약 63%가 호남지역에 집중되어 있다. 또한 원전의 경우에도 한빛 1~3호기의 수명연장(2.9GW)에 따라 원전 설비량 역시 증가할 것으로 전망되고 있다. 이에 따라 향후 지역 간 전력수급 불균형 문제가 더욱 심화될 수 있으며, 해당 계획에서는 이에 대한 해결책으

46) 해당 부분은 제10차 전력수급기본계획 장기 송변전설비계획(2022~2036)를 바탕으로 작성하였다.

로 고전압 직류 송전(High Voltage Direct Current, HVDC)을 건설하여 수도권과 서해안의 전력망을 직접적으로 연결하는 방안을 제시하고 있다.

수도권과 서해안의 종축 HVDC를 추가적으로 건설함으로써 재생에너지 발전의 편중화로 인하여 호남지역에서 발생 가능한 과잉 발전량을 원활하게 수도권으로 송전할 수 있으며, 더 나아가 향후 영흥화력, 서인천과 같은 수도권 지역의 화력발전 폐쇄에도 대비할 수 있다. 또한 기존의 기간 전력망인 수도권-동해안 횡축 HVDC에 더하여 두 경로의 HVDC를 활용하기 때문에 전력계통 운영이 더욱 유연해질 수 있을 것으로 전망된다.

[표 6] 전압별·설비별 송변전 설비 증가 추이(2021년~2036년)

구분	송전선로(C-km)			변전소(개)			변전설비 용량(MVA)		
	2021	2029	2036	2021	2029	2036	2021	2029	2036
765kV	1,024	1,032	1,032	8	9	9	44,110	56,110	56,110
345kV	9,899	12,195	17,643	118	148	166	144,070	176,570	202,570
154kV	23,769	29,949	35,922	760	933	1,026	156,000	179,460	192,620
HVDC	498	1,774	3,084	6	17	27	4,400	35,700	66,200
합계	35,190	44,950	57,681	892	1,107	1,228	348,580	447,840	517,500

출) 한국전력공사(2023c)

현재 계획되고 있는 바에 따르면, 총 송전선로 길이는 2036년 기준 57,681C-km까지 증가할 것으로 계획되고 있으며, 이는 2021년 대비 약 1.64배 증가한 수준이다. 그리고 2021년 기준 총 변전소 수는 892개소에서 2036년 1,228개소로 약 1.38배 증가할 전망이다. 마지막으로 총 변전설비 용량은 2036년 기준으로 517,500MVA로 계획되고 있는데, 이는 2021년 348,580MVA에 비하여 약 1.48배 증가한 수준이다.

이와 같이 제10차 장기송변전설비계획에서는 서해안과 수도권을 잇는 종축 HVDC와 동해안과 수도권을 잇는 횡축 HVDC 건설을 계획하고 있는데 HVDC는 장점도 존재하지만 경제성, 고조파 문제, 기술 국산화 문제 등 여러 우려점도 분명

존재한다.[47] 그리고 송전망 건설에 있어 주민들의 반대 문제도 해결해야 하는 과제이다.[48]

향후 계통 불안정성 문제 및 지역 간 수급불균형 문제를 최소화하기 위해서는 앞서 살펴본 것과 같이 국가 핵심 산업의 입지를 고려하여 전력 인프라 계획을 고도화할 필요가 있으며, 인프라 건설계획에 차질이 없도록 주민 수용성 확보 방안과 한국전력 부채문제 해결을 위한 방안을 지속적으로 논의 및 모색할 필요가 있다.

3. 수요반응(Demand Response, DR) 자원 확대

마지막으로 재생에너지에 확대에 따른 변동성에 효율적으로 대응하기 위해서는 수요반응(Demand Response, DR) 자원의 활용을 확대할 필요가 있다. DR은 전기 소비자의 소비 패턴을 경제적 인센티브를 통해 변화시키는 것을 의미하며, 이는 효율적으로 전력수급 균형 및 주파수 안정을 달성할 수 있게 한다.

DR은 크게 급전 가능 여부에 따라서 구분할 수 있는데, 급전이 불가능한 방식은 계시별 요금제(TOU), 피크요금제(CPP)와 같이 요금제를 통해 시장이 개설되기 이전에 피크 시기의 수요를 미리 감축하는 방식을 말한다. 한편, 급전 가능한 방식은 시장이 개설된 이후에 수요 감축에 대해 인센티브를 제공하는 방식을 말하며, 통상적인 의미의 DR에 가깝다.

