



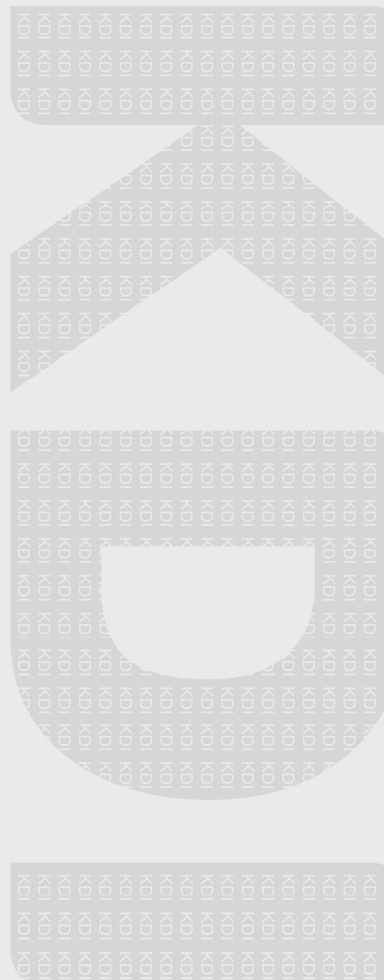
수요 · 공급의 불확실성과 전력시장 세분화

윤여창



수요 · 공급의 불확실성과 전력시장 세분화

윤여창



정책연구시리즈 2024-09

수요 · 공급의 불확실성과 전력시장 세분화

저 자

윤여창 | 한국개발연구원 연구위원

연구지원

류현정 | 한국개발연구원 전문연구원

발간사

기후변화에 대한 대응 정책과 에너지 전환이 가속화되면서 전력 부문 전반에서 탈탄소화와 재생에너지 사용 확대에 대한 관심이 높아지고 있다. 이에 따라 전력 공급의 안정성과 시장 효율성을 동시에 달성하기 위한 전력시장 구조 개선의 필요성이 어느 때보다 강조되고 있다. 특히 재생에너지는 시간대와 기상 조건에 따라 발전량이 크게 변동하기 때문에, 기존 전력시장 구조의 재검토가 중요한 과제로 부각되고 있다.

국내 전력시장은 그동안 단일 전력시장 기반의 변동비반영시장과 용량 요금을 기반으로 운영되어 왔으나, 재생에너지 비중이 확대되고 온실가스 감축 목표 달성에 대한 요구가 강화되면서 다양한 시장 개편 방안이 논의되고 있다. 특히 재생에너지와 에너지저장장치가 전력시장에 원활히 진입하고 적절한 가격 신호를 주고받기 위해서는, 시장 설계의 유연성과 체계성을 한층 더 강화할 필요가 있다.

본 보고서는 재생에너지 비중이 확대되고 변동성이 높아지는 상황에서 국내 전력시장의 구조적 한계를 극복하기 위한 방안으로 용량시장 도입과 발전원별 세분화 전략을 중점적으로 분석하였다. 재생에너지와 에너지저장장치 그리고 화력·원자력 등 기존 발전원 간의 상호작용을 이론 모형으로 구성하여 균형 분석을 수행함으로써, 기능별·발전원별 세분화가 전력시장에 미치는 영향을 구체적으로 검토하였다.

발간사

본 보고서를 발간함에 있어 많은 전문가와 정책 담당자들의 협조가 큰 힘이 되었다. 전력시장과 에너지 정책 분야에서 오랜 경험과 전문 지식을 공유해 주신 분들께 깊이 감사드린다. 또한 연구 과정에서 자료를 수집·정리하며 분석을 보완해 준 류현정 전문연구원에게도 감사의 뜻을 전한다. 아울러 보고서를 개선하는 데 건설적인 의견을 제시해 주신 익명의 검토자 두 분께도 감사드린다.

마지막으로 본 보고서에 제시된 견해는 집필자 개인의 의견이며, 본원의 공식 견해가 아님을 밝혀 두는 바이다.

2024년 12월
한국개발연구원 원장
조 동 철

목차

발간사	
요 약	1
제1장 서론	3
제2장 국내 전력시장의 현황 및 환경 변화	7
제1절 전력시스템 운영의 특징과 목표	7
제2절 국내 전력시장 환경의 변화	11
1. 전력 수요의 증가	11
2. 정전에 따른 사회적 비용의 증가	12
3. 에너지 믹스의 변화	13
4. 국내 전력시장의 구조와 보상체계 현황	15
제3절 국내 전력시장 구조의 한계	21
1. 국내 전력시장 및 재생에너지 제도 개선 논의	25
2. 해외 전력시장 및 재생에너지 제도 개선 논의	26
3. 에너지저장장치에 대한 수요 증가	28
제4절 기존 문헌	29
제3장 모형 분석	31
제1절 모형	31
1. 발전원별 특징	33

목차

2. 의사결정	35
제2절 균형 분석	37
1. 현물시장의 $t=2$ 시점	38
2. 현물시장의 $t=1$ 시점	38
3. 선도시장	40
제3절 재생에너지 및 에너지저장장치 보급 정책	42
1. 재생에너지 보급 정책의 선도시장 전환	42
2. 에너지저장장치 보급 정책	50
제4장 정책적 시사점	52
제1절 기능별 세분화	52
제2절 발전원별 세분화	53
1. 재생에너지 보급 정책	55
2. 에너지저장장치 보급 정책	56
3. 발전원별 용량시장과 기술중립적 현물시장	57
제3절 전력시장 선진화의 선결 과제	59
제5장 결 론	62
참고문헌	65
부 록	69
ABSTRACT	74

◆ 그림 목 차

[그림 2-1] 2023년 봄 전력 수요의 변동성	14
[그림 2-2] 2024년 2월 전력도매가격(SMP)	15
[그림 2-3] 전력거래 정산금 비중의 변화	18
[그림 2-4] 일반적인 전력도매시장 구조 비교	20
[그림 2-5] 제주 지역 재생에너지 보급 및 출력제어 전망	22
[그림 2-6] 육지 월별 전력거래량 격차(2017~23년)	23
[그림 2-7] 재생에너지 신규 보급용량 추이	24
[그림 3-1] 의사결정 순서	37
[그림 3-2] 발전량 기반의 차액계약제도 예시	45
[그림 3-3] 미국 PJM의 선도청정에너지시장 우하향 수요곡선 검토안	47

요 약

본 연구는 재생에너지의 비중 확대에 대응하기 어렵게 하는 국내 전력 시장의 구조적 한계를 검토하고, 저탄소 전환을 위한 전력시장 구조의 개선방안을 모색하였다. 국내 전력시장은 변동비반영시장을 기반으로 한 하루전시장 위주의 단일 시장 구조로 운영되고 있어 재생에너지 비중 증가에 따른 전력 수요·공급의 불균형 완화에 한계를 보이고 있다.

본 연구에서는 선도시장인 용량시장의 도입과 발전원별 세분화의 영향을 분석했다. 용량시장은 재생에너지와 같은 변동성 높은 자원의 비중이 증가하는 상황에서 한계발전기에 대한 안정적 투자 유인을 제공하고 전력 공급 안정성을 강화하는 기능을 한다. 특히 본고에서는 전력시장에서 재생에너지와 에너지저장장치의 비중에 따라 용량가격의 수준이 유연하게 변화할 필요성을 제기하였다.

또한 재생에너지와 에너지저장장치의 보급 정책을 위해 고정가격 형태의 차액계약제도와 재생에너지 혹은 에너지저장장치를 대상으로 하는 별도의 용량시장 개선을 비교하였다. 단기적으로는 고정가격 계약을 통한 시장 진입 촉진이 필요하지만, 장기적으로는 현물시장을 기술 중립적으로 운영하여 전력도매시장 구매자의 과도한 위험 부담을 완화할 필요가 있다. 즉, 안정적 전력 공급과 지속가능한 재생에너지 확대를 가능케 하는 전력시장 구조를 설계해야 하며, 본고에서는 이에 대한 정책적 시사점을 제시하였다.

제1장

서론

전 세계적으로 전력시장은 에너지 전환과 재생에너지 보급 확대를 주요 흐름으로 하는 환경 변화에 직면해 있다. 저탄소 전환에 대한 요구가 지속되면서 많은 국가들이 재생에너지의 비중을 높이고 이에 따른 에너지 시스템의 유연성을 확보하기 위해 다각적인 노력을 기울이고 있다. 하지만 태양광이나 풍력과 같은 재생에너지는 시간대와 기상 조건에 따라 발전량이 급변하는 특성이 있어서, 재생에너지의 비중이 확대될수록 전력 수요와 공급의 불확실성이 증가하는 문제가 발생하고 있다. 전통적인 전력망 운영 방식으로는 안정적인 전력 공급이 어려운 상황으로, 변동성 높은 재생에너지를 수용하고 전력시스템의 안정성을 확보하는 데 적합한 전력시장 구조가 필요하다.

국내 전력시장 또한 전력 수급 환경의 변화와 글로벌 기후 목표에 부응하기 위해 다양한 전력시장 개편 방안을 논의하고 있지만, 여전히 몇 가지 주요 한계를 안고 있다. 현재의 국내 전력시장은 변동비반영시장(Cost-Based Pool: CBP) 방식으로, 발전원 간 자율적인 가격 입찰이 아니라 발전설비의 변동비로 전력 가격을 결정하는 구조이다. 이러한 구조는 재생에너지의 변동성을 효과적으로 수용하기 어렵고, 시장 유연성을 제한하여 가격 신호의 왜곡을 초래할 가능성이 크다.

또한 국내 전력시장은 선도시장이나 실시간·보조서비스 시장 없이

하루전시장 위주로 구성되어 있다. 이러한 시장 구조는 공급과 수요의 불균형을 완화하는 데 한계가 있으며, 실시간 수급 변화에 대한 신속한 대응을 어렵게 한다.

실시간·보조서비스 시장이 존재하지 않기 때문에 발전설비들이 실시간 수요에 맞춰 가변적으로 운영되기 어렵고, 유연성 자원의 가치가 충분히 보상받지 못하고 있다. 이에 따라 공급 과잉 시 가격이 충분히 하락하지 않고, 공급 부족 시에도 즉각적인 가격 상승이 제한되는 경직성 문제가 발생한다. 이는 전력 수요와 공급이 시시각각 변화하는 상황에서 시장 참여자들에게 적절한 가격 신호를 제공하지 못해 전력 자원의 효율적 배분을 어렵게 하고 있다.

용량시장과 같은 선도시장이 부재할 경우, 전력 공급의 안정성을 유지하기 위해 필요한 용량을 확보하기 어려워질 수 있다. 용량시장은 전력량에 대한 보상 외에, 발전설비를 유지하여 전력을 제공하는 용량에 대한 보상체계인 용량보상제도의 한 종류이다. 국내 전력시장에서는 용량시장 대신 또 다른 용량보상제도인 용량요금을 운영하고 있으나, 현재의 용량요금은 경직적인 구조와 높은 행정 비용으로 인해 효과적인 수급 조정에 한계를 드러낸다. 특히 재생에너지와 같은 변동성 자원이 증가하는 상황에서 가격이 고정된 용량요금으로는 수급 불균형에 적절히 대응하기 어려워 공급 안정성에 불리하게 작용할 수 있다.

한편, 재생에너지와 에너지저장장치의 보급 확대 필요성이 점차 커지고 있다. 재생에너지 보급 목표를 달성하기 위해 신재생에너지 공급의무화제도(Renewable Portfolio Standards, 이하 RPS)가 운영되는 상황에서, 이러한 지원정책은 전력시장과 밀접하게 연계되어야 한다. 재생에너지와 에너지저장장치 보급 정책은 단순한 보조금 지원을 넘어, 전력시장 설계와 조화를 이루고 전력시장의 가격 신호와 수요 변동에 적절하게 반응하는 구조로 설계될 필요가 있다. 이를 통해 재생에너지의 변동성을 완화할 수 있는 에너지저장장치와의 연계를 강화하고, 전력시스템의 지속가능성과 안정성을 높일 수 있을 것이다.

본 연구에서는 재생에너지 비중 확대에 의해 전력도매가격이 하락하고

수요·공급의 변동성이 증가함에 따라 다른 발전원들의 수익이 저하되어 시장 진입 유인이 감소하는 자원적정성 문제를 검토하였다. 그리고 이에 대응하기 위해 용량보상제도의 개선방안을 분석하였다. 또한 재생에너지의 변동성을 완화해 줄 수 있는 에너지저장장치의 역할을 살펴보고, 재생에너지와 에너지저장장치에 대한 보급 정책이 전력시장에서 어떻게 조화를 이룰 수 있을지에 대해 연구하였다. 이를 위해 이론 모형을 구축하고 분석을 수행하였다. 각 발전원의 특성과 운영방식을 반영하는 세분화 전략과 함께, 선도시장의 역할을 검토하였다. 선도시장은 발전설비에 대한 투자 유인을 제공하고 장기적인 공급 안정성을 유지하는 데 핵심적인 역할을 하며, 변동성이 큰 재생에너지와 에너지저장장치의 보급 확대 상황에서 용량 확보와 수익 안정성을 보장하는 중요한 기능을 수행한다.

또한 재생에너지와 에너지저장장치의 보급 정책이 전력시장 내에서 어떻게 고려될 수 있는지에 대해 검토하였다. 재생에너지의 변동성과 간헐성을 효과적으로 보완하기 위해 에너지저장장치와의 연계를 강화하는 방안을 검토하고, 보급 정책이 전력시장 구조 내에서 실효성을 발휘할 수 있도록 설계되어야 할 필요성을 분석하였다. 이를 통해 발전원별 특성과 경제적 특성에 맞춘 최적의 의사결정을 유도하고, 전력 공급 안정성을 강화하는 동시에, 재생에너지와 에너지저장장치의 효과적인 보급을 지원할 수 있는 정책적 시사점을 도출하는 것을 목표로 하였다.

본 연구에서는 단일 전력시장의 구조를 개선하기 위해 전력시장을 기능별·발전원별로 세분화하는 방안을 고려한다. 기능별 세분화는 전력시장의 효율성을 향상시키고 다양한 서비스를 체계적으로 제공하기 위해 전력도매시장의 기능과 역할을 세분화하는 접근방식이다. 이를 통해 시장 참여자들에게 개별 기능과 서비스에 대해 별도의 인센티브를 제공하여 전력 계통의 안정성과 신뢰성을 제고할 수 있는 체계를 마련하는 데 중점을 둔다. 우선 선도시장에서는 발전설비의 적정 규모 유지를 목적으로 용량보상제도를 운영한다. 이를 통해 발전설비를 유지하거나 전력시장에 입찰하는 행위에 대해 보상을 제공하며, 장기적으로 안정적인 전력 공급원을 확보하는 기반을 마련한다. 에너지시장은 실제 전력의 생산과

공급 행위에 대한 보상을 중심으로 운영하고, 보조서비스시장은 전력 계통의 신뢰성과 안정성을 유지하기 위한 서비스 제공에 초점을 맞추어 운영한다. 여기에는 주파수 조정, 예비력 제공, 무효전력 관리, 자체기동 등의 서비스가 포함되며, 이를 통해 전기 품질 유지와 계통 안전성 강화라는 목적을 달성할 수 있다.

한편, 발전원별 세분화는 발전원의 경제성, 운영방식, 비용 구조, 보조금 지급 여부 등에서 발생하는 특성 차이를 고려하여 각 발전원이 단일 시장에서 경쟁하지 않고 개별 시장으로 구분되도록 설계하는 접근법이다. 본 연구는 특히 선도시장에서의 발전원별 세분화에 중점을 둔다. 기능별·발전원별 세분화 외에도 지역별 세분화를 고려할 수 있다. 지역별 세분화는 전력시장에서 지역 간 송전 제약을 반영하여, 각 지역의 수요와 공급 상황에 따라 가격을 결정하고, 송전 혼잡 및 손실 등 물리적 제약이 전력의 실제 가치에 미치는 영향을 고려하는 접근방식이다.

다만, 본 연구는 지역별 세분화에 대해서는 분석하지 않고, 기능별·발전원별 세분화를 중심으로 다룬다. 또한 보조서비스 시장을 별도로 고려하지 않고, 가격이 시장의 수요·공급에 의해 결정되는 구조를 기반으로 하므로 가격입찰제가 분석에 반영되지 않았다. 이러한 점은 본 연구의 한계이다.

본 보고서는 다음과 같이 구성된다. 제2장에서는 국내 전력시장의 현황과 환경 변화를 다루며, 전력시스템 운영의 특징과 변화된 시장환경을 살펴본다. 제3장에서는 전력시장 구조에서 기능별·발전원별 세분화의 영향을 분석하기 위한 이론 모형을 설계하고, 이를 기반으로 균형 분석을 수행한다. 제4장에서는 이러한 분석 결과를 바탕으로 정책적 시사점을 제시하며, 마지막으로 제5장에서 연구의 전반적인 내용을 정리한다.

제2장

국내 전력시장의 현황 및 환경 변화

본 장에서는 국내 전력시장의 현황과 환경 변화를 분석한다. 먼저 전력시스템 운영의 주요 특징과 목표를 고찰하고, 국내 전력시장의 운영 현황을 파악한다. 이어서 국내 전력시장을 둘러싼 환경적 변화를 살펴보고, 이러한 변화가 전력시장에 미치는 영향을 검토한다. 그리고 이와 같은 변화로 인해 국내 전력시장이 직면하게 된 주요 도전 과제들을 도출하고 논의한다.

제1절 전력시스템 운영의 특징과 목표

전력을 대규모로 저장하는 것은 일반적으로 불가능하거나 경제적으로 비효율적이기 때문에, 전력시스템의 안정성을 유지하기 위해서는 수요와 공급의 실시간 균형이 필수적으로 요구된다. 수요와 공급의 불균형은 전력망의 주파수 변동을 초래하고, 심각한 경우 정전(blackout)으로 이어질 수 있다. 만약 수요에 비해 전력 공급이 부족할 경우, 발전 터빈의 회전 속도가 감소하여 전력망의 주파수가 낮아진다. 이로 인해 주파수 유지 장치들이 비정상적인 상태로 작동하거나 발전기 차단이 발생하여 전력 공급이 중단될 수 있다.¹ 이는 전력 계통의 안정성을 위협하며, 심각한

경우 광역 정전으로 확산될 가능성이 있다. 반대로 전력 수요가 급격히 감소할 경우, 터빈의 회전 속도가 증가하면서 전력망의 주파수가 상승하게 된다. 주파수 상승 또한 전력망에 과부하를 초래할 수 있으며, 발전설비들이 자체적으로 보호를 위해 차단되거나 설비 손상이 발생할 수 있다. 최근에는 에너지저장장치(Energy Storage System: ESS)를 통해 일시적인 과잉 또는 부족 전력을 보완하는 기술이 도입되고 있지만, 대규모 저장은 경제적으로나 기술적으로 한계가 있다. 따라서 실시간 전력 수급 조정의 중요성은 여전히 크다.

한편, 전력시장에서 수요와 공급은 모두 가격 변화에 탄력적으로 반응하기 어렵다는 특성을 지닌다. 설계 요건과 안전 규제, 건설 규모의 차이 등으로 인해 준공 기간은 발전원별로 상당한 차이를 보이지만, 신규 전력 공급 설비를 확보하기 위해서는 상당한 시간이 소요된다.² 발전소 건설과 송배전 설비 확충 과정이 필요하기 때문에, 설비가 완공된 이후에야 전력 공급이 가능해진다. 이로 인해 전력 공급은 가격이 급변하는 상황에서도 즉각적으로 반응하기 어렵다는 구조적 한계가 존재하여, 공급의 가격 탄력성이 낮은 구조이다. 전력 수요 측면에서도 가격 변화에 따른 탄력성이 낮은 편이다. 전력 수요에는 제품 생산, 냉난방, 기타 필수적인 에너지 소비가 포함되어 있으며, 이러한 필수 수요는 가격 변동에 즉각적으로 반응하기 어렵다. 예를 들어 공장 가동이나 냉난방 설비에는 일정한 수준의 전력이 필수적이기 때문에, 전력 가격이 상승한다고 하더라도 단기적으로 전력 사용량을 줄이는 것은 현실적으로 어려울 수 있다. 이는 전력 소비자들이 가격 변화에 따른 수요 조정을 빠르게 할 수 없음을 의미한다. 즉, 수요의 가격 탄력성 또한 낮다. 전력 수급의 낮은 탄력성은 전력시장의 가격 신호를 왜곡시킬 수 있으며, 공급 부족이나 초과 공급 상황에서도 수급 불균형의 지속 가능성을 높인다.

1 국내 전력망은 60Hz의 주파수를 기준으로 운영된다.

2 원자력은 약 7년 이상으로 가장 긴 준공 기간을 요구하고, 석탄 화력은 4년, 가스복합 화력은 3년이 소요된다. 반면, 재생에너지는 상대적으로 준공 기간이 짧아서 태양광 및 풍력 발전의 경우 대체로 1년에서 2년 이내의 건설 기간이 소요된다(에너지경제연구원, 2021. 1. 22).

전력 공급이 중단될 경우 발생하는 사회적 피해 비용은 발전설비 과잉 공급으로 인한 비용보다 높게 추정된다. 정전으로 인한 피해는 단순히 영향을 받는 지역을 넘어서 사회 전반에 걸쳐 광범위한 파급효과를 유발하고, 이로 인한 비용은 전력생산에 필요한 비용을 크게 초과할 수 있다. 직접적으로는 공장 및 사무실의 가동 중단에 따른 생산성 손실, 상점 및 음식점의 영업 중단으로 인한 매출 손실 그리고 필수 가전제품 사용 불가로 인한 일상생활의 불편 등이 발생한다. 간접적으로는 신호등 작동 중단으로 인한 교통 체증과 사고 위험 증가, 통신 장애로 인한 정보 흐름 차단, 의료 서비스 제공 차질 등이 발생할 수 있다(Sanstad *et al.*, 2020). ATM 및 전자결제 시스템의 중단으로 금융시스템이 마비되어 금융시장의 유동성에도 부정적인 영향을 미칠 가능성이 있다(Kim *et al.*, 2023). 반면, 과잉 공급으로 인한 비용은 발전설비의 가동률 저하와 같은 경제적 손실로 이어질 수 있지만, 전력 공급 부족으로 인한 피해에 비해서는 상대적으로 낮은 것으로 평가된다. 즉, 과잉 공급과 과소 공급 간의 비용은 비대칭적이며, 이러한 비대칭성은 전력 공급의 안정성을 최우선으로 고려해야 할 필요성을 부각시킨다.