급전 가능 DR의 목적은 크게 신뢰성과 경제성으로 구분할 수 있다. 신뢰성을 목적으로 하는 경우는 다시 용량을 제공하는 신뢰성 DR과 주파수조정을 제공하는 주파수DR(Fast DR)로 구분할 수 있다. 경제성을 목적으로 하는 DR은 도매시장에서 가격 하락을 위해 시행되며, 경제성 DR은 도매시장에서 다른 발전원과 같이 입찰에 참여하고, 수요 감축분 만큼에 해당하는 SMP를 정산받게 된다. 기존에는 발전설비에 대한 중복 투자를 방지하는 차원에서 신뢰성 DR이 주로 활용되었으나, 재생에너지 발전량이 높은 시장환경에서는 주파수 DR의 중요성이 높아질 것으로 전망된다. 재생에너지 발전량의 증가는 수요뿐만이 아닌 공급측에서의 변동성 및 간헐성을 가중시켜 전력시스템의 불안정성을 높이기 때문이다.

47) 김권철 외(2023), 이승환(2023)
48) 이훈(2023)

수요자원을 주파수조정(AGC) 및 1차 예비력(관성, GF, 상정사고 대응)에 활용하기 위해서는 실시간으로 수요를 빠르게 조절하는 것이 필요한데, 이러한 실시간 수요조정 측면에서는 대규모 산업용 고객보다는 IoT 기술을 활용한 소규모 참여 고객의 자동반응(Auto) 방식이 적합하다. 대표적인 예가 스마트 조명을 활용한 Fast DR이 있다.[49]

향후 전력시스템의 불안정성이 높아짐에 따라 소규모 참여 고객을 더욱 많이 유치해야 하므로, 소규모 고객의 참여 인센티브를 제공하기 위해 정산금 수준을 높일 필요가 있다. DR이 아닌 다른 방식(배터리 ESS 등)을 통해 주파수조정 서비스를 제공해야 할 때, 사회적으로 지불해야 하는 비용 수준을 고려하여 정산금 수준을 책정할 수 있어야 한다. 추가적으로 소규모 고객의 접근성 향상을 위해 중개 역할을 하는 가상발전소(VPP) 확대 방안을 모색해야 한다.

한편, 제주도에서는 태양광 발전 경부하 시기에 공급과잉 문제로 인해 풍력발전기의 출력제한 빈도가 높아지고 있다. 향후 전국적으로 공급과잉으로 인한 계통불안, 출력제한 문제가 더욱 커질 것으로 예상됨에 따라 충분한 수준의 플러스DR의 확보가 필요할 것으로 보인다. 플러스DR은 잉여전력으로 인하여 출력제한이 발생하는 시간대에 사용자가 수요를 증가시킴으로써 계통안정성을 확보하는 것을 의미하는 것으로, 일반적으로 피크 시간대에 수요를 감축하는 마이너스 DR과는 반대되는 개념이다.

플러스DR을 희망하는 풍력발전사업자는 수요관리사업자를 통해 증대된 수요로 출력제어량을 저감할 수 있게 된다. 이에 따라, 추가적인 발전량을 확보할 수 있고 SMP와 REC 수익을 추가로 얻을 수 있다. 이때 수요관리사업자를 통해 풍력발전사업자가 얻는 추가적인 수익 중에서 일부를 수요증대에 참여한 참여고객에게 제공하는 방식으로 플러스DR에 대한 보상체계가 설계되어 있다.[50]

현재 플러스 DR이 전기의 과소비를 부추길 수 있다는 우려가 있어 확대에 난항을 겪고 있다. 하지만 플러스 DR과 마이너스 DR 모두 소비의 시점을 이동하는 것이지 절대적인 소비량을 증감시키는 것이 아니라는 점을 충분히 홍보하고 설명할 필요가 있다.

49) 김은환(2023)
50) 김은환(2023)

전력 소비의 시점을 이동하기에 가장 적합한 방식은 공급과잉 시간대에 배터리를 충전하는 것이 될 것이다. 이에 따라 현재 전기차를 활용한 플러스 DR 활용 방안이 관심받고 있으며, 대규모 ESS 사업자가 시장 진입을 준비하고 있다. 추가적으로 타 에너지 부문과의 섹터커플링을 통한 플러스 DR 확대가 좋은 방안이 될 것으로 기대되고 있다.

Ⅴ. 결 론

1. 요약 및 한계점

국내 전력시장은 탄소중립 및 NDC 목표를 달성하기 위하여 대대적인 전환을 준비하고 있으며, 전환 과정에서 여러 문제에 직면하고 있다. 상대적으로 공급의 경제성과 안정성이 높았던 기존의 원자력발전 및 화력발전 중심의 전력발전시장 구조에서 무탄소 전원중심으로의 전환은 재생에너지의 근본적인 특성으로 인한 계통 불안정성 확대와 같은 문제를 발생시키고 있다. 또한 경직적인 소매요금 결정구조로 인하여 발전비용이 상승하였음에도 불구하고, 시장에 적절한 가격신호를 전달하지 못함으로써 전력 에너지 자원이 비효율적으로 배분되는 상황이 지속되고 있다.

한전의 부채문제는 결국 현세대에서 부담해야 하는 요금 증가분을 이자비용과 함께 미래 세대에게 전가하는 것이며, 이는 세대 간 교차보조 문제가 발생하고 있다는 것을 의미한다. 또한 지역별 전력수급의 불균형으로 말미암은 지역 간 교차보조 문제도 발생하고 있으며, 전기화 등으로 인한 전력 수요 불확실성과 재생에너지 간헐성과 변동성에 대응할 수 있는 물리적 인프라 및 제도적 기반도 부족하다. 현행 국내 전력시장에는 실시간 시장과 예비력 등 보조서비스 시장이 부재하여 전력시스템 불확실성 증가에 대응하기 위한 제도적 기반이 부족하다. 더 나아가, 지역 간 수급불균형 문제를 해결하기 위한 송배전망 건설도 지연되고 있어 물리적 인프라도 부족한 실정이다.

따라서 탄소중립 및 NDC 목표를 이행함과 동시에 국가 경제 성장의 동력을 잃지 않기 위해서는 현행 전력시장의 근본적인 구조 개편이 필요하다. 이에 본 연구

에서는 우선 현행 국내 전력시장의 구조와 특징 및 구조적 문제점을 전반적으로 검토하였다. 그리고 경제성, 친환경성, 지속가능성을 고려한 국내 전력시장의 선진화를 위한 주요 과제를 크게 (1) 시장 기능 및 원리 강화와 (2) 재생에너지 발전 확대에 따른 간헐성 및 변동성 대응으로 구분하고, 세부적으로 개선방향을 제시하였다.

첫 번째로 시장 기능 및 원리 강화는 투명하고 공정한 시장환경을 조성하여 경쟁을 촉진하고 적절한 가격신호를 소비자에게 전달함으로써 친환경 구조로의 전환 과정에서 발생 가능한 비용 상승에 효과적으로 대응하는 것을 주요 목적으로 한다. 이에 따라 기존의 변동비 반영 CBP 시장에서 발전사가 자체적으로 가격을 입찰하는 PBP 시장으로의 전환을 검토하였으며, 소매전력요금 현실화를 바탕으로 소비자들에게 적절한 가격 신호를 전달함과 동시에 한전의 부채 문제를 해결하기 위하여 해외 주요국의 사례를 검토하여 독립성을 갖는 규제 거버넌스 구축에 대하여 논의하였다. 또한 투명하고 공정한 시장경쟁 촉진, 신규 에너지원 시장 진입 활성화, 소비자의 선택권 보장을 위한 방안으로 송배전망의 법적 분리(망 중립성 확보)와 소매부문 신규사업자의 진입 허용을 통한 경쟁 도입을 제시하였다. 마지막으로 지역별 수급 불균형을 해소하기 위한 방안으로 지역별 요금제(LMP) 도입에 대하여 논의하였다.

재생에너지 발전 확대에 따른 간헐성 및 변동성 대응을 위한 방안으로는 제주도 시범사업을 바탕으로 실시간 시장 및 예비력 시장의 도입, 재생에너지 입찰제도 도입에 대하여 검토하였다. 또한 제10차 전력수급기본계획 장기 송변전설비 기본계획을 바탕으로 송배전망 확충 및 HVDC에 대하여 논의하였으며, 마지막으로 수요측에서의 대응방안인 수요반응 자원(DR)의 개념과 확대 방안에 대하여 논의하였다.

본 연구는 국내 전력시장의 구조적 문제점과 개선방안을 거시적인 관점에서 조망하고 방향성을 제시하고자 크게 시장 기능 및 원리 강화와 재생에너지 발전 확대에 따른 간헐성 및 변동성 대응으로 구분하여 세부 주제들을 간략하게만 소개하고 있으나, 실제로는 개별적인 주제들에 대한 구체적이고 광범위한 논의가 요구된다. 이러한 점은 본 연구의 한계로 남는다. 향후 개별적인 세부 주제에 대한 심도 있는 논의와 연구가 진행될 필요가 있다. 또한 본 연구에서 다루고 있는 세부과제

이외에도 수소, 암모니아 등 신 에너지 발전시장 활성화를 위한 제도 및 정책 설계 등 또한 추가적으로 논의될 필요가 있다.