전력 계통의 물리적 안정성을 확보하고 전력 수급의 균형을 유지하기 위해서는 단순히 현재 수요를 충족하는 전력 공급을 넘어, 예비 용량 확보가 필수적이다.³ 전력망의 안정성을 유지하기 위해서는 일정 범위 내에서 주파수와 전압 등 전기의 품질을 지속적으로 유지할 수 있어야 하며, 이를 위해 필요한 발전설비와 예비 자원이 항상 대기 상태로 준비되어 있어야 한다. 예비 용량 확보는 전력망의 안정성뿐만 아니라, 급격한 수요 변화나 공급 중단 상황에서도 대응할 수 있는 유연성을 제공한다. 이는 장기적으로 전력 공급의 안정성과 품질을 보장하는 중요한 요소로 작용한다.

그러나 공급 안정성을 확보하기 위해 예비 용량을 지나치게 확보할 경우, 실제로 가동되지 않는 설비의 규모가 증가하여 경제적 효율성이 저

3 다양한 발전원을 적절한 비율로 구성하여 최적의 에너지 믹스를 확보하는 것 또한 중요한 과제이다.

하될 우려가 있다. 예비 용량의 증가는 공급 안정성을 높이는 데 기여하지만, 동시에 경제적 비용 상승과 자원의 비효율적 사용을 초래할 수 있다는 점에서 신중한 접근이 필요하다. 따라서 전력시스템 운영의 주요 목표는 공급 안정성과 경제적 효율성 간의 상충 관계를 효과적으로 조화시키는 것이다. 이와 같은 목표는 미국 연방 에너지 규제 위원회(Federal Energy Regulatory Commission: FERC) 등에서 명확히 제시되고 있다. FERC는 “소비자들이 안정적이고, 안전하며, 보안이 유지되고, 경제적으로 효율적인 에너지 서비스를 합리적인 비용으로 제공받을 수 있도록 적절한 규제와 시장 수단, 협력적 노력을 통해 지원하는 것”을 목표로 하고 있다.⁴ 이는 공급 안정성을 유지하는 동시에 경제적 효율성을 보장하는 전력시장 운영의 핵심 원칙을 반영한 것이다.

최근에는 전력시장 운영에서 에너지 전환과 지속가능성의 중요성도 강조되고 있다. 예를 들어 영국의 전력·가스 규제기관(The Office of Gas and Electricity Markets: Ofgem)은 전력 공급의 경제성과 안정성뿐만 아니라 지속가능한 발전의 달성에도 기여할 것을 전력시장에 요구하고 있으며,⁵ 이는 전력시스템 운영에서 환경적 요소와 장기적 지속가능성의 고려가 점차 중요해지고 있음을 반영한다.⁶

따라서 전력시스템 운영에서 공급 안정성과 경제적 효율성 그리고 지속가능성을 동시에 고려하는 균형 잡힌 접근이 필수적이다. 이를 위해 각국의 전력 규제 기관들은 정책적 목표와 시장 설계를 지속적으로 발전시키고 있다.

4 FERC, “FERC’s mission”(https://www.ferc.gov/what-ferc, 접속일: 2024. 10. 30).

5 Ofgem, “Our role and responsibilities”(https://www.ofgem.gov.uk/our-role-and-responsibilities, 접속일: 2024. 10. 30).

6 많은 국가가 온실가스 감축을 국가적 목표로 설정하면서 동시에 재생에너지 비중 확대 목표도 제시하고 있다. 이에 따라 저탄소 전환과 지속가능성 문제는 비록 전력시스템 운영의 주된 목표로 설정되지 않더라도 전력시스템 운영에서 중요한 제약 조건으로 작동하게 된다. 따라서 지속가능성은 전력시스템 운영에서 중요한 요소로 포함되고 있다.

제2절 국내 전력시장 환경의 변화

1. 전력 수요의 증가

경제 전반과 산업 부문에서 사용하는 에너지원이 화석연료에서 전기에너지로 전환되는 현상인 전기화(electrification)로 인해, 향후 전력 수요는 빠르게 증가할 것으로 전망된다. 전기화 현상은 산업구조의 변화와 디지털 전환에 의해 더욱 가속화되고 있다. 데이터센터의 증가와 반도체 클러스터 조성은 산업 부문의 전기수요를 급격히 증가시키고 있다. 또한 제조업의 저탄소 전환 과정에서는 화석연료 기반의 공정을 전기 기반의 청정 공정으로 전환하여 에너지 효율성을 향상시키고 환경적 영향을 최소화하려는 노력이 추진된다. 예를 들어 철강 업종에서 코크스를 사용하여 대량의 탄소를 배출하는 고로 방식 대신, 전기로 방식으로 전환함으로써 고철을 재활용하고 탄소 배출량을 줄일 수 있는 대안이 제시되고 있다. 그리고 이러한 전환은 전력 수요를 증가시키는 방향으로 진행된다.

수송 부문에서도 저탄소 전환이 본격화되면서 전기자동차, 전기버스, 전기자전거 등 전기 기반의 교통수단이 점차 확대되고 있다. 이와 더불어 건물 부문에서는 전기 난방 시스템과 전기 조리 기구 등 전기를 활용한 생활환경의 전기화가 빠르게 진행되고 있다. 이러한 변화는 전력 사용량의 급격한 증가를 촉진하는 주요 요인으로 작용할 것이다.

국내 전력 수요는 상당히 빠른 속도로 증가할 것으로 예상된다. 「2050 탄소중립 시나리오」(2050 탄소중립위원회, 2021. 10. 18)에 따르면, 2050년의 전력 수요는 2022년의 594TWh 대비 2배 이상 증가할 것으로 전망된다.⁷ 이는 전력망의 안정적 운영과 에너지 수급 계획의 효율적 관리가 한층 더 중요해질 것임을 시사한다. 따라서 전력인프라 확충 및 친환경 에너지원로의 전환을 위한 정책적 대응이 필수적이다.

7 2022년 594TWh인 연간 전력 수요가 2050년 1208.8TWh(B안)에서 1257.7TWh(A안) 정도로 상승할 것으로 추정된다.

2. 정전에 따른 사회적 비용의 증가

디지털 산업의 핵심 인프라로 자리 잡은 데이터센터가 정지될 경우 발생하는 피해는 단순히 해당 데이터센터에만 국한되지 않으며, 이와 연결된 다양한 경제 및 사회 서비스에 광범위한 영향을 미친다. 예를 들어 2022년 10월 대한민국에서 발생한 SK C&C 데이터센터 화재나 2023년 3월 프랑스 맥스노드(Maxnod) 데이터센터 화재는 데이터센터에서 발생하는 정전이 사회 전반에 미치는 영향을 잘 보여주는 사례이다. 이러한 사건들은 디지털 서비스에 대한 의존성이 높아질수록 정전으로 인한 사회적 비용이 급격히 증가한다는 점을 시사한다.

따라서 정전으로 인한 사회적 비용은 지속적으로 증가하는 추세로 추정되고 있다.⁸ 단순한 물리적 복구뿐만 아니라 복잡한 데이터 네트워크를 복구해야 하는 과정에서 발생하는 추가적인 비용으로 인해, 정전 발생 후 복구를 위한 비용 역시 증가하고 있다(Uptime Institute, 2023).

디지털 산업의 비중 확대와 더불어 정전 비용이 증가함에 따라, 안정적인 전력 공급의 중요성이 더욱 부각되고 있다. 그리고 정전 비용의 증가는 전력 공급의 안정성 확보를 위해 더 많은 예비 용량을 확보할 필요성을 제기한다.⁹ 이는 디지털 인프라의 안정적인 운영을 보장하기 위해 전력망의 유연성을 강화하고, 비상 상황에서의 전력 공급 복원력을 높이는 것이 중요한 과제로 떠오르고 있음을 시사한다.

8 정전으로 인한 사회적 비용은 2010년 약 5,617달러에서 2013년 7,908달러, 2016년에는 8,851달러로 꾸준히 증가해 왔다(Emerson Network Power, 2016).

9 정전으로 인한 경제적 손실을 의미하는 전력공급지장비용(Value of Lost Load: VoLL)은 사회적·경제적 비용이 최소화되는 최적 신뢰도 수준을 결정하고 최적의 전력설비 투자 규모를 산정하는 데 활용된다(임태훈 외, 2019).

3. 에너지 믹스의 변화

가. 전력 수요와 공급의 불확실성 증가

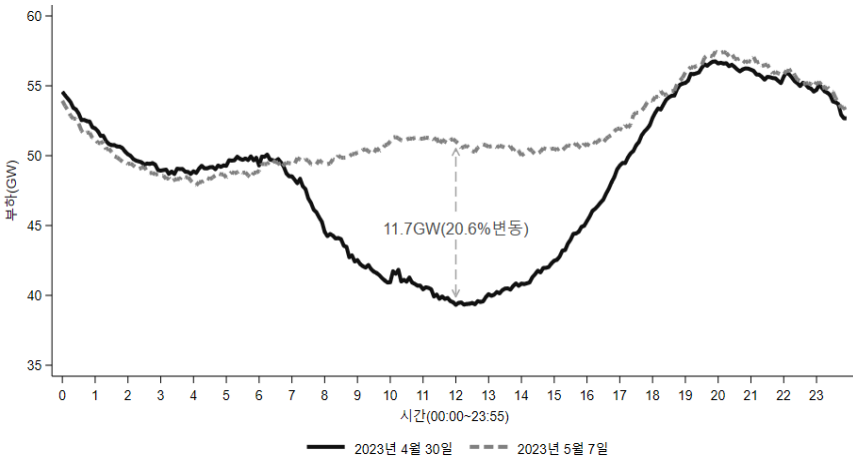
저탄소 전환에 따라 기상 조건에 큰 영향을 받는 재생에너지 설비들이 대폭 증가하면서, 전력 수요와 공급의 변동성 또한 빠르게 증가하고 있는 추세이다. 태양광이나 풍력 발전은 일조량이나 풍량 등의 변화로 인해 날씨 및 시간대에 따라 발전량이 크게 변동되므로, 전력 공급이 일정하지 않으며 예측 가능성이 낮다는 특징이 있다.

RE100과 같은 글로벌 이니셔티브에 따라 기업들이 사용하는 전력을 재생에너지로 전환하려는 노력이 확산되면서, 재생에너지 발전사업자로부터 전력을 직접 공급받는 직접 전력구매계약(Power Purchase Agreement, 이하 PPA) 체결이 활발히 진행되고 있다. 기업뿐만 아니라 가정에 설치되어 전력 계통에 연결되지 않는 비계량 태양광의 비중이 높아지면서, 최대 전력 수요 발생 시간이 저녁 시간대로 이동하는 현상이 나타나고 있다. 전력 계통에 기여할 수 있는 피크 기여도가 0에 가까워지면서 저녁 시간대의 전력 수요를 충족할 수 있는 공급원이 제한되는 문제가 심화되고 있다.¹⁰ 이러한 변화로 인해 재생에너지의 변동성이 전력 수요에까지 영향을 미치고 있으며, 기업들이 재생에너지로 에너지 수요를 충족하려 할수록 전력 수급의 예측과 조정이 더욱 어려워지고 있다. 나아가 재생에너지 발전의 변동성이 전력시스템의 안정성 유지에 중요한 변수로 작용하고 있다.

더욱이 기상 조건에 따라 발전량이 급격히 변할 수 있는 재생에너지의 특성상, 정확한 일사량과 풍속 예측이 어려움에 따라 전력 수요와 공급을 예측하기 어렵고 변동성과 간헐성이 크게 나타난다(그림 2-1). 이로 인해 전력 수요와 공급 간의 불일치가 심화되어 불확실성이 증가하고, 전력시스템 입장에서는 예측 및 대응이 어려워지고 있다. 이러한 상황은

10 산업통상자원부, 「제10차 전력수급기본계획(2022-2036)」, 2023. 1. 13.

[그림 2-1] 2023년 봄 전력 수요의 변동성



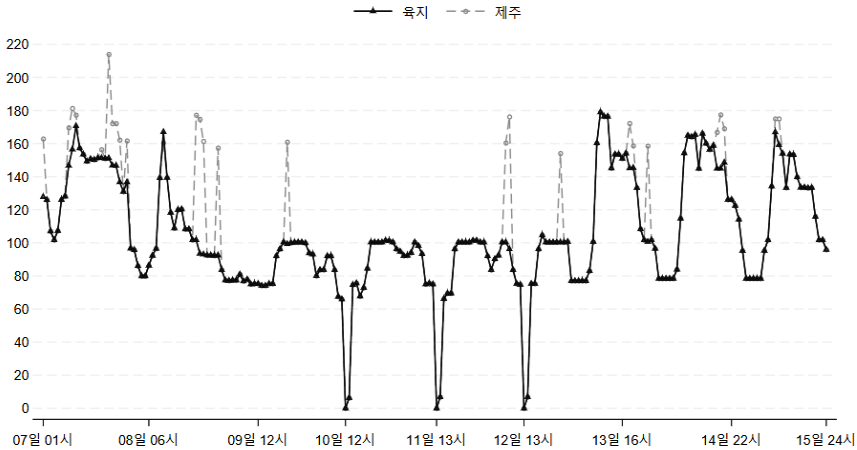
자료: 전력통계정보시스템, 「실시간 전력수급」(<https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkgeEpsMepRealChart.do?menuId=030300>, 접속일: 2024. 5. 14)을 이용하여 저자 작성.

전력시스템의 안정성을 저하시킬 가능성이 있으며, 향후 전력망의 안정적인 운영에 큰 도전 과제가 될 수 있다.

나. 재생에너지 비중별 전력시스템의 도전 과제

재생에너지 보급이 활발하게 이루어지면서 전력 계통 내에서 재생에너지의 비중이 순간적으로 급등하는 현상이 나타남에 따라, 전력시스템의 유연성 확보가 주요 도전 과제로 대두되고 있다. 전력시장에서 재생에너지가 차지하는 발전량 비중이 연평균으로 보았을 때는 높지 않더라도, 순간적으로는 상당히 높은 비중을 차지할 수 있다. 예를 들어 제주 지역의 재생에너지 연평균 발전 비중은 18.3% 정도이지만, 봄이나 가을철과 같이 전력 수요가 낮고 일조량이 풍부할 때는 재생에너지 발전 비중이 순간적으로 62.3%까지 상승하기도 하였다(한국전력거래소, 2022. 12. 14). 이러한 상황에서는 연료비가 발생하지 않는 재생에너지의 비중이 상대적으로 급증하여 전력도매가격이 0원/kWh에 가깝게 수렴하고, 다른 발전원들의 수익에도 영향을 미칠 수 있다. 제주 지역뿐만 아니라 육지 지역

[그림 2-2] 2024년 2월 전력도매가격(SMP)



자료: 한국전력거래소, 「SMP(계통한계가격)」(<https://kpx.or.kr/smpinland.es?mid=a10404080100&evice=pc>, 접속일: 2024. 5. 14). 송영관 외(2024), p.65에서 재인용.

역시 재생에너지의 확대가 지속됨에 따라, 2024년 2월 10~12일에는 일부 시간대에 전력 도매가격이 0원/kWh를 기록하였다(그림 2-2). 이는 특정 시간대에 전력 수요 대비 공급이 급증하였음을 보여준다.

이와 같은 사례는 국내 전력시장에서 재생에너지의 보급이 확산됨에 따라, 전력시스템의 안정성을 유지하기 위해 적절한 대응이 필요함을 보여준다. 재생에너지가 전력망에 미치는 영향을 최소화하고, 전력 공급의 안정성과 효율성을 동시에 확보하기 위해 지속적인 시장 구조의 개선이 필요한 상황이다.

4. 국내 전력시장의 구조와 보상체계 현황

가. 전력산업 구조와 전력시장의 보상체계

1999년에 발표되어 2001년부터 추진되었던 전력산업 구조개편은 전력산업의 효율성 증대와 경쟁 촉진을 목표로 하였다.¹¹ 발전 부문과 송배전 부문을 분리하는 구조개편으로서, 기존 전력산업의 수직 통합 구조를 수

평적으로 분리하고 발전과 판매 부문에서 민간 사업자의 참여를 활성화하여 경쟁을 도입하려는 목적을 가지고 있었다. 그러나 가격 안정성에 대한 우려와 공급 안정성 문제, 정책적 합의 부족 등 복합적인 요인으로 인해 개편이 부분적으로만 진행되었으며, 결국 2003년에 개편이 중단되었다. 발전 부문과 배전 부문의 분할이 단계적으로 추진될 예정이었으나, 발전 부문만 분할되어서 발전 부문에서만 제한적 경쟁 체제로 운영되어 왔다. 송전, 배전, 판매 부문은 여전히 한국전력이 독점하고 있는 상황이다.¹²

현재의 전력시장 구조와 보상체계는 본래 전력산업 구조개편 과정에서 임시적으로 도입된 형태였으나, 2003년에 전력산업 구조개편이 중단된 이후에도 큰 변화 없이 현재까지 유지되고 있다. 그 결과 당초 목표였던 전력시장의 효율성 제고와 경쟁 도입은 충분히 달성되지 못하였고, 이후 한국의 전력시장은 당초 임시로 운영하려던 구조가 그대로 유지되며 근본적인 변화 없이 지속되고 있다.

국내 전력시장은 변동비반영시장 구조로 운영되며, 모든 발전설비의 의무적으로 참여하여 전력도매가격(System Marginal Price: SMP)¹³이 결정된다. 이 시장에서는 개별 발전기가 자유롭게 가격을 입찰하는 것이 아니라, 각 발전기의 변동비를 기준으로 거래량이 결정되고, 변동비가 낮은 설비부터 순차적으로 배치된다.¹⁴ 이를 통해 전력 수요에 맞춰 공급 계획을 수립함으로써 전력생산의 효율성을 제고할 수 있다. 이렇게 결정된 전력도매가격은 전력시장의 보상체계에서 전력의 기준가격으로 사용된다. 전통적인 발전원뿐만 아니라 재생에너지를 포함하여, 전력시장에 참여하는 대부분의 발전원에 있어서 전력도매가격은 가장 중심적인 보상

11 조성봉, 「전력산업 구조개편: 회고와 전망」, 『에너지포커스』, 2022년 겨울호, 에너지경제연구원, 2022.
 12 재생에너지에 한해서는, 2022년부터 직접 PPA 제도가 도입되며 한전의 독점 체제가 일부 완화되었다고 볼 수 있다.
 13 본 연구의 맥락에서 전력도매가격은 계통한계가격과 같은 의미로 사용한다.
 14 따라서 전력도매가격은 시간대별로 연료비가 가장 높은 발전원을 기준으로 결정되며, 국내 전력시장에서는 대부분의 가스발전 설비들이 이에 해당된다.

체계이다.

전력도매가격은 전력 수요와 공급 상황에 따라 변동하는 전력생산 비용 보상체제로, 발전설비가 전력을 생산하여 전력망에 공급할 때 해당 시간대의 전력에 대한 보상을 제공한다. 이 체계는 단기적으로 전력 공급과 수요를 조절하고 발전기의 운영 여부를 결정하는 중요한 역할을 한다. 그러나 변동비반영시장하에서는 변동비 외의 다른 요인들이 시장가격에 반영되지 않기 때문에 가격 신호가 왜곡될 수 있으며, 이로 인해 자원 배분의 비효율성이 발생할 수 있다는 한계가 있다.

LNG, 석탄, 원전 등 전통적인 발전원에 대한 보상체계는 이러한 전력도매가격과 용량요금(Capacity Payment: CP)으로 구성된다. 용량요금은 발전설비가 실제로 전력을 생산하지 않더라도, 전력을 공급할 수 있는 설비를 안정적으로 유지하고 전력시장에 참여하는 서비스에 지급되는 보상이다. 용량요금은 발전기의 건설 및 유지보수 비용을 보전해 주는 역할을 하며, 전력망의 안정성을 확보하는 중요한 요소로 작용한다. 용량보상제도는 발전설비가 언제든지 전력을 공급할 수 있도록 하는 가용성(availability)을 보장하는 데 초점이 맞춰져 있다. 이를 통해 전력 수요 급증이나 예기치 못한 공급 차질에 대비할 수 있는 충분한 예비력을 유지하는 것이 용량보상제도의 핵심 목표이다.

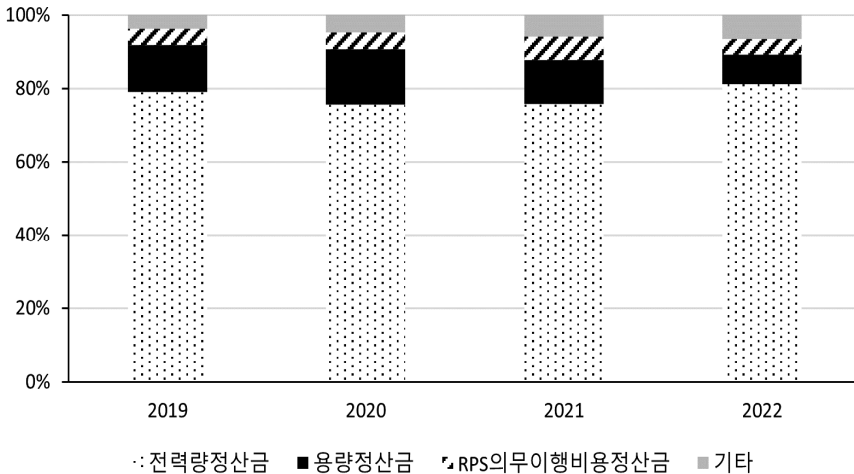
신재생에너지는 전통적인 발전설비와 달리, 전력을 안정적으로 공급하는 용량 공급의 역할이 부족한 대신 탄소 배출 저감과 친환경 에너지 생산이라는 중요한 이점을 제공한다. 이에 따라 신재생에너지는 전통적인 용량요금 대신 신재생에너지 공급인증서(Renewable Energy Certificate, 이하 REC)를 통해 보상받는다. REC는 RPS하에서 운영되며, 재생에너지 보급 확대와 경제성을 지원하는 정책적 도구로 활용된다. RPS하에서 500MW 이상의 발전설비를 보유한 발전사업자는 공급의무자로 지정되는데,¹⁵ 공급의무자는 의무공급량을 직접 발전하거나 신재생에너지 공급자들로부터 REC를 구매해야 한다. 재생에너지 공급자들은 인증서를 판매

15 신재생에너지 발전설비는 제외하고 산정한다.

함으로써 전력 판매 외에 추가적인 수익을 얻게 된다.¹⁶ 한편, ESG 경영 및 온실가스 감축 실적 인정 등의 이유로 재생에너지를 구매하고자 하는 일반 기업에도 인증서를 판매할 수 있다. 따라서 신재생에너지의 보상체계는 전력도매가격과 인증서 판매가격으로 구성된다.

국내 전력시장에서 총 전력거래정산금은 43.5조원(2020년)에서 88.4조원(2022년) 사이로 추정된다.¹⁷ 그중 전력시장에서 거래되는 전력량에 대한 금액인 전력량정산금의 비중은 75.6%(2020년)에서 81.2%(2022년)로 가장 높은 비중을 차지한다. 천연가스 가격 상승 시 전력도매가격이 함께 증가함에 따라 전력량정산금도 증가하고 이로 인해 총 전력거래정산금

[그림 2-3] 전력거래 정산금 비중의 변화



주: "기타"에는 제약정산금, 배출권거래비용정산금, 보조서비스정산금 등이 포함됨.
 자료: 한국전력거래소, 「2022년도 전력시장통계」, 2023. 3. 29(<https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEKifBoardList.do?menuId=080401&boardId=040100>, 접속일: 2024. 5. 14).

- 16 REC는 에너지나 용량 등 전력시장에서 일반적으로 거래되는 다른 상품과는 구분되는 비결합형(unbundled) 상품이다.
- 17 전력거래정산금의 변동폭이 큰 이유는 천연가스 가격 변화에 따라 전력도매가격과 전력량정산금이 크게 변동하기 때문이다. 최근 천연가스 가격의 급격한 변동성은 전력거래정산금의 변동폭을 더욱 확대하는 주요 요인이다.

역시 변하게 된다. 용량정산금의 비중은 8.0%(2022년)에서 15.1%(2020년)를 차지하며, 전력량정산금 다음으로 높은 비중을 차지한다. RPS 정산금은 4.2%(2022년)에서 6.4%(2021년)로, 국내 재생에너지 보급 목표와 인종서 가격에 따라 영향을 받게 된다.

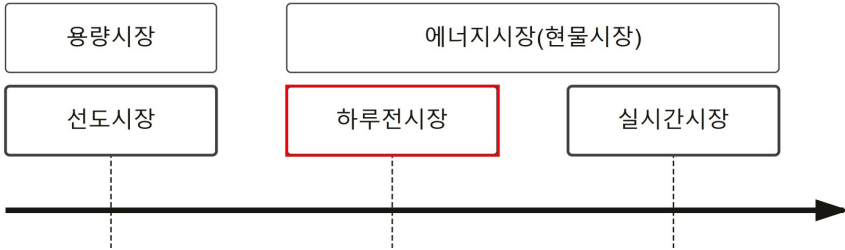
나. 전력시장 구조

미국의 PJM, MISO, NYISO, 영국 등 해외 주요 전력시장은 장기적 신뢰성을 보장하는 선도시장과 실시간 수요와 공급에 맞춰 거래하는 현물시장인 에너지시장으로 구성된다.¹⁸ 선도시장은 미래의 전력 수요 변화에 대비해 발전용량을 사전에 확보하는 데 중점을 두며, 에너지시장은 예측과 실시간 수급 상황에 맞춰 거래가 이루어져 전력망의 안정성을 유지한다. 전력시장에서의 에너지시장은 에너지거래를 효율적으로 관리하기 위해 다시 ‘하루전시장(day-ahead market)’과 ‘실시간시장(real-time market)’으로 구분된다. 하루전시장은 전력시장에서 다음날의 전력 수요를 예측하고, 해당 수요를 충족하기 위한 전력 거래를 진행하는 시장이다. 실시간시장은 하루전시장에서 예측된 전력 수요와 실제 수요 간의 차이를 최소화하고 계통운영의 안정성을 높이기 위한 시장으로, 수요와 공급을 실시간으로 조정하는 역할을 한다. 따라서 하루전시장은 하루 전 수요 예측을 기반으로 전력 가격과 발전 계획을 조정하고, 실시간시장은 실제 수요 변동에 대응하여 추가 거래를 통해 수급 균형을 맞춘다. 이 구조는 전력시스템이 안정적이고 신뢰성 있게 운영되도록 하는 데 필수적인 역할을 한다.¹⁹

18 여기에서 에너지시장의 의미는 전력의 실제 거래가 이루어지는 시장이라는 의미로, 석유나 가스 등을 거래하는 일반적인 의미의 ‘에너지시장’과는 차이가 있다. 용량시장과 같은 선도시장 없이 전력의 생산과 소비에 대한 가격만으로 운영되는 전력시장은 ‘에너지 단일시장(energy-only market)’이라고 불리며, 미국 텍사스의 ERCOT이 대표적인 사례이다.

19 선도시장과 실시간시장의 역할에 대해서는 제4장에서 보다 심도 있게 다룬다.

[그림 2-4] 일반적인 전력도매시장 구조 비교



자료: 저자 작성.

반면, 국내 전력시장에서는 하루전시장만 운영되며, 선도시장과 실시간시장이 부재한 상태이다.²⁰ 하루전시장은 하루 전에 전력 수요와 공급을 예측하여 발전량을 계획하는 방식으로 운영되기 때문에, 실시간 수급 불균형에 즉각적으로 대응하지 못하는 한계를 가지고 있다(옥기열 외, 2021; 임원혁, 2023). 우리나라는 용량보상제도의 일환으로 용량요금을 도입하였지만, 발전설비의 시장 진출과 퇴출은 전력수급기본계획에 크게 의존하고 있으며 용량시장(capacity market)과 같은 선도시장은 운영하고 있지 않다.²¹

단일 시장 구조하에서 비용 평가 방식은 다른 선진 전력시장에 비해 구조적으로 단순해 보이지만, 실제 비용 산출 과정에서는 행정적 복잡성을 야기한다. 이는 특히 변동비반영시장에서의 가격 결정 메커니즘과 용량보상제도가 결합되면서 다양한 발전설비의 전력 거래 과정에서 복잡한 비용 계산을 요구하기 때문이다. 예를 들어 용량요금을 산정하는 과정에

20 국내 전력시장에서 광범위한 선도시장은 운영되고 있지 않지만, 일반수소와 청정수소에 대해서는 2023년과 2024년에 선도시장이 개설되었다. 그리고 제주 지역에서는 2023년부터 배터리 에너지저장장치(BESS) 중앙계약시장 시범사업이 진행되고 있으며, 집단에너지사업 대상의 한국형 LNG 용량시장 시범사업이 예정되어 있다.

21 용량보상제도는 크게 가격기반제도와 수량기반제도로 나눌 수 있다. 가격기반제도는 목표 용량의 규모를 직접적으로 규제하거나 설정하지 않고 규제기관이 사전에 결정한 가격에 따라 발전소 운영자에게 보상이 이루어지는 방식으로, 국내 전력시장에서 활용되는 용량요금이 대표적이다. 수량기반제도는 주로 용량시장, 용량의무, 신뢰도 옵션, 전략적 예비력 등으로 구분된다. 용량시장은 발전소 소유자가 미래 특정 시점에 전력을 공급할 수 있도록 계약을 체결하고, 그에 대한 재정적 보상을 제공하는 경매방식이다. 이 시장에서는 일반적으로 매년 용량가격이 변동된다.

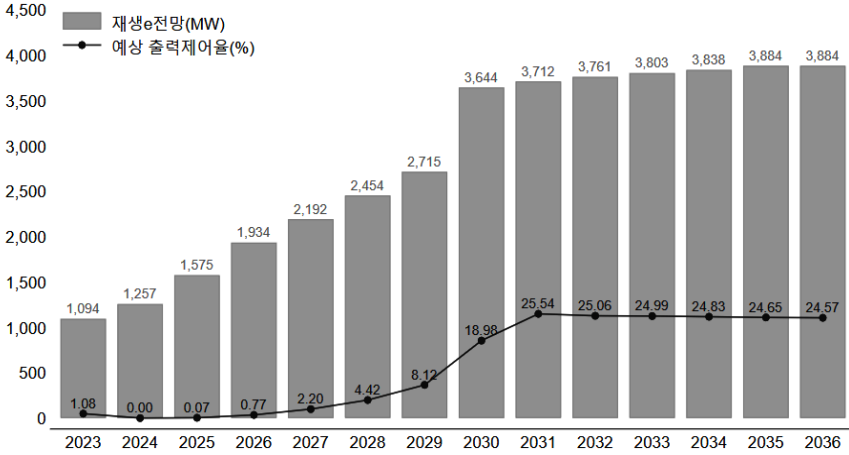
서는 각 설비의 용량을 평가하고, 전력 계통 안정성에 대한 기여도를 반영해야 한다. 이로 인해 여러 요소가 고려되어야 하며, 이러한 평가 과정은 행정적 복잡성을 유발할 수 있다. 특히 발전설비의 기술적 특성, 가동률, 계통에 대한 기여도 등의 요소를 평가하면서 복잡한 계산이 필요하게 되며, 이에 대한 산정방식의 불투명성이나 이해관계자 간의 의견 차이로 인해 갈등이 발생할 가능성도 존재한다. 이러한 비용 평가와 산출 과정은 행정적 자원과 시간을 많이 요구하는 상황으로 이어져, 다른 복합적인 시장 구조보다도 더 큰 행정적 부담을 초래할 수 있다. 그리고 2003년에 전력산업 구조개편이 중단된 이후, 현재와 같은 시장 구조가 유지되면서 비용평가를 위한 항목들이 지속적으로 늘어나며 복잡성이 가중되고 있다.²²

제3절 국내 전력시장 구조의 한계

신규 전력 수요가 급격히 증가하고 재생에너지 비중이 확대될 것으로 예상되에도 불구하고, 현재 국내 전력시장 구조로는 이러한 변화에 효과적으로 대응하는 데 한계가 존재한다. 우선, 재생에너지 비중이 상대적으로 높은 제주 지역에서 재생에너지의 출력제어가 빈번하게 발생하고 있다. 태양광 및 풍력 발전의 급격한 증가로 전력 공급이 수요를 초과하는 상황이 빈번히 발생하면서 출력제어 횟수도 2015년 3회에서 2023년 181회로 크게 증가했다.²³ 2021년부터는 민간 투자 태양광 발전에도 출력

22 국내 용량요금은 한계발전기의 고정비 회수를 보장하기 위해 기준용량가격(RCP)과 여러 가격 신호 강화계수(RCF, TCF, PCF)로 구성된다. 기준용량가격(RCP)은 기준발전기의 고정비를 발전기 내용연수인 30년으로 나누어 연금액 형태로 지급함으로써 한계발전기의 고정비를 보상하는 역할을 한다. 이 외에도 용량가격계수(RCF), 시간대별용량계수(TCF), 성과연동형 용량계수(PCF) 등이 추가 요소로 적용되며, 이는 변동비반영시장 구조에서 부족한 가격 신호를 강화하는 기능을 수행한다. 그러나 이러한 용량요금의 구성과 산정 방식은 지나치게 복잡하다는 문제가 있다. 여러 요소를 반영한 계산 과정이 복잡할 뿐만 아니라, 각각의 계수가 시장 신호를 명확하게 전달하지 못할 경우 발전사업자와 시장 참여자들이 이를 적절하게 이해하고 신속히 대응하기 어려울 수 있다.

[그림 2-5] 제주 지역 재생에너지 보급 및 출력제어 전망



자료: 산업통상자원부, 「제10차 전력수급기본계획(2022~2036)」, 2023. 1. 13. 송영관 외(2024), p.79에서 재인용.

제어가 적용되고 있으며, 이에 대응해 제3연계선 구축, 에너지저장장치 설치 등 다양한 대책이 추진되고 있다. 하지만 신재생에너지 발전설비의 지속적 확대에 의해 2031년에는 출력제어율이 25.54%까지 증가할 것으로 전망된다(그림 2-5).

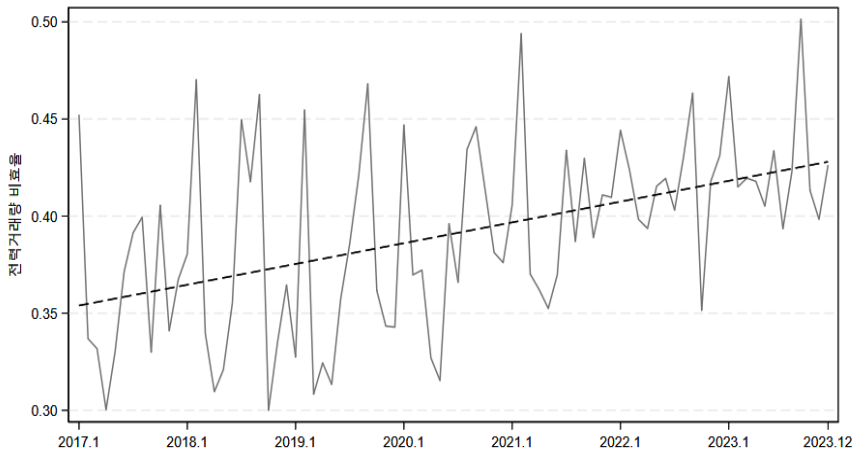
재생에너지 출력제어는 전력 계통의 유연성 부족을 드러내는 문제로, 이미 생산된 친환경 전력을 사용하지 않고 버리는 비효율적인 상황을 초래할 뿐만 아니라 발전사업자의 수익 감소로 이어져 재생에너지에 대한 투자 의욕을 저하시킬 수 있다. 또한 현행 연료비를 기준으로 운영되는 변동비반영시장(CBP)의 특성상 연료비가 발생하지 않는 재생에너지에 대한 출력제어 기준을 명확히 설정하는 데 어려움이 있으며, 각 재생에너지 발전설비의 시장 참여 의사를 적절히 반영하지 못하는 문제를 초래하고 있다. 이는 변동비반영시장 구조가 재생에너지의 변동성과 무연료 특성을 반영하지 못하는 한계를 드러낸다. 이러한 한계를 극복하기 위해 개별 발전설비가 각자 자유롭게 입찰가격을 제시하고, 이를 통해 급전순

23 『미디어제주』, 「제주 신재생에너지 출력제어, 해소는커녕 앞으로 더 심화?」, 2024. 2. 27.

위와 계통한계가격을 결정하는 가격입찰제의 도입이 논의되고 있다.²⁴

한편, 전력시장에서 특정 월의 최대 거래량과 최소 거래량 간 격차²⁵가 확대되는 현상이 관찰되고 있다. 이는 단순히 가격 변동성의 심화를 의미할 뿐만 아니라, 전력시스템의 효율성 저하를 나타내는 중요한 지표이기도 하다. 거래량 격차의 확대는, 설치는 되었으나 가동되지 않는 발전설비의 규모가 증가하고 있음을 시사한다. 이는 자본 투자의 비효율성과 운영비용 상승으로 이어진다. 이러한 문제에 대응하기 위해 에너지저장장치와 수요 반응 프로그램의 활성화가 필요하다. 에너지저장장치는 과잉 생산된 전력을 저장하고 필요시 방전함으로써 공급 균형을 개선할 수 있다. 수요반응(Demand Response: DR) 프로그램은 수요 측의 유연성을

[그림 2-6] 육지 월별 전력거래량 격차(2017~23년)

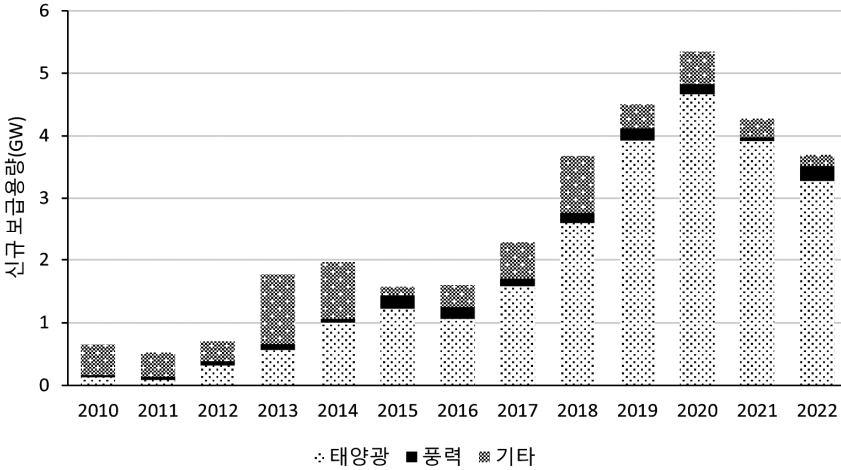


주: 우상향하는 점선은 추세선을 의미함.

자료: 한국전력거래소, 「지역별 시간대별 전력거래량」(<https://kpx.or.kr/menu.es?mid=a101070200>, 접속일: 2024. 9. 19)을 기반으로 저자 계산.

- 24 제주 지역에서는 재생에너지 발전사업자가 전력시장에 직접 참여해 가격과 발전량 등을 입찰할 수 있는 재생에너지 입찰제도가 시범적으로 진행되고 있다(『에너지신문』, 2024. 6. 1).
- 25 특정 월 중 거래량이 가장 높았던 시간대의 거래량과 가장 낮았던 시간대의 거래량 간의 격차로, ‘{(월별 최대 시간대별 전력거래량(MWh) - 월별 최소 시간대별 전력거래량(MWh)) / 월별 최대 시간대별 전력거래량(MWh)}’으로 계산되었다.

[그림 2-7] 재생에너지 신규 보급용량 추이



주: “기타”에는 바이오, 폐기물, 수력, 해양이 포함됨.
 자료: 한국에너지공단 신·재생에너지센터, 「2022년 신·재생에너지 보급통계」, 2023. 12. 20
 (https://www.knrec.or.kr/biz/pds/statistic/view.do?no=270, 접속일: 2024. 10. 18).

높여 공급 변동성 대응에 도움이 될 수 있다. 그러나 현재의 보상체계는 이러한 해결방안들의 활성화를 충분히 지원하지 못하고 있다. 불충분한 경제적 인센티브와 복잡한 참여 절차 등이 주요 장애 요인으로 작용하고 있다.

또한 REC 가격이 상승하는 추세임에도 불구하고 재생에너지 신규 보급량은 2020년부터 오히려 감소하고 있다. 2030년 재생에너지 보급 목표를 달성하기 위해서는 단기간 내 빠른 보급 확대가 필수적이다. 하지만 2022년 신재생에너지 신규 설비용량은 전년 대비 14.5% 감소했으며, 태양광 설비용량이 큰 폭으로 줄어든 상황이다(그림 2-7). 재생에너지 신규 보급 용량의 감소는 2030년 재생에너지 보급 목표 달성에 있어 심각한 도전 과제로 대두되고 있다.

지속가능한 재생에너지 보급 확대를 위해서는 현행 전력도매시장 구조의 근본적인 개편이 필수적이다. 현재의 변동비반영시장 체제하에서는 재생에너지의 변동성과 간헐성을 효과적으로 관리하는 데 한계가 있으며, 이로 인해 전력 공급의 안정성 유지가 어려운 상황이다. 저탄소 전환

을 위해 재생에너지 비중이 계속해서 확대되는 상황에서, 전력시장은 재생에너지 출력제어 문제를 완화하고 보급 속도를 가속화하는 데 중요한 역할을 해야 한다. 하지만 현행 전력시장 구조는 오히려 지속가능한 재생에너지 비중 확대를 저해하는 요인으로 작용하고 있다. 이를 개선하기 위해서는 유연성 자원에 대한 적절한 보상과 함께, 재생에너지의 변동성을 효과적으로 관리할 수 있는 시장 구조가 필요하다. 이를 통해 재생에너지를 안정적으로 통합하고, 전력 공급의 신뢰성을 유지하며, 지속가능한 에너지 전환 목표를 달성할 수 있는 방안을 모색해야 한다.

1. 국내 전력시장 및 재생에너지 제도 개선 논의

2024년 5월에 국내 전력시장 구조 개선 방안이 발표되었다.²⁶ 이 방안은 재생에너지 확대에 따른 전력시스템의 유연성 강화와 장기적 수급 안정성 확보를 목표로 하고 있다. 주요 개선 방안으로는 가격 입찰제 도입과 실시간시장 및 예비력 시장 개설, 전원별 용량시장 도입이 제시되었다. 이와 함께 지역별 전력시장 가격 차등화, 분산에너지 활성화, 전력구매계약(Power Purchase Agreement: PPA)의 전략적 활용, 기저발전원 차액계약(Contract for Difference: CfD) 도입 그리고 통합가상발전소(Virtual Power Plant: VPP) 등 중개형 사업자 육성 방안이 포함되었다. 이러한 종합적 접근은 전력시장의 효율성 제고와 재생에너지의 안정적 통합 그리고 중장기적 전력 수급 안정을 동시에 달성하고자 하는 정책적 의지를 반영한다.

한편, 2024년 5월에는 재생에너지 보급 확대 및 공급망 강화를 위한 전략도 발표되었다.²⁷ 여기에는 RPS 제도를 개편하여 신규 설비 보급 목표량에 대해 정부 입찰 방식으로 전환함으로써 보급 속도를 높이고, 정책의 효율성을 강화한다는 내용이 포함되어 있다.

26 산업통상자원부, 「전력시장 제도개선 방향안」, 2024. 5. 22.

27 산업통상자원부, 「재생에너지 보급 확대 및 공급망 강화 전략」, 2024. 5. 16.