2. 미래사회에 대한 시사점

최근 국내 전력시장의 구조 개편에 대한 논의와 변화가 나타나고 있지만 고착화된 기존 제도에 대한 관성으로 인하여 전력시장 구조의 근본적이고 대대적인 개편에는 많은 저항과 반대가 따를 것으로 예상된다. 그럼에도 불구하고 NDC 및 탄소중립 목표 달성, 분산에너지 전원 확대, 반도체, 이차전지 등 국가첨단전략산업 지원 등을 위하여 전력시장 구조 개편과 당면하고 있는 문제들에 대한 해결을 더 이상 지체할 수 없다. 이에 경제학적인 관점에서 합리적인 정책 구조 설계뿐만 아니라 국가적인 차원에서 시장구조 개편의 필요성에 대한 공감대를 형성하고 이해당사자 및 국민들을 설득하는 등 사회적 수용성 확대를 위한 논거를 마련하는 것에 집중할 필요가 있다. 이러한 관점에서 본 논문은 향후 전력시장이 선진화 및 고도화되기 위한 방향성을 제시하였다는 점에서 기여점이 있을 것으로 판단된다. 더 나아가, 정부 차원에서 전력시장 개편의 수용성 확대를 위한 기초 논거 자료로 활용될 수 있을 것으로 판단된다.

참고문헌

김권철·김법수·김인수. 2023. 세계 HVDC 추세와 대한민국 HVDC 현황에 대한 고찰, 전기학회 논문지, 제72권 제2호, pp. 321~329.

김대욱. 2023.06.15. “현실적인 지역별 요금제 도입방안에 대한 소고”, 접속날짜: 2024.04.05., 전기저널, http://www.keaj.kr/news/articleView.html?idxno=5044.

김은환. 2023.02.16. “수요반응시장(DR)의 환경변화와 기회 요인”, 접속날짜: 2024.04.11., 전기저널, http://www.keaj.kr/news/articleView.html?idxno=4900.

김진철. 2021.02.16. “한전 재생E 진출…망 중립성 훼손 주장 이어져” 접속날짜: 2024.04.20., 에너지타임즈, https://www.energytimes.kr/news/articleView.html?idxno=58729.

김헌태·장성수. 2018. 3020 신재생에너지 정책의 성공적 달성을 위한 전력계통 안정화 핵심기술 개발 방향, 대한전기학회, 제67권 제2호.

박기진. 2016.11.20. “용량요금 제대로 들여다보자”, 접속날짜: 2024.04.20., 전기저널, http://www.keaj.kr/news/articleView.html?idxno=1137.

박종배. 2019.11.07. “변동비 반영시장의 현황 및 개선 방향”, 접속날짜: 2024.03.20., 전기저널, http://www.keaj.kr/news/articleView.html?idxno=2972.

법제처 국가법령정보센터. 2021. 물가안정에 관한 법률, 법률 제17817호.

법제처 국가법령정보센터. 2022. 전기사업법, 법률 제19117호.

산업통상자원부. 2023a. 제10차 전력수급기본계획(2022~2036), 산업통상자원부 공고 제2023-036호.

산업통상자원부. 2023b. 분산에너지 활성화 특별법 시행규칙(안) 입법예고, 산업통상자원부 공고 제2023-878호.