다만, 재생에너지가 점차 전력시장의 주요 전원으로 자리 잡게 되는 상황에서, 재생에너지 보급 정책은 전력시장과의 연계를 고려해 더욱 정교하게 설계되어야 한다. 이는 전력 공급의 안정성과 효율성을 동시에 달성하기 위한 중요한 과제가 될 것이다.

본 연구는 재생에너지와 원전 등 청정에너지의 확산이 직면한 제약을 해결하기 위해 전력시장 구조의 개선 방안을 중점적으로 다룬다. 우선, 재생에너지 비중 확대가 전력 수요 및 공급의 변동성 증대를 초래함에 따라 기존 발전원들의 수익성이 감소하고 신규 발전원의 시장 진입 유인이 약화되는 자원적정성 문제를 분석한다. 이를 위해 「전력시장 제도개선 방향안」 중 용량시장과 같은 용량보상제도의 개선에 초점을 맞추며, 재생에너지의 간헐성을 보완할 수 있는 에너지저장장치의 역할과 잠재적 기여를 평가한다. 추가적으로 「재생에너지 보급 확대 및 공급망 강화 전략」 중 재생에너지 및 에너지저장장치의 보급 정책이 전력시장 내에서 상호 보완적으로 작동할 수 있는 조화로운 정책 설계 방안을 제안한다. 그러나 본 연구는 「전력시장 제도개선 방향안」에서 언급된 주요 내용 중 지역별 전력시장 가격 차등화나 가격입찰제 도입 등에 대해서는 다루지 못하는 한계가 있다.

2. 해외 전력시장 및 재생에너지 제도 개선 논의

영국은 2013년 전력시장 개편 과정에서 재생에너지 발전사업자들에게 가격의 확실성을 제공하고 재생에너지 투자 활성화를 도모하기 위해 여러 정책적 도구를 함께 활용하였다. 우선 탄소가격지지(Carbon Price Support: CPS)를 도입하여 탄소 배출에 대한 최소 가격을 보장하였고, 화석연료 발전의 비용을 증가시키는 방식으로 재생에너지 전환을 유도하였다. 또한 배출허용기준을 도입해 발전소의 탄소 배출량을 제한하는 엄격한 기준을 설정하였다. 그리고 재생에너지를 대상으로 하는 차액계약제도를 통해 장기적인 가격 안정성을 보장하였고, 전력 공급 안정성을 유지하기 위해 용량시장을 도입하여 필요한 전력설비의 적정 용량을 확보

하였다(Grubb and Newbery, 2018).

2024년 5월, EU는 재생에너지에 대한 양방향 차액계약제도(Two-way CfD)를 포함한 전력시장 개편 규정 및 지침 개정안을 승인하였다. 이는 러시아의 우크라이나 침공 이후 천연가스 가격 급등으로 인한 전력 가격 변동성 문제를 완화하기 위한 조치로, 에너지 가격 안정성과 재생에너지 보급 확대를 동시에 추구하는 방향으로 설계되었다.²⁸

일본은 2023년에 장기 탈탄소 전원 경매 제도를 도입하여 탈탄소 전원 확보를 위한 경매 시장을 운영하고 있다. 이 제도의 대상에는 CCS(탄소 포집 및 저장) 화력발전, 암모니아 혼소 화력발전, 양수발전, 에너지저장 장치 그리고 재생에너지 등이 포함된다. 이를 통해 일본은 장기적으로 탈탄소 전원 공급을 확대하고, 저탄소 경제로의 전환을 가속화하려는 목표를 가지고 있다.²⁹

미국 PJM 전력시장은 청정에너지 전환을 가속화하고 지역 간 전력 수급 불균형을 해소하기 위한 방안으로 선도 청정에너지 시장(Forward Clean Energy Market: FCEM)과 통합 청정용량시장(Integrated Clean Capacity Market: ICCM)의 도입을 검토했다. 선도 청정에너지 시장은 기존에 운영되던 RPS에서 발급되는 REC에 대한 선도시장을 구축하는 방식이고, 통합 청정용량시장은 재생에너지를 포함하는 청정에너지에 대해 별도의 용량시장을 운영하는 방식이다.³⁰ 이 두 시장은 PJM 관할 지역 내 주(州)별로 상이하게 운영되던 RPS를 통합하여 효율적이고 광역적인 청정에너지 거래 체계를 구축하고, 재생에너지 및 청정에너지 공급의 안정성을 제고함으로써 지역 간 전력 수급 불균형 문제를 해소할 수 있는 중요한 해결책이 될 것으로 기대되었다. 이러한 시장 메커니즘의 도입은 장기적인 청정에너지 투자 유인을 제공하고, 탄소중립 목표 달성을 위한 전력 부문의 역할을 강화하는 데 기여할 것으로 예상되었다.³¹ 다만, 현

28 European Council, "Electricity market reform: Council signs off on updated rules," 2024. 5. 21.

29 OCCTO, 「長期脱炭素電源オークションの概要について(応札年度: 2023年度実施分)」, 2023. 6.

30 PJM, "Clean Attribute Procurement Package/Proposal Matrix," 2023. 5. 23(<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/capstf/2023/20230523/20230523-item-06---solutions-matrix---capstf.ashx>, 접속일: 2024. 12. 2).

재는 PJM 내부의 이견과 FERC의 관할 여부 등으로 인해 논의가 중단된 상황이다.³²

3. 에너지저장장치에 대한 수요 증가

에너지저장장치는 다양한 에너지원으로 생산된 전기를 저장하고, 저장된 전기를 공급할 수 있는 핵심 기술이다. 양수발전이나 리튬이온 배터리 등이 이에 속한다. 전력의 초과 공급 및 수요 상황에 대응하며, 주파수 조정과 같은 기능도 수행하여 전력시스템의 안정성을 높인다. 특히 재생에너지의 변동성을 제어하는 역할로 인해 에너지저장장치의 수요는 급증하고 있으며, 제11차 전력수급기본계획 실무안에 따르면 2038년까지 21.5GW의 장주기 에너지저장장치가 필요할 것으로 전망된다.³³

그러나 에너지저장장치 보급은 당초 계획보다 지연되고 있다. 이는 타 전원에 비해 높은 설비단가와 미흡한 보상체계가 주요 원인으로 지적된다.³⁴ 에너지저장장치가 제공하는 다양한 기능이 시장에서 적절히 평가되고 투자를 유도해야 하지만, 실시간 가격 변동성이 억제되는 현 전력시스템에서는 에너지저장장치에 대한 충분한 보상이 이루어지기 어려운 상황이다. 이를 해결하기 위해서는 에너지저장장치의 다양한 기능이 전력시장에 미치는 영향에 대한 가치 평가와 보상체계의 개선이 요구된다.

31 RMI, “Scaling Clean: Assessing Market Options for Clean Energy and Capacity in PJM,” 2022.

32 PJM, Procurement of Clean Resource Attributes(<https://www.pjm.com/committees-and-groups/issue-tracking/issue-tracking-details.aspx?Issue=9379608b-7629-4622-8bbd-79f590b77a4d>, 접속일: 2024. 12. 2).

33 산업통상자원부, 「제11차 전력수급기본계획 실무안 공개」, 2024. 5. 31.

34 한국에너지기술연구원, 『에너지저장장치(ESS) 시장 동향 및 전망』, 글로벌 에너지 동향 이슈 보고서, 2021년 12월호, 2021.

제4절 기존 문헌

국내 전력시장 구조의 개선 과제와 시사점을 도출하기 위해서는 공급 안정성과 효율성을 동시에 개선할 수 있는 시장 세분화에 대한 논의가 필요하다. 이는 전력시장의 기능과 발전원의 특성을 고려하여 기능별·발전원별로 세분화하는 방식으로, 전력 공급의 안정성과 효율성을 높이는 데 중요한 역할을 할 수 있다.

재생에너지 비중이 증가하면서 전력 수요와 공급의 불확실성이 커짐에 따라, 용량보상제도의 역할과 운영방식을 재정립할 필요성이 높아지고 있다. 본 연구는 설비투자에 대한 보상을 위한 용량시장의 영향을 분석한 연구들과 연결되어 있다(Joskow and Tirole, 2007; Bajo-Buenestado 2017; 이수일, 2013). 해당 연구들은 주로 현물시장에서 전력도매가격에 상한 규제가 존재함에 따라 수익 부족 문제(missing money problem)가 발생하고 발전설비 투자가 충분히 이루어지지 않는 자원적정성 문제를 분석한다. 이러한 경우 선도시장에서의 용량시장 도입은 용량(capacity)이라는 상품에 대한 추가적인 보상을 통해 전력시장 전반의 효율성과 안정성을 개선하는 역할을 한다. 한편, Antweiler and Muesgens(2024)는 전력시장의 발전원이 재생에너지와 에너지저장장치만으로 구성된다면 용량시장과 같은 선도시장이 없는 에너지단일시장(energy-only electricity markets)만으로도 충분하다고 보았다.

재생에너지는 간헐성과 변동성이 크기 때문에, 전력 공급의 안정성을 보장하기 위한 용량보상제도의 기능 강화, 변동성을 보완할 수 있는 실시간시장 및 보조서비스 시장의 도입이 요구된다. 이러한 기능별 세분화는 재생에너지의 변동성을 효과적으로 관리하고 안정적인 전력 공급을 지원하는 전력시장 체계를 구축하는 데 기여할 것이다.

본 연구는 재생에너지 비중의 변화가 전력시장과 전력도매가격에 미치는 영향을 분석한 연구들과도 연결된다(Benhmad and Percebois, 2018; 유종민·이서진, 2022). 연료비가 발생하지 않는 재생에너지의 비중 증가는

현물시장의 전력도매가격을 하락시켰지만, 동시에 전력시장 전반의 변동성을 증가시키고 기존 발전소의 수익성을 감소시킬 수 있다. Peura and Bunn(2021)은 재생에너지 비중이 증가하면 기존 발전원의 전력 공급자들이 불리한 현물시장 포지션을 우려하여 선도시장에서 설비투자를 감소시킬 수 있다고 보았다. 이로 인해 발생하는 자원적정성 문제가 현물시장 가격 효과를 상쇄하여, 재생에너지 비중 증가가 오히려 전력도매가격을 상승시킬 가능성 역시 있다.

한편, 재생에너지 비중이 증가함에 따라 전력시장에서 에너지저장장치의 역할이 강조되고 있다. Danthine and Zerain(2024)은 에너지저장장치의 이러한 이점에도 불구하고, 보조서비스 시장의 작은 규모와 규제 불확실성 등으로 인해 에너지저장장치에 대한 투자는 여전히 경제적 리스크가 존재한다고 밝혔다. 그리고 용량시장이나 차액계약제도, PPA 등을 통해 장기적인 수익 확실성을 확보하고 포트폴리오 다각화를 통해 이러한 경제적 리스크를 완화하는 방안을 제시하였다.

국내 전력시장 구조의 개선을 위해서는 전력시장의 기능별·발전원별 세분화 방식을 통해 공급 안정성 및 효율성을 확보하고 재생에너지 확대를 위한 지속가능한 정책방안을 마련하는 것이 중요하다. 이러한 세분화를 기반으로 전력시장 운영의 효율성을 높이고, 탈탄소 전환을 가속화할 수 있을 것이다. 이하에서는 전력시장의 구조와 보상체계가 발전원별 설비투자와 전력생산 의사결정에 미치는 영향을 분석하기 위한 모형을 설계한다. 이를 통해 용량시장과 재생에너지 및 에너지저장장치에 대한 보급 정책의 차이가 전력시장에 미치는 영향을 분석한다.

제3장

모형 분석

본 장에서는 전력시장을 고도화하는 과정에서 선도시장을 도입하는 기
능별 세분화와, 발전원별로 시장을 구분하는 발전원별 세분화의 영향을
분석한다. 이를 위해 모형을 설계하고 균형을 분석하여 전력시장 구조와
재생에너지 및 에너지저장장치의 보급 정책에 대한 정책적 시사점을 도
출하기 위한 결과를 제시한다.

제1절 모형

본문에서는 우선적으로 세 가지 종류의 발전원 타입을 고려한다
($j = s, r, e$).³⁵ s 는 가스발전, r 은 태양광이나 풍력과 같은 재생에너지 발
전, e 는 에너지저장장치를 의미한다. 각 발전원들은 전력 공급 및 운영
방식, 고정비와 변동비 비중, 직면하는 불확실성 등에서 차이를 보인다.

가스발전은 화석연료 기반의 발전방식으로, 연료비에 따른 변동비가
상당히 높은 편이다. 하지만 높은 유연성을 지니고 있어서 수요 변화에
신속하게 대응할 수 있다. 태양광 및 풍력과 같은 재생에너지 발전원은
전력생산 여부가 자연 자원의 가변성에 크게 의존하기 때문에, 기상 조

35 부록 2에서는 원전과 같은 기저발전을 추가하여 다룬다.

건 및 자연환경의 변화에 따라 전력생산이 불규칙적이고 전력생산량이 달라질 수 있다. 초기 설치비용이 높아 고정비가 상당히 큰 반면, 연료비가 거의 발생하지 않아 변동비는 매우 작다. 에너지저장장치는 주로 재생에너지의 간헐적 특성을 보완하기 위해 잉여 전력을 저장하고 필요시 공급하는 역할을 한다.

본 연구에서의 의사결정 순서에서는 발전설비에 대한 투자와 실제 전력이 생산되어 공급되는 시점을 구분한다.³⁶ 우선 선도시장(forward market)에서는 모든 발전설비 i 가 동시에 발전설비 용량투자(m_i^j)에 대해 의사결정을 한다. 여기에서 j 는 발전원의 타입을 의미하고, i 는 특정 발전설비를 의미한다. 각 발전원에 발전설비는 N_j 개가 있다고 가정한다.

개별 발전설비의 선도시장에서 의사결정이 완료된 이후에는 M^j 가 모두에게 알려진다($M^j = \Sigma_i m_i^j$). 이후 진행되는 현물시장(spot market)은 실시간시장만을 의미하며, 이 시점에서는 수요와 공급의 불확실성이 모두 해소된 상태를 고려한다.³⁷ 현물시장에서는 모든 발전원의 각 발전설비들이 전력생산량을 결정한다($q_{i,t}^j$ for $j = s, r, e$).

현물시장의 시점은 재생에너지의 생산 가능 여부에 따라 다시 둘로 구분된다. 예를 들어 태양광 발전은 낮에만 전력을 생산할 수 있고 밤에는 전력 공급이 불가능하다. 따라서 현물시장은 재생에너지가 공급될 수 있는 시점($t = 1$)과 공급되지 않는 시점($t = 2$)으로 구분된다.

36 본 연구는 기본적으로 반복되지 않는 하나의 투자 및 생산 기간을 고려한다. 단일 생산 및 소비 기간만을 고려하더라도 기본적인 직관은 달라지지 않으며, 의사결정 기간이 반복되는 상황을 고려할 경우 표기와 계산상의 복잡성이 과도하게 증가할 우려가 있다.

37 부록 2에서는 기저발전과 더불어 하루전시장에 대한 분석을 추가적으로 고려한다. 하루전시장에서는 전력 수요와 공급의 불확실성이 선도시장보다는 작지만, 실시간시장보다는 여전히 크다.

1. 발전원별 특징

가. 재생에너지의 공급 불확실성

재생에너지 발전설비는 $t = 1$ 시점에만 전력생산이 가능하고 $t = 2$ 시점에는 전력생산이 불가능하다. $t = 1$ 시점의 공급량은 설치된 설비용량 뿐만 아니라 기상 조건에도 영향을 받아 결정된다.³⁸ 기상 조건은 외생적 요인에 의한 불확실성을 내포하고 있어, 이 외생적 요인에 따라 설치된 설비용량(m^r) 중 실제로 얼마나 전력을 공급할 수 있을지가 결정된다($q^r = \epsilon m^r$). 여기서 ϵ 은 재생에너지 발전설비의 공급 효율로, $\epsilon = \mu_\epsilon + \delta_\epsilon$ 이다. μ_ϵ 은 평균적인 재생에너지 발전설비의 공급 효율로, 모두에게 알려진다. 반면, δ_ϵ 은 분포함수 G_ϵ 에 의해 생성된 변수로($\delta_\epsilon \sim G_\epsilon$), 기댓값은 0이고 분산은 σ_ϵ^2 이다($\delta_\epsilon \in [-\mu_\epsilon, 1 - \mu_\epsilon]$, $E\delta_\epsilon = 0$, $var\delta_\epsilon = \sigma_\epsilon^2$).

한편, 재생에너지 발전설비에서는 연료비가 별도로 발생하지 않고, 설비용량 투자에 대한 고정비만 발생한다. 따라서 개별 재생에너지 발전설비의 이익함수는 다음과 같다.

$$\pi^r = P_1 q^r - k^r m^r \tag{1}$$

여기서 P_1 은 $t = 1$ 시점의 전력도매가격, k^r 은 재생에너지 건설투자비, q^r 은 재생에너지 발전설비의 발전량, m^r 은 재생에너지 발전설비의 설비용량이다.

38 2022년 기준 국내 재생에너지의 원별 생산량 비중은 태양광 46.8%, 바이오 30.9%, 폐기물 8.9%, 풍력 5.1%로 나타났다(한국에너지공단 신·재생에너지센터, 「2022년 신·재생에너지 보급통계」). 이 중 보급 확대의 주요 대상으로 설정된 태양광과 풍력의 상대 비중은 각각 90.2%와 9.8%로, 태양광이 상대적으로 높은 비중을 차지하고 있다. 이에 따라 본 연구는 분석의 단순화를 위해 재생에너지 중 태양광에 초점을 맞추어 분석을 진행한다. 다만, 풍력을 추가로 고려할 경우 태양광과는 다른 불확실성을 반영해야 하며, 시점별($t = 1$ 과 $t = 2$)로 상이한 생산량을 보일 가능성이 있음을 고려해야 한다.

나. 가스발전

가스발전은 재생에너지와 달리 현물시장에서 자체적으로 공급량을 결정한다.³⁹ 가스발전은 유연성 자원으로서 $t=1$ 시점과 $t=2$ 시점에 각기 다른 전력량을 공급할 수 있다. 다만, 설치된 설비용량 규모 이상으로는 생산할 수 없고, 전력생산을 위해서는 연료비(c^s)가 발생한다. 따라서 개별 가스발전 발전설비의 이익함수는 다음과 같다.

$$\pi^s = \sum_t (P_t - c^s) q_t^s - k^s m^s \quad (2)$$

여기에서 P_t 는 t 시점의 전력도매가격이고, c^s 는 가스 연료비, k^s 는 가스발전 건설투자비, q_t^s 는 가스발전의 t 시점 발전량, m^s 는 가스발전 설비의 설비용량이다. 가스발전 설비의 발전량은 모든 시점에 있어서 설비용량보다는 작게 제한된다($\max\{q_1^s, q_2^s\} \leq m^s$).

다. 에너지저장장치

에너지저장장치는 잉여 전력을 저장하고 필요할 때 방출하는 역할을 하는 장치로, 저장량과 공급량은 현물시장에서 결정된다. 다만, 기존에 저장한 양만큼만 공급이 가능하다는 제약이 있다($q_t^e \leq d_{t-1}^e$).⁴⁰ 에너지저장장치는 별도의 연료비가 발생하지 않는 대신, 저장 시점의 전력도매가격이 연료비 역할을 한다. 에너지저장장치의 저장 및 공급은 에너지의 미래가치와 현재가치의 차이에 따라 결정되며, 전력시장에 추가적인 시점 간(intertemporal) 역동성을 발생시킨다. 따라서 개별 에너지저장장치의 이익함수는 다음과 같다.

$$\pi^e = (P_2 q_2^e - P_1 d_1^e) - k^e m^e \quad (3)$$

39 현물시장에서는 전력 수요와 공급의 불확실성이 모두 해소된 상태를 가정한다.

40 q_t^e 는 t 시점 에너지저장장치의 공급량이고, d_{t-1}^e 은 $t-1$ 시점의 저장량이다. 본 연구에서는 에너지저장장치의 저장 효율 및 손실률에 대해서는 고려하지 않는다. 한편, 초기 저장량은 0으로 가정한다($d_0 = 0$).

여기서 k^e 는 에너지저장장치 건설투자비, q_2^e 는 에너지저장장치 설비의 공급량, m^e 는 에너지저장장치 설비의 설비용량이다. 에너지저장장치는 저장량보다 더 많이 공급할 수는 없고, 저장량 역시 설비용량보다는 작게 제한된다($q_2^e \leq d_1^e \leq m^e$).

본 연구에서는 우선 정책목표에 따라 전체 설비의 용량이 결정되는 재생에너지와 에너지저장장치의 전체 용량인 M^r 과 M^e 가 사전에 결정되어 있다고 가정한다.

2. 의사결정

가. 시점별 수요의 불확실성

기업 PPA나 비계량 태양광의 확산으로 인해 재생에너지의 전력생산 여부는 전력 공급의 불확실성뿐만 아니라 수요의 불확실성에도 영향을 미칠 수 있다. 전력시장의 수요와 공급은 모두 태양광과 같은 재생에너지의 전력생산 가능성에 의해 영향을 받을 수 있기 때문에, 수요의 불확실성 역시 공급 불확실성과 동일한 시점별로 구분하여 변동성을 고려한다. 따라서 본 연구에서는 시점별로 전력 수요와 공급이 달라진다. 다만, 전력 수요는 공급과 달리 재생에너지의 전력생산 여부에 의해서만 영향을 받지는 않기 때문에, 재생에너지 공급의 불확실성과는 구분하여 표시한다.⁴¹

또한 전력도매시장에서의 수요 측 구매자는 가격수용자(price taker)로 행동하며, 실현된 시장가격으로 전력을 조달한다고 가정한다(Peura and Bunn, 2021)($D_t = \max\{a + \theta_t + D_t^e - P_t, 0\}$). 이 중 a 는 시점에 따라 달라지지 않는 반면, θ_t 는 시점별로 달라진다($\theta_t = \mu_t + \delta_t$, $t = 1, 2$). δ_t 는 분포함수 G_t 에 의해 생성된 변수로, 시점별로 독립적으로 생성된다

41 전력 수요 측면에서 변동성을 야기하는 기업 PPA나 비계량 태양광의 규모는 중앙 전력시장의 재생에너지 규모인 M^r 과는 구분된다.

$(\delta_t \sim G_t, t=1,2)$. δ_t 의 기댓값은 0이고 분산은 σ_t^2 이다($\delta_t \in [\underline{\delta}, \bar{\delta}]$, $E\delta_t = 0, \text{var}\delta_t = \sigma_t^2$ for $t=1,2$).

D_t^e 는 t 시점 에너지저장장치의 수요량이고, 총수요는 가격 상승에 따라 줄어든다고 가정한다. 한편, t 시점의 총 전력공급량은 개별 발전설비의 공급량을 모두 합하여 결정된다($Q_t = \sum_j Q_t^j$). 여기서 $Q_t^j = \sum_i q_{t,i}^j$ 는 t 시점의 발전원 j 의 총공급량이다.⁴² 그리고 균형에서는 총수요와 총공급량이 일치한다($D_t = Q_t$).⁴³

나. 기대 효용

선도시장에서 개별 발전설비와 구매자는 현물시장에서의 이익에 대한 변동성을 줄이고자 한다고 가정한다.⁴⁴ 이들은 기대 이익과 이익 변동성에 대한 페널티를 결합한 선형 함수로 정의된 기대 효용을 최대화하기 위해 의사결정을 한다(Bessembinder and Lemmon, 2002; Peura and Bunn, 2021).

$$u^j = E\pi^j - \frac{\lambda}{2} \text{var}\pi^j \quad (4)$$

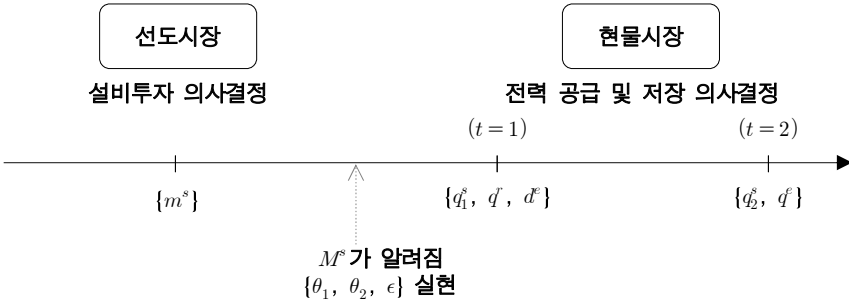
여기서 λ 는 발전설비 투자의 의사결정자들의 이익 변동성에 대한 위험 회피 수준을 결정한다. 본 분석에서는 $\lambda \geq 0$ 인 경우에 초점을 맞춘다.

다. 의사결정 순서

종합하면 본 모형에서의 의사결정 순서는 다음과 같다. 우선 재생에너지와 에너지저장장치의 설비용량인 M^r 과 M^e 가 주어진 선도시장에서 개별

42 개별 발전설비와 관련된 변수는 소문자로 표기하고, 발전원별 혹은 전력시장 전체와 관련된 변수는 대문자로 표기한다.
 43 본 연구에서는 분석의 편의를 위해 공급량 변화를 통해 수요와 공급이 일치한다고 가정한다. 이로 인해 정전이 발생하지 않고 할당(rationing)이 필요하지 않다.
 44 여기서 구매자는 전력도매시장에서의 구매자로, 국내 전력도매시장에서는 한국전력이 독점적 구매자의 역할을 한다.

[그림 3-1] 의사결정 순서



자료: 저자 작성.

가스발전 설비들은 u^s 를 극대화하기 위한 m^s 를 선택한다.⁴⁵ 그리고 전체 가스발전 설비용량 M^s 가 알려지고, 수요와 공급의 불확실성인 $\theta_1, \theta_2, \epsilon$ 이 실현되고 알려진다. 이후 현물시장에서는 t 시점별로 π^j 를 극대화하기 위한 q_t^j 와 d_t^e 가 결정된다. $t=1$ 시점에는 재생에너지를 비롯한 가스발전 등이 전력 공급량을 결정하고 에너지저장장치가 저장량을 결정한다. $t=2$ 시점에는 가스발전과 에너지저장장치가 공급량을 결정한다.

제2절 균형 분석

설비투자 및 전력 공급의 의사결정 과정에 순서가 존재하므로, 역진귀납법(Backward Induction)을 통해 최적 의사결정과 균형을 구한다. 의사결정 순서가 선물시장과 현물시장으로 이루어지고 현물시장에서는 $t=1$ 과 $t=2$ 순서로 의사결정이 이루어지므로, 균형분석은 반대로 진행된다.

⁴⁵ 선도시장에서 중요한 용량보상제도는 발전사업자가 전력 공급 능력을 유지하는 데 필요한 용량에 대해 별도의 보상을 지급함으로써 수익 부족 문제를 해소하고, 적절한 발전설비 투자를 유도하는 역할을 한다. 따라서 용량보상제도는 전력시장에서 마지막으로 가동되어 전력을 공급하는 발전기인 한계발전기를 대상으로 한다. 국내 전력시장에서는 주기적인 가동이 이루어지지 않기 때문에 수익이 불안정할 수 있는 가스발전 설비가 대표적인 사례이다.

1. 현물시장의 $t = 2$ 시점

현물시장에서는 수요와 공급 측면의 불확실성이 사라진 상황으로, θ_1 과 θ_2 , ϵ 은 이미 알려져 있다. 또한 $t = 2$ 시점에는 $t = 1$ 에서 결정된 발전원별 공급량(Q_1^j , $j = s, r, e$)과 에너지저장장치의 수요량(D_1^{e*})이 모두에게 알려져 있다.⁴⁶

한편, 발전원 중 재생에너지는 $t = 1$ 시점에만 전력을 공급할 수 있으므로, $t = 2$ 시점에 전력 공급에 대한 의사결정을 하는 발전원은 가스발전과 에너지저장장치이다($Q_2 = Q_2^e + Q_2^s$).

개별 가스발전 설비는 $t = 2$ 시점에 다음의 이익함수를 극대화하기 위해 q_2^{s*} 를 선택한다.

$$\max_{q_2^s} \pi^s = (P_1 - c^s)q_1^s + (P_2 - c^s)q_2^s - k^s m^s \quad (5)$$

위의 이익함수를 극대화하는 q_2^{s*} 는 $q_2^{s*} = \min\{m^s, \bar{q}_2^{s*}\}$ 으로, $\bar{q}_2^{s*} = \frac{1}{N^s + 1}(a + \theta_2 - c^s - D^{e*})$ 이다.⁴⁷

에너지저장장치의 의사결정은 상대적으로 단순하다. 에너지저장장치는 별도의 추가 연료비가 발생하지 않으므로, $t = 2$ 시점에는 사전에 저장한 전력을 모두 공급하는 것이 최적이다($q_2^e = d_1^{e*}$).

2. 현물시장의 $t = 1$ 시점

현물시장의 $t = 1$ 시점 역시 $t = 2$ 시점과 마찬가지로 수요와 공급의 불확실성은 사라진 상황이다. 에너지저장장치는 의사결정이 시작되는 시점에 저장한 양이 없다고 가정하고 있으므로, $t = 1$ 시점에 공급할 수 있는 양이 없다($Q_1^e = 0$). 그리고 재생에너지의 공급량은 설비가 설치된 이

⁴⁶ 현물시장에서의 균형은 *, 선도시장에서의 균형은 **로 표기한다.

⁴⁷ 만약 $\bar{q}_2^{s*} \leq m^s$ 라면 주어진 설비용량하에서 최적의 전력량을 공급할 수 있지만, $\bar{q}_2^{s*} > m^s$ 라면 주어진 설비용량만큼만 전력을 공급할 수 있다.

후에는 기상 조건 등 외생적인 요인에 의해 결정된다. 따라서 $t=1$ 시점에는 가스발전과 재생에너지가 전력을 공급하지만, 공급에 대해 의사결정하는 발전원은 가스발전만 남는다.

개별 가스발전 설비는 $t=1$ 시점에 다음의 이익함수를 극대화하기 위한 q_1^{s*} 를 선택한다.

$$\max_{q_1^s} \pi^s = (P_1 - c^s)q_1^s + \pi_2^* - k^s m^s \quad (6)$$

위의 이익함수를 극대화하는 q_1^{s*} 는 $q_1^{s*} = \min\{m^s, \bar{q}_1^{s*}\}$ 으로, $\bar{q}_1^{s*} = \frac{1}{N^s + 1}(a + \theta_1 + D^{e*} - \epsilon M^r - c^s)$ 이다.

한편, $t=1$ 시점에는 발전설비들의 공급량뿐만 아니라, 에너지저장장치들의 저장량에 대한 의사결정도 이루어진다. 에너지저장장치는 $t=1$ 시점에 주어진 설비용량하에서 $P_2 \geq P_1$ 인 경우에만 저장한다. 만약 $P_2 < P_1$ 인 상황이라면 저장할수록 손해가 발생하게 되므로 전력을 저장하지 않는다. 즉, 오직 $P_2 \geq P_1$ 인 경우에만 $d^{e*} \geq 0$ 이다. 결과적으로 $d^{e*} = \min\{m^{e*}, \bar{d}^{e*}\}$ 으로, 여기에서 \bar{d}^{e*} 는 다음과 같다.

$$\bar{d}^{e*} = \begin{cases} \frac{1}{2(N^e + 1)}(\theta_2 - \theta_1 + \epsilon M^r + Q_1^{s*} - M^s) & \text{if } M^s \leq \bar{Q}_1^{s*} \\ \frac{1}{2(N^e + N^s + 1)}(\theta_2 - \theta_1 + \epsilon M^r) & \text{if } M^s > \bar{Q}_1^{s*} \end{cases} \quad (7)$$

따라서 에너지저장장치의 저장량 및 공급량은 $t=2$ 시점의 수요가 $t=1$ 시점에 비해 충분히 크고 재생에너지 발전량이 충분히 많을수록 증가한다. 결과적으로 에너지저장장치의 저장량 및 공급량은 재생에너지 효율과 연결되어 있다.

정리 1. 에너지저장장치의 최적 저장량인 \bar{d}^{e*} 는 시점별 가격을 완전히 평탄화시킬 수 있는 규모인 \tilde{d}^e 보다 작게 결정된다($\bar{d}^{e*} < \tilde{d}^e$).

증명. 부록 참조.

에너지저장장치가 스스로 이익을 극대화하기 위해 저장량 및 공급량을 결정한다면, $P_1 = P_2$ 와 같이 완전한 가격 평탄화가 가능한 경우에도 이 보다는 적게 저장한다. 따라서 $t=1$ 시점의 가격이 $t=2$ 시점보다 낮게 형성되고($P_1 < P_2$), 가스발전의 공급량 역시 $t=1$ 시점에 낮게 결정된다($\bar{q}_1^{s*} < \bar{q}_2^{s*}$).

수요 증가가 가스발전 공급량과 에너지저장장치의 수요량 및 공급량에 미치는 영향은 시점별로 차이가 있다. 각 시점에서 유연하게 전력을 공급할 수 있는 가스발전의 경우, 모든 시점의 수요는 가스발전의 공급량을 증가시킨다. 따라서 $\frac{\partial \bar{Q}_t^s}{\partial \theta_k} > 0$ for $k=1,2, t=1,2$ 가 된다.

반면, $t=1$ 시점에 전력을 저장하고 $t=2$ 시점에 전력을 공급해야 하는 에너지저장장치의 경우, $t=1$ 시점의 수요가 증가하면 저장량을 줄이고 $t=2$ 시점의 수요가 증가하면 저장량을 늘린다. $t=1$ 시점의 수요 증가는 전력을 저장해야 할 에너지저장장치에 있어 구매가격의 상승을 의미하므로 저장량을 줄이게 된다. 반면, $t=2$ 시점의 수요 증가는 에너지저장장치 입장에서 판매가격의 상승을 의미하므로 저장량을 늘리게 된다. 따라서 $\frac{\partial \bar{D}_1^e}{\partial \theta_1} < 0$ 이고, $\frac{\partial \bar{D}_2^e}{\partial \theta_2} > 0$ 이 된다.

3. 선도시장

가. 자원적정성 문제

이제 선도시장에서의 투자 의사결정에 대해 살펴본다. 우선 재생에너지와 에너지저장장치의 설비용량은 주어져 있다고 가정하므로,⁴⁸ 가스발전의 설비투자 의사결정을 중심으로 살펴본다.⁴⁹

48 본 연구에서 재생에너지와 에너지저장장치에 대한 설비용량 규모는 전력수급기본계획 등에 의해 사전에 결정된다고 가정한다. 즉, 용량시장이 도입되더라도 발전원별 설비용량은 전력수급기본계획에서 결정되는 상황을 고려하고 있다. 다만, 재생에너지와 에너지저장장치에 대한 보급 목표를 비용효과적으로 달성하기 위한 보급 정책에 대해 본 장의 제3절 및 제4장에서 논의한다.

$$\max_{m^s} u^s = E\pi^s - \frac{\lambda^s}{2} \text{var}\pi^s \quad (8)$$

여기에서 $\pi^s = (P_1 - c^s)q_1^s + (P_2 - c^s)q_2^s - (k^s - P_x)m^s$ 이다. P_x 는 용량가격으로, 설비용량을 유지하는 데 따른 보상이다.

정리 2. 용량가격이 $P_x = 0$ 이면, 가스발전 설비는 현물시장에서 필요한 최적 공급량보다 작은 규모로 선도시장에서 설비용량을 투자한다($m_x^{s**} < E\bar{q}_2^{s*}$).

증명. 부록 참조.

정리 2는 선도시장 시점에서 기대 효용을 최대화하는 설비투자 규모는 현물시장에서 판단할 때 이익을 최대화하는 전력 공급량보다 작게 결정된다는 것을 보인다. 즉, 현물시장에서 필요하게 될 설비용량 규모보다 선도시장에서 적게 투자하는 자원적정성 문제가 발생한다. 이 결과는 에너지시장의 가격상한에 따른 수익 부족 문제(missing money problem)뿐만 아니라, 발전설비 투자자들의 위험 회피 성향으로 인해 자원적정성 문제도 발생할 가능성이 있음을 시사한다.

나. 유연한 용량가격의 중요성

본 연구에서 용량가격은 자원적정성 문제를 해결하기 위해 설비용량 투자를 유도하는 인센티브 규모로 정의된다. 즉, 선도시장에서의 최적 설비용량과 현물시장에서의 최적 공급량에 대한 기댓값이 일치하는 수준에서 용량가격이 결정된다. 이 경우 용량가격 P_x^{**} 는 $m_x^{s**} = E\bar{q}_2^{s*}$ 인 수준에서 결정되어서, 실제 현물시장에서 필요할 것으로 기대되는 규모만큼의 설비가 공급될 수 있도록 돕는다.⁵⁰

49 선도시장의 용량보상제도는 한계발전기에 대한 투자 부족으로 발생하는 자원적정성 문제를 완화하기 위해 활용되며, 일반적으로 한계발전기인 가스발전의 신규 진입 비용을 보상하는 형태로 이루어진다.

50 용량가격을 이와 같이 정의함으로써, 전체 공급량은 고정시켜서 재생에너지의 공급량

다음의 정리 3은 용량가격의 변화가 전력시장의 불확실성과 연결되어 있음을 보인다.⁵¹ 재생에너지 설비용량이 증가할수록 전력시장의 불확실성이 증가하고, 이로 인해 가스발전에 대한 투자가 감소할 여지가 증가하기 때문에 용량가격은 상승한다. 반면, 에너지저장장치 설비용량이 증가할수록 전력시장의 불확실성은 감소하고 용량가격이 하락한다. 즉, 자원적정성 문제를 해결하기 위한 용량가격은 재생에너지와 에너지저장장치의 설비용량에 따라 변화한다. 따라서 용량가격은 장기간 고정적으로 운영되기보다는, 재생에너지와 에너지저장장치의 설비용량에 따라 유연하게 변화될 필요가 있다.

정리 3.

1. 재생에너지의 설비용량이 증가할수록 용량가격은 상승한다($\frac{\partial P_x^{**}}{\partial M^r} > 0$).
2. 에너지저장장치 규모가 증가할수록 용량가격은 하락한다($\frac{\partial P_x^{**}}{\partial M^e} < 0$).

증명. 부록 참조.

제3절 재생에너지 및 에너지저장장치 보급 정책⁵²

1. 재생에너지 보급 정책의 선도시장 전환

우리나라를 비롯한 많은 국가들이 재생에너지 발전 비중에 대한 연도별 목표를 설정하고 있다. 이러한 목표 설정을 통해 국가 차원에서 에너

증가에 따른 직접적 영향을 배제할 수 있다.

⁵¹ 본 연구의 모형에서 자원적정성 문제는 전력 수요와 공급의 불확실성으로 인해 발생하게 되며, 이를 완화하기 위해 용량가격이 고려되고 있다. 만약 전력 수요와 공급의 불확실성이 존재하지 않는다면, 선도시장에서 자원적정성 문제가 발생하지 않아 용량가격이 별도로 필요하지 않고 재생에너지 설비용량의 증가 역시 용량가격에 영향을 미치지 않게 된다. 한편, 수요의 불확실성이 증가하는 경우가 발생한다면 이는 재생에너지 설비용량이 증가하는 것과 마찬가지로 용량가격의 상승을 불러오게 된다.

⁵² 본 절에서는 분석의 편의를 위해 $\lambda=0$ 을 가정한다.

지 전환의 방향성을 제시하고, 정부와 기업, 투자자들이 구체적인 계획을 수립할 수 있는 기준을 제공한다. 따라서 정책의 일관성을 유지하고 장기적인 계획을 통해 시장 참여자들의 신뢰를 확보하기 위해서는 해당 목표의 달성이 중요하다.

2012년에 도입된 RPS는 그동안 재생에너지 보급을 촉진하는 역할을 했다. 하지만 시간이 지나면서 몇 가지 제도적 한계가 드러났다. 우선 수요 측에서 경쟁 유인이 충분히 작동하지 않아 시장의 활력을 저해하는 문제가 발생하고 있다. 또한 가중치 남용으로 인해 일부 재생에너지 종류에 대한 과도한 보상이 이루어져, 재생에너지 거래시장 전반이 왜곡되는 결과를 초래하고 있다(윤여창, 2023a). 그리고 RPS는 주로 현물시장을 중심으로 운영되고 있어 시장 변동성이 크고 재생에너지 사업자들은 장기적인 수익 예측이 어렵다는 한계가 있다. 가격 불안정성으로 인해 투자 유인이 약화되고, 재생에너지 확산이 지연될 우려가 있다.

이를 해결하기 위해 현물시장 중심의 재생에너지 보급 정책을 선도시장 형태로 전환하는 방안을 고려할 수 있다. 선도시장은 신기술 도입과 투자 확대를 위한 자본 조달이 용이하여, 재생에너지 확산을 가속화하는 역할을 한다. 또한 시장의 안정성과 신뢰를 높여 목표 달성을 위한 기반을 마련한다. 이를 통해 재생에너지 목표를 효과적으로 달성하고, 저탄소 경제로의 전환을 앞당기는 데 중요한 기여를 할 수 있다.

재생에너지 보급 정책을 선도시장으로 전환하여 개선하는 방안으로는 여러 가지 방법을 고려할 수 있다. 이러한 방안들에서는 각각 위험 부담의 정도와 에너지저장장치 보급 수준 간의 상호작용이 다를 수 있으므로, 이를 면밀히 비교하고 분석하는 것이 중요하다. 이를 통해 최적의 정책 방향을 설정하고, 전력시장의 구조를 재생에너지 보급 속도와 맞춰서 지속가능하게 개선할 수 있을 것이다.

가. 발전량 기반 차액계약

재생에너지 보급 정책을 선도시장으로 전환하는 한 방식으로, 영국과

EU 일부 국가에서 활용되는 가격 안정화 메커니즘 중 하나인 발전량 기반 차액계약을 고려할 수 있다. 장기계약으로 이루어지는 차액계약제도는 정부나 규제 당국이 재생에너지 발전사업자와 계약할 때 설정하는 기준가격(strike price)을 바탕으로 운영된다. 이 기준가격은 재생에너지 사업자가 해당 프로젝트에서 수익성을 유지하기 위해 필요하다고 판단되는 전력 가격이다. 전력시장 가격이 기준가격보다 낮을 경우, 정부나 관련 당국은 발전사업자에게 그 차액을 보전해 준다. 반대로 시장가격이 기준가격을 초과하면, 발전사업자는 그 초과분을 정부나 관련 당국에 환급한다. 즉, 시장가격이 낮을 때에도 발전사업자에게 안정적인 수익을 보장하고, 시장가격이 높아지더라도 예측 이상의 수익을 얻지 않도록 함으로써 시장을 유지하는 장치인 것이다.

발전량 기반의 차액계약은 발전소가 실제로 생산한 전력량을 기준으로 정산되는데,⁵³ 시장가격과 기준가격 간의 차액이 실제 전력 공급량에 따라 정산되는 구조이다(그림 3-2).

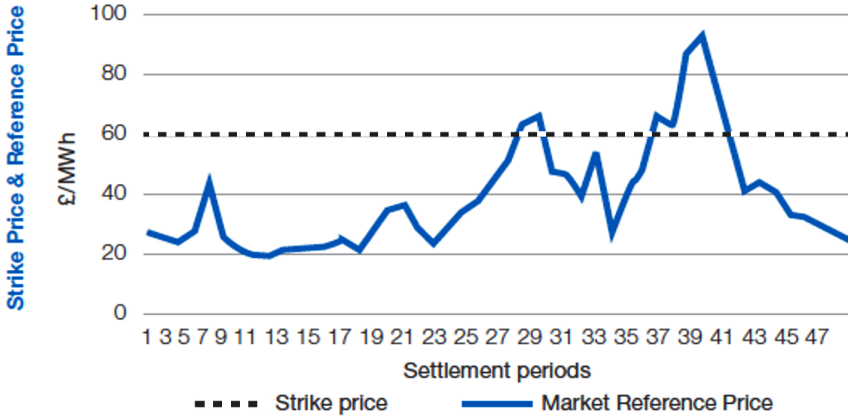
발전량 기반의 차액계약제도를 고정가격 형태로 적용하면, 재생에너지 발전설비의 이익 함수를 다음과 같이 표기할 수 있다.

$$\pi_{CFD}^r = P_{CFD} q^r - k^r m^r \quad (9)$$

P_{CFD} 는 전력생산량 기준으로 적용되는 차액계약의 기준가격이다.