안재균. 2016. 송전요금개편을 통한 효과적인 지역적 가격신호 제공방안

연구: ICRP 도입을 중심으로, 에너지경제연구원 수시연구보고서 16-09.
유재국. 2022. 한국전력공사 영업손실 현황분석과 개선과제, NARS 현안분석 제271호.
이상복. 2023.08.28. “재생에너지도 전력시장서 입찰…실시간·예비력시장도 개설”, 접속날짜: 2024.03.23., 이투뉴스, https://www.e2news.com/news/articleView.html?idxno=257313.
이승환. 2023.09.09. “HVDC 기간 전력망 구축과 국산화, 미래 향한 새로운 도약”, 접속날짜: 2024.03.07., 산업저널, https://www.sanupnews.com/news/articleView.html?idxno=52286.
이훈. 2023.07.14. “에너지시장 정상화 해법을 찾다”, 접속날짜: 2024.03.26., 전기저널. http://www.keaj.kr/news/articleView.html?idxno=5071.
이훈. 2023.12.15. “계속되는 송전망 건설 갈등, 해결 방법은 없나?”, 접속날짜: 2024.03.26., 전기저널. http://www.keaj.kr/news/articleView.html?idxno=5262.
장희선. 2019. 편익이전 기법을 활용한 간헐성 전원의 계통비용 추정 연구. 에너지경제연구원 기본연구보고서.
전국경제인연합회. 2022. 주요국 전력산업 구조비교 및 시사점, Vol. 86.
전기위원회, 전기위원회 홈페이지, 접속날짜: 2024.02.10., <www.korec.go.kr>.
전력거래소. 2019. 2019 정산규칙해설서.
전력거래소. 2022. 전력시장 제도개선 제주 시범사업(안).
전력거래소, 전력거래소 홈페이지, 접속날짜: 2024.01.03., <https://kpx.or.kr>.
전력거래소, EPSIS 홈페이지, 접속날짜: 2024.04.10., <www.epsis.kpx.or.kr>.

조홍종·이지훈·홍원준. 2023. 전력시장 제도 및 전력가격 체계의 쟁점과 과제, 정책연구용역보고서, 국회입법조사처.
한국에너지공단, 신재생에너지센터 홈페이지, 접속날짜: 2024.03.18., <www.knrec.or.kr>.
한국전력공사. 2021. 2020 전력통계월보, 제506호.
한국전력공사. 2022. 2021 전력통계월보, 제518호.
한국전력공사. 2023a. 2022 전력통계월보, 제530호.
한국전력공사. 2023b. 도매시장 지역별 가격제도 관련 현안사항, 시장제도운영 내부회의자료.
한국전력공사. 2023c. 제10차 전력수급기본계획 장기 송변전설비계획.
한국전력공사. 2024. 2023 전력통계월보, 제542호.
한국전력공사, KEPCO 홈페이지, 접속날짜: 2024.04.03., <https://home.kepco.co.kr>.
한전경영연구원. 2020. KEMRI 전력경제 REVIEW, 2020년 제11호.
한전경영연구원. 2022. 전력산업 구조변화 대비 독립규제기관 관련 쟁점과 정책 대안 연구.
홍원준·이지훈·노주만·조홍종. 2021. 공간계량 방법론을 활용한 유럽의 전력수출입 결정요인 분석, 자원환경경제연구, 제30권 제3호, 435-469.
환경운동연합. 2022.08.30. "[보도자료] 환경급전 시행 3년, 석탄발전단가의 환경비용 비중 3%에 불과". 접속날짜: 2024.03.06., https://kfem.or.kr/energy/?idx=17908469&bmode=view.
経済産業省. 2021. 将来の電力・ガス産業の在り方について ~カーボンニュートラルに向けて~, 資源エネルギー庁.
SK E&S, 미디어룸 홈페이지, 접속날짜: 2024.02.16., <https://media.skens.com>.
OVO Energy, OVO Energy hompage, viewed 30 March 2024, <https://www.ovoenergy.com>.

산업연구 Journal of Industrial Studies(J.I.S) 産業研究 48권 1호 ISSN
https://doi.org/10.22915/rifi.2024.48.1.004 1738-9216

Research on structural problems and fundamental solutions in the Korean electricity market*

Jihoon Lee** · Won Jun Hong*** · Hong Chong Cho****

Abstract

This study reviews the structure and characteristics of the current electricity market in South Korea and comprehensively diagnoses structural problems. As solutions for the advancement and reorganization of the Korean electricity market in consideration of economic feasibility, eco-friendliness, and sustainability, this study categorizes the issues into (1) strengthening market functions and principles and (2) responding to intermittency and volatility due to the expansion of renewable energy and proposes solutions to each issue by reviewing previous studies and foreign cases. This study is significant in that it summarizes previous studies that have pointed out the problems of the Korean electricity market. Additionally, it proposes policy designs and solutions aimed at reorganizing the market to advance in alignment with the three goals mentioned above.

Key word : Restructuring electricity market, Strengthening market functions and principles, Responding to intermittency and volatility of renewable energy generation

* This study is based on the policy research supported by the National Assembly Research Service (Novermber 21, 2023), from which key sections were excerpted and modified.
** First Author, Ph.D Candidate, Department of Economics, Dankook University, wlgns5749@gmail.com
*** Co-Author, Ph.D Candidate, Department of Economics, Dankook University, 16hong@dankook.ac.kr
**** Corresponding Author, Professor, Department of Economics, Dankook University, hongcho@dankook.ac.kr