53 일반적으로는 발전량 기반으로 기준 가격을 설정하지만, 발전량 외에도 용량이나 발전 잠재력(Generation-potential-based CfD) 기준 등도 논의되고 있다. 잠재력 기반의 차액계약에서는 설비별로 설비용량과 기상 및 지형 조건, 기술 조건 등을 반영하여 특정 기간 동안 해당 설비에서 생산할 수 있는 잠재력을 기반으로 보상한다. 이 방식은 자산의 실제 생산량 및 급전 여부와 분리하여 지급금을 설정하므로 당일 및 균형 시장과 관련한 급전 비효율성을 제거할 수 있다.

[그림 3-2] 발전량 기반의 차액계약제도 예시



자료: LCCC(2019), p.34.

나. 재생에너지 대상의 용량시장

일본정부는 2020년부터 용량시장을 도입하여 전력 사업자 간의 경쟁을 촉진하고 안정적인 전력 공급을 위한 시장 제도 개선을 추진하였다. 그러나 용량시장 청산가격이 매년 크게 변동함에 따라 전력 공급 안정성에 대한 우려가 제기되었다. 예를 들어 2020년 1차 경매에서의 용량가격은 9,533엔/kW였으나, 2021년 2차 경매에서는 3,109엔/kW, 2022년 3차 경매에서는 5,178엔/kW로 기록되었다(에너지경제연구원, 2023). 이러한 가격 상승은 러시아의 우크라이나 침공으로 인한 연료비 상승과 신규 전력사업자들의 고정가격 계약 확대가 주요 원인으로 지목된다. 한편, 용량시장 경매에서의 0엔/kW 입찰 비중도 가격 변동성에 큰 영향을 미치고 있다. 태양광이나 풍력과 같은 변동성 전원의 99%가 0엔/kW로 입찰하는 현상이 발생하고 있는데,⁵⁴ 이는 재생에너지 비중이 증가할수록 용량가격 변동성이 심화될 수 있음을 시사한다.

일본 용량시장 청산가격의 급격한 변화로 인해, 발전사업자와 신규 전

54 에너지경제연구원, 「일본 최초 용량 시장 입찰 결과 및 시사점」, 세계원전시장 인사이트, 2020. 10. 8.

력사업자들이 장기적인 사업 계획을 수립하기 어려워졌다는 점에서 용량 가격 안정성이 중요한 과제로 대두되고 있다. 2023년 일본은 기존 용량 시장에서 발생한 문제를 해결하고 탈탄소 전원 확대를 촉진하기 위해 20년 장기 탈탄소 전원 용량시장을 도입하였다.⁵⁵ 이 시장은 태양광이나 풍력 등의 재생에너지, 원자력, 에너지저장장치, 양수발전, 수소 및 암모니아 혼소 등 탈탄소 전원을 대상으로 하며, FIT나 FIP 등 기존에 재생에너지 지원금을 받은 전원은 입찰에 참여할 수 없다. 또한 낙찰된 사업자는 용량시장 외에서 발생한 수익의 약 90%를 정부에 환원해야 한다. 이처럼 일본은 발전원별 용량시장을 구분하여, 재생에너지 및 탈탄소 전원에 대한 안정적인 투자환경을 마련하고 장기적인 에너지 전환 목표를 달성하고자 하고 있다.

RMI(2022)에 따르면, 미국 PJM에서 운영 중인 RPS 대신 재생에너지를 비롯한 청정에너지 대상의 용량시장인 통합청정용량시장(ICCM)을 도입할 경우 탈탄소화를 가속화하고 비용 절감 효과를 제공할 수 있는 것으로 나타났다. 특히 재생에너지 보조금 관련 비용이 약 10% 감소할 수 있다는 분석이 제시되었는데, 이는 재생에너지 보급 확산과 함께 시장의 효율성을 높이는 중요한 역할을 할 것으로 평가된다.⁵⁶

재생에너지를 대상으로 하는 용량시장을 본 연구의 모형에서 고려한다면, 재생에너지 발전설비의 이익함수는 다음과 같다.

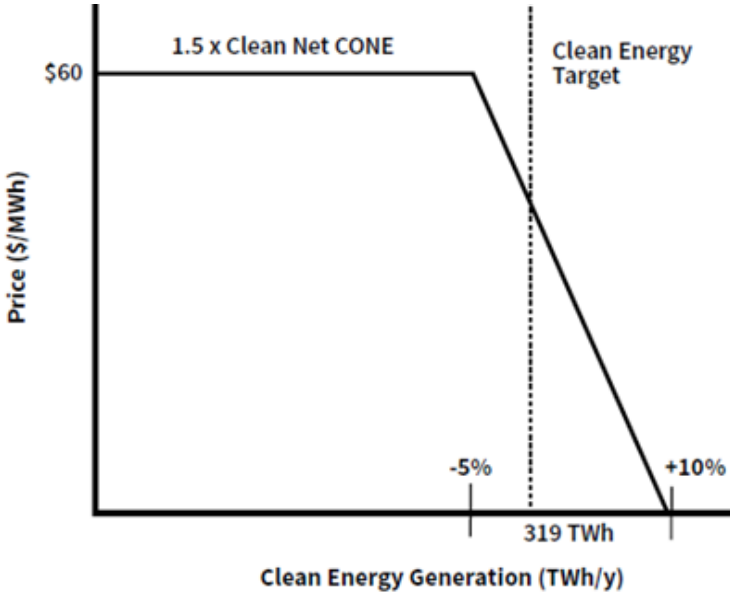
$$\pi_{CM}^r = P_1 q^r - (k^r - P_{CM})m^r \quad (10)$$

P_{CM} 은 재생에너지 발전설비가 용량시장에서 받는 용량가격이다.

55 OCCTO, 「長期脱炭素電源オークションの概要について(応札年度: 2023年度実施分)」, 2023. 6.

56 PJM은 신뢰도와 경제성을 유지하면서 탈탄소화를 가속화하고자 하는데, 현재의 청정에너지 조달 방식에는 몇 가지 한계가 존재한다. 구체적으로 주(州)마다 REC의 정의가 다르고, 청정에너지 자원의 가치를 조달 과정에서 완전히 반영하지 못하고 있으며, 조달 절차가 복잡하다는 점이 문제로 지적되고 있다. 이에 따라 PJM은 청정에너지 자원을 위한 중앙 집중형 시장을 도입할 것을 검토하였다. 그러나 PJM 내부에서의 새로운 청정에너지 시장 도입에 대한 이견 및 FERC의 관할 여부 문제 등으로 인해 현재는 논의가 중단되었다.

[그림 3-3] 미국 PJM의 선도청정에너지시장 우하향 수요곡선 검토안



주: 1) Clean Net CONE은 PJM 내 청정에너지 자원의 신규 진입 비용 중 최댓값으로 가정함.
 2) 예상 전력 수요의 40%인 319TWh를 청정에너지 목표량으로 설정함.

자료: RMI(2022), p.35.

저탄소 전원으로서 재생에너지는 기후변화 대응과 에너지 전환의 핵심 자원으로, 용량시장이 지향하는 장기적인 전력 공급 안정성에 기여할 수 있다. 또한 태양광과 풍력 발전 기술의 발전 및 비용 절감은 재생에너지가 경쟁력 있는 용량을 제공할 잠재력을 높여준다. 하지만 재생에너지는 예비 전력을 준비하는 비용을 보상하는 용량시장에 보편적으로 참여하는데 상당한 도전 과제를 안고 있다. 재생에너지는 전력생산의 간헐성과 변동성으로 인해 예측 가능한 전력 공급을 보장하는 데에는 한계를 지니기 때문이다.⁵⁷ 따라서 본 연구에서 분석하는 재생에너지 대상의 용량시장은 전통적인 의미에서의 용량시장이라기보다는, 재생에너지 보급 정책과 결합한 선도시장의 특성을 지닌 구조로 이해될 수 있다.

57 이를 보완하기 위해 에너지저장장치와 결합하거나 재생에너지의 특성을 반영한 용량 평가 기준의 조정이 요구될 수 있다. 재생에너지의 용량 평가에 대한 요구조건이나 페널티 기준이 엄격해질수록 재생에너지의 용량시장 참여 리스크가 커질 수 있다.

다. 재생에너지 용량시장과 차액계약 비교⁵⁸

저탄소 전환을 위한 재생에너지 보급 정책에서 비용효과는 한정된 예산의 효율적 사용과 정책의 지속가능성 측면에서 중요하다. 비용효과적인 보조금 정책은 재정 부담을 최소화하면서 재생에너지 보급 목표를 효과적으로 달성하는 데 기여한다. 따라서 재생에너지 보급 정책을 비용효과적으로 운영하는 방안을 모색하는 것은 전력시장 설계에서 필수적이다.

차액계약에서는 전력생산량에 따라 재생에너지 공급자에게 고정가격이 지급되기 때문에, 재생에너지 공급 여부에 따른 현물시장의 가격 변동성은 사라진다. 그러나 기상 조건 등에 따라 재생에너지 공급 여부가 결정되며, 보조금도 생산량에 따라 지급되므로 생산량 변동성은 남게 된다. 반면, 재생에너지 용량시장에서는 보조금이 설비용량에 따라 지급되기 때문에 현물시장의 불확실성은 보조금에 영향을 미치지 않으나, 재생에너지 공급 가능 여부에 따라 가격과 생산량이 모두 변동한다.⁵⁹ 따라서 재생에너지 용량시장에 비해 차액계약 방식은 재생에너지 공급자 입장에서 가격 변동성에 대한 위험을 줄이지만, 수량 변동성에 따른 위험을 집중시키게 된다.

다음의 정리 4는 재생에너지 보급 규모가 증가할수록 차액계약제도가 재생에너지 용량시장보다 재생에너지 공급자의 기대 수익을 더 높게 만든다는 점을 보여준다. 재생에너지 용량시장에서는 현물시장 가격이 재

58 현재의 RPS 제도와 재생에너지 대상의 용량시장을 간단히 비교할 수도 있다. RPS에서는 보조금이 재생에너지의 전력생산량 q 에 비례하는 반면, 용량시장에서는 설비용량 m^r 에 비례한다는 점이 주목할 만하다. 재생에너지 공급자 입장에서 보조금이 없는 경우와 비교할 때 용량시장에서는 투자 이후 추가적인 불확실성이 발생하지 않지만, RPS에서는 생산량에 따라 보조금 규모가 달라져 불확실성이 존재한다. 반면, 용량시장에서는 사전에 결정된 설비용량을 기준으로 보조금이 책정되므로 추가적인 위험이 발생하지 않는다. 따라서 RPS에서 용량시장으로 전환할 경우, 동일한 재생에너지 보급 목표를 달성하기 위해 더 적은 보조금이 필요하므로 비용효과성이 높아질 수 있다.

59 식 (10)을 살펴보면, 재생에너지 용량시장에서 재생에너지 공급자가 받는 보조금은 설비용량 규모에 따라 결정되며 현물시장에서의 보상체계와 분리된다. 반면, 식 (9)를 살펴보면 차액계약에서 재생에너지 공급자가 기존 현물시장 $t=1$ 시점의 판매가격 대신 차액계약의 기준가격을 지급받음으로써 현물시장의 가격 불확실성이 해소된다. 대신 판매수량에 따라 수익이 변하는 구조가 된다.

생에너지 공급의 변동성에 따라 변동하여 공급자의 기대 수익이 달라지지만, 차액계약제도에서는 고정된 가격이 적용되므로 가격 변동성에 따른 불확실성이 사라지기 때문이다. 반면, 이는 차액계약제도에서 재생에너지 공급자가 감당하던 기존의 가격 변동성 위험을 구매자가 부담하게 된다는 것을 의미하기도 한다. 그리고 그 변동성의 규모는 재생에너지 보급 규모가 증가함에 따라 함께 상승한다. 즉, 전력시장의 재생에너지 발전설비 규모가 증가하면서 재생에너지 용량시장 대비 차액계약제도에 서 전력구매자가 부담하는 비용이 증가한다는 점을 유의할 필요가 있다.

정리 4.

주어진 재생에너지 설비용량 규모하에서, 재생에너지 용량시장과 차액계약이 재생에너지 공급자에게 동일한 기대수익을 제시한다고 가정하자 ($E\pi_{CM}^r = E\pi_{CFD}^r$).

이러한 경우 재생에너지 설비용량 규모가 증가할수록 재생에너지 공급자의 기대수익은 재생에너지 용량시장보다 차액계약에서 높아지게 된다

$$\left(\frac{\partial(E\pi_{CFD}^r - E\pi_{CM}^r)}{\partial M^r} > 0\right).$$

증명. 부록 참조.

두 방식은 재생에너지 보조금 지급 조건에서도 차이가 발생할 수 있다. 재생에너지 용량시장에서는 현물시장에 참여해 용량 서비스를 제공할 때 용량가격이 지급되므로, 재생에너지 보조금은 실제 전력생산이 아닌 현물시장 참여 여부에 따라 지급된다. 반면, 차액계약에서는 현물시장에서 실제 전력을 공급할 경우 계약된 고정가격의 재생에너지 보조금이 지급된다.

한편, 차액계약제도가 현물시장에서의 전력 공급 여부와 상관없이 항상 고정가격이 지급되는 방식으로 운영된다면, 재생에너지 발전 비중이 높아지는 상황에서도 현물시장의 전력도매가격이 반응하지 않게 된다. 이 경우 현물시장의 가격 차익을 통해 수익을 확보하는 에너지저장장치 는 수익을 창출하기 어려워지게 된다. 재생에너지 발전설비가 고정된 수

의 구조로 인해 현물시장의 가격 신호에 따라 행동할 유인이 줄어들고, 에너지저장장치는 가격 차이를 통해 수익을 발생시키기 어려운 상황을 초래할 수 있기 때문이다.⁶⁰ 따라서 차액계약에서도 현물시장의 가격 차익을 유도할 수 있도록 구조를 설계하는 것이 중요하다.

2. 에너지저장장치 보급 정책

에너지저장장치는 현물시장에서 $t=1$ 시점에 저장한 전력을 $t=2$ 시점에 전량 공급하는 것이 최적이다. 이러한 설비용량 투자 문제를 정리하면 다음과 같다.

$$\max_{m^e} u^e = E\pi^e - \frac{\lambda^e}{2} \text{var} \pi^e \quad (11)$$

여기서 $\pi^e = (P_2 - P_1)q^e - k^e m^e$ 이다.

에너지저장장치의 설비투자에 대한 선도시장을 고려하는 방안으로 중앙계약시장과 에너지저장장치 대상의 용량시장을 고려할 수 있다.

중앙계약시장에서는 계통운영당국 혹은 재생에너지 구매자가 에너지저장장치 공급자와의 계약을 통해 공급 시의 가격과 저장 시의 가격 차익을 결정한다($P^e = E(P_2 - P_1)$).⁶¹ 이는 재생에너지 발전설비에 대한 차액계약과 유사한 형태이다.⁶² 이 계약을 통해 에너지저장장치 공급자의 이익 함수는 $\pi^e = P^e q^e - k^e m^e$ 가 된다.

한편, 에너지저장장치 대상 용량시장에서는 에너지저장장치의 설비용량이 목표용량과 동일해질 수 있도록 용량가격이 지급된다. 따라서 에너

60 본 연구는 경매시장에서의 전략적 가격 입찰 상황을 고려하고 있지는 않다.

61 제주 지역의 경우 전력 계통을 안정화하고 재생에너지 출력제어를 최소화하기 위해 저탄소 중앙계약시장이 시범적으로 도입되어 운영되고 있다. 이 시장은 중앙 경매와 계약 원칙을 따르는 선도시장 형태로 운영되며, 15년 장기 계약의 계약 단가는 발전량(MWh) 기준으로 적용된다. 낙찰된 에너지저장장치 설비의 충전·방전 시간은 전력거래소의 발전 계획에 따라 결정된다.

62 다만, 재생에너지의 경우 기상 조건과 같은 외부 요인에 의해 전력생산량이 결정되지만, 에너지저장장치에 대한 중앙계약시장에서는 계통운영자가 저장량 및 공급량을 결정한다.

저장장치 대상의 용량가격 P_x^e 는 $M^{e**} = \bar{M}^e$ 을 만족하는 수준에서 결정된다. 이 시장을 통해 에너지저장장치 공급자의 이익 함수는 $\pi^e = (P_2 - P_1)q^e - (k^e - P_x^e)m^e$ 이 된다.

정리 4에서 보여준 재생에너지 보급 정책에서 차액계약과 재생에너지 용량시장의 차이와 유사하게, 에너지저장장치 공급자의 위험 감소와 비용효과성 측면에서 차액가격 또는 고정가격 방식이 더 유리할 수 있다. 그러나 이는 동시에 구매자가 감당해야 하는 위험이 증가한다는 의미이기도 하다.

추가적으로 에너지저장장치의 운영방식에 대해서 유의할 필요가 있다. 정리 1에서 볼 수 있듯이, 설비용량이 결정된 현물시장에서 에너지저장장치가 최적의 저장량 및 공급량을 결정한다면, 완벽한 가격 안정화를 이루는 규모보다는 적게 저장하고 공급한다. 반면, 중앙계약시장에서는 고정가격을 지불함으로써 차액을 보장해 주게 된다. 이는 완벽한 가격 안정화를 유도하는 것과 동일한 의미를 가진다.

제4장

정책적 시사점

제1절 기능별 세분화

용량보상제도는 발전사업자에게 선도시장 경매를 통해 미리 합의된 시점에 전력을 공급할 의무를 부여하고, 이에 대한 보상을 지급하는 제도이다. 이를 통해 발전설비 투자자에게 미래 전력 수요를 충족시킬 수 있는 충분한 발전설비를 건설하고 유지할 재정적 인센티브를 제공한다. 이는 공급 안정성을 개선하고 전력시장 내 효율성을 높이는 효과가 있다 (Milstein and Tishler, 2019).

본고에서는 위험 회피 성향이 높은 투자자들의 경우 안정적으로 투자비를 회수할 수 있는 용량보상제도를 선호할 수 있다는 점을 보였다. 이는 수익 부족 문제(missing money problem)를 고려하지 않더라도 전력시장에 위험 회피적 성향의 공급자가 일반적이라면 용량보상제도를 통해 공급 안정성을 개선할 수 있다는 점을 의미한다. 추가적으로 용량가격이 재생에너지 및 에너지저장장치 등 다른 발전원의 보급 정도에 따라 변동할 때, 자원적정성 문제를 유연하게 해소할 수 있음을 보였다. 이는 재생에너지의 비중이 확대되는 상황에서 공급 안정성을 확보하기 위해서는 용량가격의 유연성이 필요함을 시사한다. 그리고 현재 경직적으로 운영되고 있는 국내 전력시장의 용량요금 체계가 이러한 요구에 부합하지 못

하는 한계를 지니고 있음을 의미한다. 무엇보다도 용량가격이 재생에너지와 에너지저장장치의 비중에 따라 변한다는 점에서, 장기 고정가격 형태보다는 재생에너지와 에너지저장장치의 비중 변화를 반영하여 가격이 매년 변하는 형태가 바람직하다.

주요 전력시장들은 시장 메커니즘을 기반으로 한 용량보상제도를 도입하고 있다. 미국의 PJM, MISO 등은 1990년대와 2000년대 초반에 걸쳐 용량시장을 도입했으며, 현재 미국의 PJM과 MISO, NYISO, ISO-NE 등 주요 전력시장들은 에너지 및 보조서비스 시장과 별도로 용량시장을 운영하고 있다. 유럽의 영국, 이탈리아, 아일랜드 등도 2010년대에 용량시장이나 신뢰도 옵션을 도입했으며, 일본은 2020년에 재생에너지 확대와 공급력 부족 문제를 해결하기 위해 용량시장을 도입했다.

그러나 용량시장 도입은 설계비용 문제와 오류 가능성을 동반한다. 미국 PJM에서 도입했던 초기 용량시장의 경우 설계 오류로 인해 시장이 적절히 작동하지 않았으며, 이를 개선하기 위해 대대적인 개편이 이루어졌다. 그럼에도 불구하고 선도기간과 수요곡선의 형태, 가격 상하한, 참여 대상 등을 둘러싼 논란은 여전히 존재하며, 용량시장에서 형성되는 가격은 매년 높은 변동성을 보인다(Joskow and Tirole, 2007).⁶³ 시장 설계와 관련된 비용과 오류 가능성에 대한 문제를 완화하기 위해서는 지속적인 시장 설계의 개선이 요구된다.

제2절 발전원별 세분화

재생에너지와 에너지저장장치의 보급 정책은 여전히 필요하다. 국내에서 재생에너지 발전설비는 균등화 발전비용(Levelized Cost of Energy:

63 선도기간은 일반적으로 용량시장의 주요 대상인 한계발전기의 준공기간을 기준으로 하므로, 준공기간에 있어서 큰 차이가 있는 재생에너지와 에너지저장장치는 선도기간을 다르게 설정할 수 있다. 수요곡선의 경우, 대부분 가격 상하한이 설정된 우하향 선형 수요곡선을 채택하고 있다. 하지만 각 전력시장의 수요곡선 단위나 가격 상한, 변곡점 설정 방식에는 차이가 존재한다(윤여창, 2023b).

LCOE) 측면에서 아직은 기존 화석연료 기반의 발전설비보다 높다고 추정된다(이근대·임덕오, 2023). 재생에너지와 에너지저장장치의 초기 투자비용이 크고 지원정책 없이는 아직 경제성을 확보하기 어려운 상황이기 때문에, 이들의 보급을 확대하기 위한 지원정책은 당분간 유효할 것이다.

다만, 저탄소 전환을 위한 재생에너지 보급 및 지원 정책에서 비용효과성을 유념해야 한다. 재생에너지와 에너지저장장치의 높은 비용 구조로 인해 이들에 대한 지원정책은 결과적으로 최종 소비자에게 비용 부담으로 전가될 가능성이 크다. 장기적으로 에너지 비용 상승을 초래할 수 있으며, 사회적 수용성을 떨어뜨려 지속가능한 저탄소 전환의 장애물로 작동할 위험이 있다. 따라서 재생에너지와 에너지저장장치의 보급을 위한 지원금이 적재적소에 효율적으로 투입될 수 있도록 해야 한다. 이를 위해서는 전력시장 내에서 해당 발전원들이 발생시킬 수 있는 변동성과 위험을 전력 구매자와 판매자 간에 어떻게 분담할 것인지 고민하는 것이 중요하다. 장기적으로는 재생에너지와 에너지저장장치의 비용 구조를 개선할 수 있는 방향으로 정책이 설계되어야 한다. 저탄소 전환을 위한 재생에너지 보급 정책에서 비용효과성은 재정 자원의 효율적 사용과 정책의 장기적 지속가능성을 보장하는 중요한 요소로, 재생에너지 보급을 가속화하는 핵심 수단으로 기능한다.

한편, 지원정책을 설계할 때 재생에너지와 에너지저장장치가 전력시장에서 차지하는 역할과 그에 따른 시장과의 조화를 충분히 고려해야 한다. 재생에너지와 에너지저장장치는 전력망의 탈탄소화와 안정성 확보에 중요한 자원이지만, 간헐적 특성과 고정비 중심의 운영방식이 기존의 변동비 기반 전력시장과는 상이하다. 따라서 보급 정책이 전력시장 설계와 조화를 이루지 못하면 재생에너지와 에너지저장장치의 시장 진입은 한계에 부딪힐 수 있으며, 궁극적으로 전력 계통의 안정성을 저해할 가능성이 있다. 이를 방지하기 위해서는 시장 설계의 변화를 함께 모색해야 한다.

종합하면, 재생에너지와 에너지저장장치의 지속가능한 보급을 위해서

는 전력시장과의 조화를 고려한 비용효과적인 지원정책이 필요하다. 지원정책은 단기적인 보조금 지급에 그치지 않고, 시장과의 연계성을 강화하여 자원의 최적 활용을 도모해야 하며, 장기적으로는 기술혁신을 통한 비용 절감을 목표로 해야 한다. 이를 통해 재생에너지와 에너지저장장치의 경쟁력을 높이고, 소비자의 부담을 최소화하면서도 지속가능한 에너지 전환을 달성하는 방향을 모색해야 한다.

1. 재생에너지 보급 정책

재생에너지 보급 확대를 위해 현재의 현물시장 중심 RPS에서 선도시장으로의 전환 필요성이 강조되고 있다. 이를 위해 본 연구에서는 발전량 기반의 차액계약과 재생에너지 대상의 용량시장을 고려하고 각각의 장단점을 비교하였다. 차액계약제도는 고정된 계약 가격을 보장함으로써 재생에너지 공급자의 투자 위험을 줄여주며, 이것이 보급 확대를 촉진하는 데 유리하다는 점을 보였다. 차액계약은 가격 변동성에 대한 공급자의 불확실성을 제거함으로써 재생에너지 프로젝트에 대한 투자를 더욱 활성화할 수 있다. 그러나 재생에너지의 보급 용량이 증가할수록, 차액계약제도에서는 가격 변동성에 따른 위험을 전력도매시장에서의 구매자가 부담하게 된다. 그리고 구매자에게 전가되는 비용 부담은 재생에너지 보급 용량에 따라 증가하는 문제가 발생한다.

재생에너지 용량시장은 이와 대조적으로, 구매자가 고정된 용량을 기반으로 계약을 체결함에 따라 이러한 위험을 상대적으로 낮출 수 있다. 즉, 재생에너지 용량시장은 공급자와 구매자 간의 위험 분배가 보다 균형적이며, 구매자 입장에서도 장기적인 비용 예측이 용이하다. 이러한 점에서, 재생에너지 보급 용량이 크게 증가할 경우 차액계약보다 재생에너지 용량시장이 더 유리한 대안으로 제시될 수 있다.

따라서 재생에너지 보급 정책을 설계할 때 차액계약과 재생에너지 용량시장의 장단점을 면밀히 비교하여, 전력시장 운영과 조화를 이루며 구매자의 비용 부담을 최소화할 수 있는 정책적 방향이 필요하다.

2. 에너지저장장치 보급 정책

본 연구에서는 잉여 전력을 저장하고 필요시에 공급하여 재생에너지 비중 증가에 따른 변동성 문제를 완화하는 에너지저장장치의 기능을 강조하였다. 제3장에서는 에너지저장장치가 재생에너지 비중 증가에 따라 발생하는 전력시장의 변동성을 완화하여, 선도시장의 용량가격이 낮아질 수 있음을 보였다. 또한 부록 2에서는 재생에너지 비중이 증가하는 상황에서 에너지저장장치를 통해 기저발전원의 수익 감소가 완화될 수 있음을 보였다. 즉, 저탄소 전환이라는 목표하에서 원전과 재생에너지가 공존하기 위해서는 에너지저장장치의 역할이 강조된다.

이외에도 에너지저장장치는 주파수 복원 예비력(frequency restoration reserves), 관성(inertia), 전압 관리(voltage control), 자체기동(black start) 등 다양한 보상 서비스를 제공한다. 에너지저장장치는 에너지 시장, 보조서비스 시장, 자원적정성 등 다양한 분야에서 가치를 제공하므로 이들에 대한 적절한 가치 평가가 필요하다.

하지만 국내 전력시장에서 에너지저장장치의 가치를 제대로 반영하지 못함으로 인해 보급 확대에 장애가 발생하고 있다. 특히 에너지저장장치의 실제 가치를 시장 기반 메커니즘에서 충분히 평가하지 못하고 있다. 배터리에 저장된 에너지는 다양한 가격 변동 상황에서 중요한 헤징 수단이 되지만, 다양한 포트폴리오 방식이 제한되는 현재의 운영방식으로는 에너지저장장치가 제공하는 계통 안정성 기여도를 적절히 반영하는 데에 한계가 있다. 예비력으로 지정된 발전용량과 계통 안정성을 위한 에너지가 분리되어 보상받지 못하는 구조는 에너지저장장치의 역할을 제한하고 있으며, 이는 전력시스템의 효율성을 저하시킬 수 있다. 따라서 전력시장에서 에너지저장장치의 다양한 역할에 대한 가치평가가 이루어지기 전까지는 보급 정책이 요구된다.

에너지저장장치 보급 정책의 도입 방향 역시 재생에너지 보급 정책의 개선방향과 유사하다. 다만, 저탄소 중앙계약시장 형태로 운영될 경우 현물시장의 완전 평탄화(perfect smoothing)가 가능하다는 차이가 있다.

고정가격을 제공하는 중앙계약시장과 에너지저장장치 대상 용량시장의 주요 차이점은 운영방식과 유연성에서 드러난다. 에너지저장장치 대상의 용량시장에서는 개별 에너지저장장치들이 가격 변동성에 따라 스스로 충전·방전 계획을 최적화할 수 있다는 것이 중요한 이점이 된다. 반면, 중앙계약시장 방식은 시스템 안정성과 특정 기능 수행에 중점을 두며, 차액계약과 유사하게 고정된 규칙과 조건에 따라 운영된다. 이 방식에서는 시장 상황에 따른 자유로운 운영이 어려운 대신, 계약된 고정가격을 통해 안정적으로 수익을 보장받는다.

한편, 에너지저장장치에 대한 투자에는 규제 불확실성과 프레임워크 부재에서 오는 리스크 역시 동반된다. 에너지저장장치의 전력시장 참여와 관련된 규칙이 명확하지 않거나, 명확한 프레임워크가 부재하여 투자 환경에 불확실성을 더하고 있다. 예를 들어 재생에너지 자산과 공동 배치된 배터리가 그리드에서 충전할 수 있는지 여부나, 에너지저장장치가 보조서비스 시장에 참여할 때 발생하는 전력 수급 불균형에 따른 비용을 면제받거나 부담하지 않을 수 있는지 여부에 대한 규정 등이 불명확할 수 있다. 이러한 경제적 리스크를 완화하기 위해서는 규제의 명확화와 시장 규칙의 발전이 필요하다. 이를 통해 에너지저장장치의 비즈니스 모델에 대한 불확실성을 줄이고, 투자 리스크를 완화할 수 있을 것이다.

3. 발전원별 용량시장과 기술중립적 현물시장

재생에너지와 에너지저장장치의 보급 용량이 아직 높지 않은 초기 단계에서는 차액계약이나 중앙계약시장을 통한 보급 확대가 효과적일 수 있다. 재생에너지 설비투자자에게 고정된 수익을 보장하는 것은 설비투자자에 대한 리스크를 낮추고 재생에너지와 에너지저장장치의 초기 시장 진입을 촉진하는 효과가 있다. 그러나 시간이 지나면서 재생에너지와 에너지저장장치의 비중이 커지게 되면 전력도매시장 구매자의 위험 부담이 높아질 수 있다. 그리고 실시간·보조서비스 시장이 성숙하여 해당 시장에서 에너지저장장치가 제공하는 다양한 서비스에 대한 보상이 이루어질

경우, 에너지저장장치는 다양한 형태의 포트폴리오를 모색할 수 있게 된다. 이 경우 발전원별 용량시장과 기술중립적 현물시장으로의 전환을 모색할 필요가 있다. 이러한 전환은 재생에너지 비중이 커질수록 구매자가 부담하는 가격 변동성 위험을 줄이고 전력시장의 효율성과 공정성을 높일 수 있다. 또한 현물시장의 가격 변동성이 에너지저장장치의 수익성으로 연결되므로, 에너지저장장치의 보상체계에 있어서 기술중립적 현물시장은 중요하다.

기술중립적 현물시장은 발전원에 관계없이 모든 기술이 동일한 조건에서 경쟁하는 구조를 말하며, 이는 재생에너지와 에너지저장장치가 성숙한 시장에서 자립할 수 있는 기반을 제공한다. 이 시장의 주요 장점은, 현물시장에서 낮은 가격을 입찰하는 발전설비가 우선적으로 가동될 수 있도록 돕는다는 점이다. 이를 통해 발전원 간의 경쟁을 유도하고, 현물시장에서 가격 차익을 만들어 내어 에너지저장장치와 같은 자원이 시장 내에서 수익성을 확보할 수 있는 기회를 제공한다. 이러한 메커니즘은 자원의 효율적인 활용을 극대화할 뿐만 아니라, 에너지 전환 과정에서 발전 기술 간의 공정한 경쟁을 촉진하고, 에너지저장장치가 시장 자체에서 수익을 창출할 수 있도록 지원하는 중요한 역할을 한다.

한편, 모든 발전원이 경쟁하는 통합된 용량시장에서는 일본 용량시장 사례와 유사하게, 보조금을 받는 재생에너지 발전설비들이 대체로 가격 수용자(price taker)로서 0원에 입찰할 가능성이 높다. 이는 재생에너지 발전설비가 전력시장에 참여하고 보조금을 안정적으로 확보하기 위해 용량시장에서의 낙찰 확률을 극대화하려는 전략적 선택으로 해석될 수 있다. 그러나 이러한 구조에서는 재생에너지 비중이 확대될수록 상대적으로 비중이 낮은 가스발전 설비의 LNG 가격 변동이 전체 용량시장에 확산될 가능성이 높아진다. 이는 전력시장 외부에서 추가적인 보조금을 받는 발전원의 용량시장 참여가 시장의 변동성을 증가시키는 요인으로 작용할 수 있음을 시사한다.⁶⁴

64 다만, 본 연구는 통합된 용량시장과 전원별 용량시장을 비교하기보다는, 재생에너지와 에너지저장장치에 대한 보급 정책이 전력시장 구조와 어떻게 조화를 이룰 것인가에 초

발전원별 용량시장은 시장 참여자들이 각 발전원의 특성을 반영해 용량을 안정적으로 제공하는 방식으로, 재생에너지와 에너지저장장치의 운영 특성에 맞춘 시장 구조를 제공할 수 있다. 이 시장에서는 각 발전원의 가용성과 특성을 반영하여 고정비 기반의 수익 모델을 제공함으로써, 재생에너지와 에너지저장장치가 전력시장에서 장기적으로 경쟁력을 갖출 수 있게 한다.

결국 이러한 전환 과정은 재생에너지와 에너지저장장치가 초기에는 보급 확대를 위한 보조금과 지원을 통해 시장에 진입하고, 이후에는 시장 메커니즘에 통합되어 자립할 수 있는 구조로 발전해 나가는 중요한 단계라 할 수 있다. 이를 통해 전력시스템의 지속가능성을 높이고, 장기적인 에너지 전환 목표를 달성할 수 있을 것이다.

제3절 전력시장 선진화의 선결 과제

앞서 언급된 전력시장 구조 개선을 실현하기 위한 선결 과제들 역시 존재한다.

전력 과잉 공급과 과소 공급에 대한 가격의 피드백 기능은 전력시장에서 수요와 공급의 균형을 맞추는 중요한 역할을 한다. 특히 재생에너지의 변동성이 증가하는 상황에서 가격 신호는 전력 수요자와 공급자 모두에게 적절한 정보를 제공하여, 전력 수급 불균형을 해소하는 데 필수적이다. 전력가격은 공급 부족 시에는 상승하고 과잉 공급 시에는 하락함으로써 공급자에게는 생산 유인을 제공하고 수요자에게는 소비 조정 신호를 제공하는 기능을 수행한다.

그러나 국내 전력시장은 경직적인 운영으로 인해 이러한 가격 피드백 기능이 원활히 작동하지 못하는 문제가 발생하고 있다. 특히 전력시장의 구조적 특성과 정책적 제약으로 인해 가격이 전력 수급 상황을 충분히

점을 맞추어 선도시장에 접근하고 있다.

반영하지 못하고, 가격 변동성이 낮은 경향이 나타난다. 이는 공급 과잉 상황에서도 가격 하락이 제한적으로 나타나거나, 공급 부족 시에도 가격 상승이 즉각적이지 않은 현상으로 이어진다.

이러한 경직성은 시장 참여자에게 적절한 가격 신호를 제공하지 못해 전력의 효율적 배분과 수급 조정에 어려움을 초래할 수 있다. 따라서 전력시장의 유연성을 높이고 가격이 실시간 수급 상황을 정확히 반영할 수 있는 시장 구조로의 전환이 요구된다. 개별 발전설비의 연료비와 운영비를 평가해 급전 순위를 정하는 현재의 변동비반영시장을 개선하여 발전설비가 자체적으로 가격을 입찰하는 가격입찰제로 전환할 필요가 있다. 또한 재생에너지의 변동성에 대응하기 위해서는 실시간 및 보조서비스 시장의 도입이 필수적이다. 이를 통해 전력 공급과 수요 간 불일치 문제를 효과적으로 해소하고 전력시스템의 안정성을 강화할 수 있을 것이다.

다만, 가격입찰제를 도입하여 시장 기능을 강화하기 위해서는 해결해야 할 과제들이 존재한다. 먼저, 정산조정계수의 폐지가 필요하다. 2008년에 도입된 정산조정계수는 한전과 발전 공기업 간의 재무 균형을 도모하고, 발전 공기업의 초과 이윤을 조정하기 위한 목적으로 지금까지 적용되어 왔다. 이는 비교적 발전 단가가 저렴한 석탄 발전에 초과 이익이 집중되는 것을 방지하기 위해 도입된 것이나, 현재는 한전과 발전 공기업 간 단순한 이익 배분 수단으로 활용될 여지가 있다. 정산조정계수의 적용 여부에 따라 발전 자회사들의 당기순이익이 큰 폭으로 변동하기 때문이다.⁶⁵ 특히 가격 입찰제가 도입될 경우, 정산조정계수는 발전 공기업의 이익 함수를 왜곡하여 가격 경쟁 과정에서 전략적 입찰 행위를 초래할 수 있으며, 이는 시장 내 경쟁 유인을 저해할 가능성이 크다.

그리고 규제기관을 정비하여 시장지배적 지위 남용 문제에 대해 선제적으로 대비할 필요가 있다. 경제적 철회와 물리적 철회의 형태로 이루어지는 전력시장에서의 시장지배적 지위 남용은 가격 변동성을 증가시키고 소비자 후생을 저해할 위험이 있다. 국내 전력산업 구조에서는 발전

65 『전기신문』, 「발전5사, 정산조정계수 아니었으면 1.8조원 더 벌었다」, 2022. 10. 20.

자회사의 비중이 크기 때문에 시장지배력 남용에 대한 우려가 상대적으로 적을 수 있으나, 실시간시장과 용량시장의 도입, 발전원 및 지역별 요금제의 세분화에 따라 시장 구조가 고도화되면서 이러한 문제는 점차 부각될 가능성이 크다. 복잡성이 증가하는 전력시장 환경에서는 시장 간 상호 연결성을 이용하여 지배적 지위를 남용할 위험이 증대될 수 있다.⁶⁶ 따라서 규제기관의 목표를 명확히 설정하고 독립성과 전문성을 유지하기 위한 중장기적 방향성을 확보해야 한다. 독립성을 위한 절차적 중립성과 투명성을 갖추기 위해서는 시장 분석 및 심사 역량을 강화하고, 소송에 대비해 법적 전문성을 갖추는 등의 종합적인 기능 확충이 필요하다.

66 전력시장은 설계된 구조로 운영되는 시장이므로 일반적인 시장지배력 문제와 차별화되는 점이 존재한다. 일반 시장에 비해 전력시장 내 경쟁 감시와 관련하여서는 시장 확정 등이 용이한 측면이 있으나, 다수의 시장이 긴밀히 연계되어 있다는 특성상 전력시장 전반에 대한 높은 수준의 이해가 요구되며, 규제기관의 전문성이 필수적이다. 시장의 지배력을 완화하기 위한 가격 상한, 사전·사후 검증, 용량 성과에 대한 평가, 우하향 수요곡선 설정 등을 검토할 수 있는 전문성이 필요하다.

제5장

결론

본 연구는 저탄소 전환 과정에서 재생에너지 비중이 증가하여 전력시장의 변동성이 확대되는 상황에서, 국내 전력시장의 구조적 한계를 극복하기 위한 방안으로 전력시장의 선도시장 도입과 발전원별 세분화의 영향을 분석하였다.

본문에서 분석한 바와 같이 선도시장은 전력 공급의 안정성을 강화하고 발전설비에 대한 투자 유인을 제공하는 핵심적인 역할을 수행한다. 선도시장은 발전사업자들이 장기적으로 예상되는 수익을 기반으로 투자 결정을 내릴 수 있도록 하여 발전설비에 대한 안정적 투자가 이루어지도록 한다. 특히 변동성이 큰 재생에너지의 비중이 확대되는 상황에서, 용량 확보와 수익의 안정성을 보장하는 선도시장은 재생에너지의 변동성 문제를 완화하는 중요한 수단이 될 수 있다. 이를 통해 전력 공급의 안정성을 유지하고 예측 가능한 시장환경을 조성함으로써 전력시스템의 지속가능성을 높일 수 있다. 선도시장의 도입은 재생에너지와 에너지저장장치보다 안정적으로 시장에 진입하고 성장할 수 있는 환경을 조성하는데 기여할 것으로 기대된다.

또한 본 연구에서는 재생에너지와 에너지저장장치의 보급 정책의 차이가 전력시장에 미치는 영향을 분석하였다. 재생에너지 보급 정책은 전력시장 구조 내에서 자원의 변동성과 가격 안정성을 고려하여 설계되어야

하는데, 본 연구에서는 재생에너지 용량시장과 발전량 기반 차액계약제도의 비교를 통해 각각의 장단점을 분석하였다. 재생에너지 용량시장은 용량을 기반으로 선도시장에서 계약을 체결함으로써, 전력 수요와 공급의 불확실성에 따라 발생하는 가격과 기대이익의 변동성 위험을 구매자와 판매자 모두에게 분배한다는 특징이 있다. 차액계약 방식은 재생에너지 발전사업자에게 고정된 기준가격을 보장하여 투자 위험을 줄여 주고, 가격 변동성에 대한 불확실성을 제거함으로써 재생에너지 프로젝트에 대한 투자를 활성화할 수 있다. 그러나 재생에너지 보급 비중이 커질수록 가격 변동성 위험이 구매자에게 집중될 부담이 있다. 다만, 본 연구에서 고려하는 차액계약은 고정가격 형태의 전통적인 양방향 차액계약(two-way CfD)으로 한정된다. 최근 논의가 활발히 이루어지고 있는 잠재량 기반의 차액계약이나, 가격이 아닌 수익 리스크를 헤지하는 형태의 차액계약 등에 대해서는 추후 연구하여 비교 검토할 필요가 있다.

에너지저장장치는 재생에너지 변동성을 흡수하고 전력 공급 안정성을 높이기 위해 필수적이며, 재생에너지와 원전의 공존에 기여하는 핵심적인 설비이다. 이에 대한 보급 정책으로 중앙계약시장과 용량시장의 두 가지 방안을 고려하였다. 중앙계약시장은 에너지저장장치가 장기적인 계약을 통해 안정적인 수익을 확보하도록 돕는 방식이다. 이와 달리 에너지저장장치를 대상으로 한 용량시장 방식은, 설비용량을 기반으로 용량 가격을 책정하여 에너지저장장치가 필요한 시점에 충분한 저장 용량을 제공할 수 있도록 한다.

이러한 분석 결과를 바탕으로 본 연구는 전력시장 구조의 개선에 대해 몇 가지 시사점을 제시한다. 무엇보다도, 전력시장 운영의 유연성을 강화하고 가격기능을 강화하는 방안이 필요하다. 현재 국내 전력시장은 가격입찰제 부재와 단일시장 구조로 인해 수요와 공급의 불균형 완화에 한계를 드러내고 있다. 이러한 문제를 해결하기 위해서는 실시간 수급 상황을 반영할 수 있는 실시간·보조서비스 시장의 도입이 필수적이다. 또한 가격입찰제로 전환할 경우 전력 자원의 효율적 배분과 공급 안정성을 높일 수 있을 것이다.

그리고 용량시장 개설을 통한 전력 수급 안정성 확보가 강조된다. 용량가격은 장기적 전력 공급 안정성 유지를 위한 설비용량 확보에 기여하며, 특히 변동성이 큰 재생에너지 비중이 증가하는 상황에서 수급 불안정성을 완화하는 역할을 수행한다. 따라서 현재의 경직적인 용량요금 체계에서 벗어나, 용량가격이 재생에너지와 에너지저장장치 비중에 맞춰 유연하게 조정되는 방식으로 개선할 필요가 있다. 이를 통해 안정적인 전력 공급을 지원하고 재생에너지 변동성을 효과적으로 관리할 수 있을 것이다.

마지막으로 재생에너지 및 에너지저장장치의 보급 정책과 전력시장 설계 간의 긴밀한 연계가 요구된다. 단기적으로는 차액계약제도와 같은 고정가격 계약을 통해 재생에너지와 에너지저장장치의 시장 진입을 안정적으로 촉진하는 것이 필요할 수 있다. 이러한 방식의 보급 정책은 재생에너지와 에너지저장장치 공급자에게 고정된 수익을 보장함으로써 초기 투자 위험을 낮추고, 변동성이 큰 재생에너지 자원의 보급을 안정적으로 지원할 수 있는 장점이 있다. 그러나 장기적으로는 이 방식이 전력시장의 구매자에게 과도한 위험을 전가할 수 있는 문제점이 발생할 수 있다. 특히 재생에너지 비중이 높아지면서 가격 변동성에 대한 부담이 증가하여 구매자의 비용 부담이 커질 수 있기 때문에, 보다 안정적이고 지속가능한 시장 구조가 요구된다. 따라서 선도시장인 용량시장은 발전원별로 구분하여 각 발전원의 특성과 수급 상황에 맞게 운영하되, 현물시장은 기술중립적 방식으로 운영할 필요가 있다. 이를 통해 재생에너지와 에너지저장장치의 특성을 반영하여 안정적인 용량 확보와 효율적 자원 배분을 지원하고, 재생에너지 비중의 지속가능한 확대와 전력시스템의 안정성을 도모할 수 있을 것이다.

참고문헌

- 2050 탄소중립위원회, 「2050 탄소중립 시나리오」, 2021. 10. 18.
- 『미디어제주』, 「제주 신재생에너지 출력제어, 해소는커녕 앞으로 더 심화?」, 2024. 2. 27.
- 산업통상자원부, 「제10차 전력수급기본계획(2022~2036)」, 2023. 1. 13.
- _____, 「재생에너지 보급 확대 및 공급망 강화 전략」, 2024. 5. 16.
- _____, 「전력시장 제도개선 방향안」, 2024. 5. 22.
- _____, 「제11차 전력수급기본계획 실무안 공개」, 2024. 5. 31.
- 송영관 · 윤여창 · 이승협, 『신산업정책 연구: 신산업정책 총론』, 경제 · 인문사회 연구회 협동연구총서 24-06-01, 한국개발연구원, 2024.
- 에너지경제연구원, 「일본 최종 용량 시장 입찰 결과 및 시사점」, 세계원전시장 인사이트, 2020. 10. 8.
- _____, 「IEA 발전원별 균등화 발전비용 분석」, 세계원전시장 인사이트, 2021. 1. 22.
- _____, 「일본, 용량시장 거래가격의 불안정으로 안정적인 전력공급 설비용량 확보 우려」, 『세계 에너지시장 인사이트』, 제23-6호, 2023.
- 『에너지신문』, 「실시간 전력시장 · 재생E 입찰제도 시범사업 개시」, 2024. 6. 1.
- 옥기열 · 이성우 · 박민수 · 주안진 · 조성봉, 「국내 하루전 전력시장 개편의 내용 및 의의」, 『The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers』, Vol. 70, No. 7, 2021, pp.969~977.
- 유종민 · 이서진, 「재생에너지 발전 확대에 따른 전력계통한계가격의 변화」, 『자원·환경경제연구』, 제31권 제2호, 2022.
- 윤여창, 『재생에너지 구매제도 및 지원정책 개선 과제』, 정책연구시리즈 2023-04, 한국개발연구원, 2023a.
- _____, 「전력시장 용량요금제도 개선 및 한국형 용량시장 도입방안 연구」, 산업통상자원부 산업기술혁신사업 기술개발 보고서, 한국개발연구원, 2023b.
- 이근대 · 임덕오, 『재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가 (LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(4/5)』, 기본연구 23-22, 에너지경제연구원, 2023.
- 이수일, 『전력산업의 자원 적정성 달성을 위한 제도 연구』, 연구보고서 2013-03,

- 한국개발연구원, 2013.
- 임원혁, 「저탄소 전기화를 위한 전력산업의 과제」, 양용현 편, 『저탄소경제 전환 전략과 정책과제』, 제3장, 연구보고서 2023-02, 한국개발연구원, 2023.
- 임태훈·정복만·정재훈·최유림·김용하, 「미시적 접근법을 이용한 국내 업종별 정전비용 산정」, 『Journal of the Korean Institute of Illuminating and Electrical Installation Engineers』, Vol. 33, No. 11, 2019, pp.11~17.
- 『전기신문』, 「발전5사, 정산조정계수 아니었으면 1.8조원 더 벌었다」, 2022. 10. 20.
- 조성봉, 「전력산업 구조개편: 회고와 전망」, 『에너지포커스』, 2022년 겨울호, 에너지경제연구원, 2022.
- 한국에너지기술평가원, 『에너지저장장치(ESS) 시장 동향 및 전망』, 글로벌 에너지 동향 이슈 보고서 2021년 12월호, 2021.
- 한국전력거래소, 「전력시장 제도개선 제주 시범사업(안)」, 전력시장 제도개선 제주 시범사업 설명회 발표자료, 2022. 12. 14.
- OCCTO, 「長期脱炭素電源オークションの概要について(応札年度: 2023年度実施分)」, 2023. 6.
- Antweiler, A. and F. Muesgens, “The New Merit Order,” USAEE Working Paper No. 24-614, 2024.
- Bajo-Buenestado, R., “Welfare Implications of Capacity Payments in a Price-capped Electricity Sector: a Case Study of the Texas Market (ERCOT),” *Energy Economics*, 64, 2017, pp.272~285.
- Benhmad, F. and J. Percebois, “Photovoltaic and Wind Power Feed-in Impact on Electricity Prices: The Case of Germany,” *Energy Policy*, 119, 2018, pp.317~326.
- Bessembinder, H. and M. L. Lemmon, “Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forward Markets,” *Journal of Finance*, 57(3), 2002, pp.1347~1382.
- Danthine, A. and A. Zerain, “What Are the Economic Risks Associated with Investing in Energy Storage, and How Can They Be Mitigated?” The Oxford Institute for Energy Studies, 2024.
- Emerson Network Power, “2016 Cost of Data Center Outages,” 2016.
- European Council, “Electricity market reform: Council signs off on updated rules,” 2024. 5. 21(<https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2024/05/21/>)

- electricity-market-reform-council-signs-off-on-updated-rules/, 접속일: 2024. 5. 28).
- Grubb, M. and D. Newbery, “UK Electricity Market Reform and the Energy Transition: Emerging Lessons,” *The Energy Journal*, 39(6), 2018, pp.1~26.
- Joskow, P. and J. Tirole, “Reliability and Competitive Electricity Markets,” *The RAND Journal of Economics*, 38(1), 2007, pp.60~84.
- Kim, D., J. Kim, Q. Su, and S. Joo, “Electricity Blackout and Its Ripple Effects: Examining Liquidity and Information Asymmetry in U.S. Financial Markets,” *Energies*, 16(13), 2023.
- LCCC, “Contracts for Difference – Generator Guide,” 2019.
- Milstein, I. and A. Tishler, “On the Effects of Capacity Payments in Competitive Electricity Markets: Capacity Adequacy, Price Cap, and Reliability,” *Energy Policy*, 19, 2019, pp.370~385.
- Peura, H. and D. W. Buun, “Renewable Power and Electricity Prices: The Impact of Forward Markets,” *Management Science*, 67(8), 2021, pp.4772~4788.
- RMI, “Scaling Clean: Assessing Market Options for Clean Energy and Capacity in PJM,” 2022.
- Sanstad, A., Q. Zhu, B. Leibowicz, and P. H. Larsen, “Case Studies of the Economic Impacts of Power Interruptions and Damage to Electricity System Infrastructure from Extreme Events,” Lawrence Berkeley National Laboratory, 2020.
- Uptime Institute, “Annual Outage Analysis 2023,” 2023.

<웹사이트 및 자료>

- 전력통계정보시스템, 「실시간 전력수급」(<https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkgeEpsMepRealChart.do?menuId=030300>, 접속일: 2024. 5. 14).
- 한국에너지공단 신·재생에너지센터, 「2022년 신·재생에너지 보급통계」, 2023. 12. 20(<https://www.knrec.or.kr/biz/pds/statistic/view.do?no=270>, 접속일: 2024. 10. 18).
- 한국전력거래소, 「2022년도 전력시장통계」, 2023. 3. 29(<https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkifBoardList.do?menuId=080401&boardId=040100>, 접속일: 2024. 5. 14).
- 한국전력거래소, 「지역별 시간대별 전력거래량」(<https://kpx.or.kr/menu.es?mid=a10107020000>, 접속일: 2024. 9. 19).

한국전력거래소, 「SMP(계통한계가격)」(<https://kpx.or.kr/smpInland.es?mid=a10404080100&device=pc>, 접속일: 2024. 5. 14).

FERC, “FERC’s mission”(<https://www.ferc.gov/what-ferc>, 접속일: 2024. 10. 30).

Ofgem, “Our role and responsibilities”(<https://www.ofgem.gov.uk/our-role-and-responsibilities>, 접속일: 2024. 10. 30).

PJM, “Clean Attribute Procurement Package/Proposal Matrix,” 2023. 5. 23(<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/capstf/2023/20230523/20230523-item-06---solutions-matrix---capstf.ashx>, 접속일: 2024. 12. 2).

_____, “Procurement of Clean Resource Attributes”(<https://www.pjm.com/committees-and-groups/issue-tracking/issue-tracking-details.aspx?Issue=9379608b-7629-4622-8bbd-79f590b77a4d>, 접속일: 2024. 12. 2).

1. 제3장의 정리에 대한 증명

가. 정리 1에 대한 증명

정리 1. 에너지저장장치의 최적 저장량인 \bar{d}^{e*} 는 시점별 가격을 완전히 평탄화시킬 수 있는 규모인 \tilde{d}^e 보다 작게 결정된다($\bar{d}^{e*} < \tilde{d}^e$).

증명.

여기에서 \tilde{d}^e 는 $P_1 = P_2$ 로 $t=1$ 시점과 $t=2$ 시점의 가격을 완전히 평탄화시킬 수 있는 규모의 저장량으로 정의된다. $P_1 = P_2$ 를 만들 수 있는 에너지저장장치의 저장량은 $\tilde{d}^e = \frac{1}{2N^e}(\theta_2 - \theta_1 + \epsilon M^e + Q_1^{s*} - Q_2^{s*})$ 이다. 식 (7)의 결과와 비교하면 $\bar{d}^{e*} < \tilde{d}^e$ 이므로, $d^{e*} < \tilde{d}^e$ 은 항상 성립한다. □

나. 정리 2에 대한 증명

정리 2. 용량가격이 $P_x = 0$ 이면, 가스발전 설비는 현물시장에서 필요한 최적 공급량보다 작은 규모로 선도시장에서 설비용량을 투자한다($m_x^{s**} < E\bar{q}_2^{s*}$).

증명.

u^s 를 최대화하는 m^s 를 찾기 위해, 우선 선도시장 시점에서 u^s 를 최대화하는 q_t^s 를 찾을 수 있다. u^s 는 q_t^s 에 오목하고(concave in q_t^s) $var \pi^s$ 는 q_t^s 에 따라 증가하므로, 선도시장 시점에 u^s 를 최대화하는 $E\bar{q}_t^{s**}$ 는 현물시장 시점에 π_t^s 를 최대화하는 $E\bar{q}_t^{s*}$ 보다 작게 된다($E\bar{q}_t^{s**} < E\bar{q}_t^{s*}$ for $t = 1, 2$).

또한 선도시장에서의 설비용량에 대한 최적 투자는 u^s 를 최대화하는 q_t^s 보다 클 수 없으므로, $m^{s**} \leq \max\{E\bar{q}_1^{s**}, E\bar{q}_2^{s**}\}$ 가 성립한다.

결과적으로, 선도시장 시점에서 u^s 를 최대화하는 m^{s**} 는 현물시장에서 판단할 때 π_t^s 를 최대화하는 전력 공급량보다 작게 결정된다 ($m^{s**} < \max\{E\bar{q}_1^{s**}, E\bar{q}_2^{s**}\}$). □

다. 정리 3에 대한 증명

정리 3.

1. 재생에너지의 설비용량이 증가할수록 용량가격은 상승한다($\frac{\partial P_x}{\partial M^r} > 0$).
2. 에너지저장장치 규모가 증가할수록 용량가격은 하락한다($\frac{\partial P_x}{\partial M^e} < 0$).

증명.

우선, 현물시장 시점의 최적 전력생산량은 $E\bar{q}_2^{s*} = \frac{1}{N^s+1}(a + \mu_2 - c^s - ED^{e*})$ 이고 최적의 설비용량 투자는 $m_x^{s**} = \frac{1}{(N^s+1) + \lambda^s \text{var} P_2}(a + \mu_2 - c^s - ED^{e*} - (k - P_x))$ 이다.

따라서 용량가격은 $P_x = \frac{\lambda^s \text{var} P_2}{N^s+1}(a + \mu_2 - c^s - ED^{e*}) + k$ 가 된다. 여기에서 $\text{var} P_2$ 는 M^r 에 따라 증가하고 M^e 에 따라 감소하므로, $\frac{\partial P_x}{\partial M^r} > 0$ 와 $\frac{\partial P_x}{\partial M^e} < 0$ 가 성립한다. □

라. 정리 4에 대한 증명

정리 4.

주어진 재생에너지 설비용량 규모하에서, 재생에너지 용량시장과 차액 계약이 재생에너지 공급자에게 동일한 기대수익을 제시한다고 가정하자 ($E\pi_{CM}^r = E\pi_{CFD}^r$).

이러한 경우 재생에너지 설비용량 규모가 증가할수록 재생에너지 공급

자의 기대수익은 재생에너지 용량시장보다 차액계약에서 높아지게 된다

$$\left(\frac{\partial(E\pi_{CFD}^r - E\pi_{CM}^r)}{\partial M^r} > 0\right).$$

증명.

주어진 재생에너지 설비용량 규모하에서 재생에너지 용량시장과 차액 계약제도가 재생에너지 공급자에게 동일한 기대수익을 제시한다고 가정 했으므로, $E\pi_{CFD}^r = EP_{CFD}q_1^r - k^r m^r$ 과 $E\pi_{CM}^r = EP_1q_1^r - (k^r - P_{CM})m^r$ 은 같게 된다.

차액계약하에서의 기대수익인 π_{CFD}^r 은 M^r 에 따라 변하지 않지만, 재생에너지 용량시장하에서의 기대수익 중 $EP_1q_1^r$ 은 $E((a + \theta_1 + D^{e^*} - Q_1^{s^*})\epsilon m^r) - \sigma_\epsilon^2 m^r M^r$ 이므로, 전력시장 전반적으로 재생에너지 설비용량인 M^r 이 증가할수록 하락한다. 즉, 재생에너지 설비용량 규모가 증가할수록 재생에너지 공급자의 기대수익은 재생에너지 용량시장보다 차액계약에서 높아지게 된다. □

2. 기저발전과 하루전시장

본 부록에서는 본문에서 고려했던 발전원들($j = s, r, e$)에 추가적으로 기저발전원인 b 를 고려한다. 원전이나 석탄 등의 기저발전은 전력생산 과정에서 연료비가 발생하지만 가스발전보다는 그 연료비가 낮다는 특징이 있다. 또한 t 시점별로 전력생산량을 유연하게 차등화할 수 있는 가스발전과 달리, 기저발전은 시점별로 공급량을 차등화하기 어렵고 동일한 양을 공급해야 하는 경직성을 가지고 있다($q_1^b = q_2^b$). 이러한 경직성으로 인해 수요와 공급의 불확실성이 해소된 실시간 현물시장에서 전력 공급량을 결정하지 못하고, 실시간 현물시장보다 이전 시점에 공급량을 결정해야 하는 문제에 직면한다.

따라서 시장 구조에서 기존의 선도시장과 실시간 현물시장에 더하여, 하루전시장을 고려한다. 하루전시장은 실시간 현물시장과 마찬가지로 개별 발전설비들이 전력 공급량에 대한 의사결정을 하는 시장이지만, 의사결정이 이루어지는 것은 수요와 공급의 불확실성이 완전히 해소되기 이전의 시점이다. 따라서 해당 시점의 불확실성은 선도시장보다는 작지만, 실시간 현물시장보다는 높다고 가정한다. 이를 위해서는 선도시장 시점에 대한 수요와 공급의 불확실성에 대해서도 재정의해야 한다.

우선 재생에너지 공급의 불확실성과 관련하여, 재생에너지 발전의 효율은 $\epsilon = \mu_\epsilon + \Sigma_\gamma \delta_\epsilon^\gamma$, $\delta_\epsilon^\gamma \sim G_\epsilon^\gamma$ 이고 $\delta_\epsilon^\gamma \in [\underline{\delta}_\epsilon^\gamma, \bar{\delta}_\epsilon^\gamma]$ 이다. $\gamma = f, d$ 인데, f 는 선도시장, d 는 하루전시장을 의미한다. δ_ϵ^f 는 하루전시장 이전에 생성되고 δ_ϵ^d 는 실시간 현물시장 이전에 생성된다. 즉, 하루전시장에서는 δ_ϵ^f 에 대한 불확실성이 해소되어 δ_ϵ^d 에 대한 불확실성만 남고, 실시간 현물시장에서는 모든 불확실성이 해소된다.

한편, 전력 수요의 불확실성과 관련하여 $\theta_t = \mu_t + \Sigma_t^\gamma \delta_t^\gamma$ 이고, $\delta_t^\gamma \sim G_t^\gamma$, $t = 1, 2$ 이다. 마찬가지로 δ_t^f 는 하루전시장 이전에 생성되고 δ_t^d 는 실시간 현물시장 이전에 생성된다.

다음의 정리는 재생에너지와 기저발전 간, 에너지저장장치와 기저발전 간의 관계를 보여준다. 재생에너지 발전설비 규모가 증가할수록 선도시장 시점에서 기저발전의 최적 공급량이 감소하고, 에너지저장장치 설비 규모가 증가할수록 선도시장 시점에서 기저발전의 최적 공급량이 증가한다. 이는 변동성이 큰 재생에너지 발전설비가 증가할수록 기저발전의 경직적인 특징으로 인해 공급량과 수익이 감소할 수 있지만, 시점별 수요와 가격 격차를 줄여 주는 에너지저장장치가 늘어날수록 기저발전의 공급량과 수익이 개선될 여지가 있음을 보여준다.

정리 A.1.

1. 재생에너지 발전설비 규모가 증가할수록 하루전시장에서 기저발전의 최적 공급량이 감소한다($\frac{\partial q^{j*}}{\partial M^r} < 0$).
2. 에너지저장장치 설비 규모가 증가할수록 하루전시장에서 기저발전의 최적 공급량이 증가한다($\frac{\partial q^{j*}}{\partial M^e} > 0$).

증명.

우선 에너지저장장치에 대한 내용을 살펴보면, 에너지저장장치가 늘어날수록 $t=2$ 시점과 $t=1$ 시점의 가스발전 공급량 차이가 감소한다 ($\frac{\partial(Q_2^{s*} - Q_1^{s*})}{\partial M^e} \leq 0$). 만약 에너지저장장치의 설비용량이 최적 저장량보다 낮다면($M^e \leq D^{e*}$), 이는 $\bar{Q}_2^{s*} - \bar{Q}_1^{s*} = \frac{N^s}{N^s+1}(\theta_2 - \theta_1 - 2M^e)$ 이기 때문이다. 결과적으로 $t=2$ 시점과 $t=1$ 시점의 가격 차이 역시 에너지저장장치가 늘어날수록 감소하게 된다.

또한 에너지저장장치가 늘어날수록 시점 간 가격차이가 감소하므로 하루전시장 시점의 기저발전 수익 변동성인 $var \pi^b$ 은 감소하게 된다. 결과적으로 에너지저장장치가 늘어날수록 기저발전의 수익과 전력 공급량은 증가하게 된다. □

Electricity Market Segmentation with Uncertainty in Demand and Supply

Yeochang Yoon

This study examines the structural limitations of Korea's electricity market amid the growing share of renewable energy and seeks approaches to modify the market structure to facilitate a low-carbon transition. Korea's electricity market currently functions as a cost-based, day-ahead market, which constrains its ability to manage supply-demand imbalances effectively as renewable energy rises. To address this, the study evaluates the necessity of introducing a capacity market as a forward mechanism, combined with generation-specific segmentation. A capacity market, in particular, is identified as a key tool to provide stable investment incentives for marginal generators, especially as the share of high-volatility resources like renewables increases, thus enhancing supply stability. Additionally, the study highlights the need to adjust capacity prices dynamically according to the market share of renewables and energy storage systems(ESS). In considering policies to support renewables and ESS, the study contrasts fixed-price contracts with dedicated capacity markets. While fixed-price contracts are vital in the short term to encourage market entry, it is equally important, in the long run, to operate the spot market in a technology-neutral manner to alleviate excessive risk burdens on wholesale market buyers. These insights offer policy recommendations to maintain a stable power supply and support the sustainable expansion of renewable energy.

KDI 신간안내

RECENT KDI PUBLICATION

공적연금제도 지속가능성 제고를 위한 개혁방안

이강구 · 김도현 · 신승룡

연구보고서 | 301쪽 | 정가 9,000원

연금재정의 지속성과 세대 간 형평성을 동시에 확보할 수 있는 국민연금의 구조개혁 방안을 모색하고, 적정 수준의 노후소득을 보장하기 위한 기초연금제도의 재정립방안을 논의한다. 이를 위해 재정추계모형을 구축하여 산출한 재정추계 결과뿐만 아니라 중첩세대모형으로 분석된 결과를 종합하여 논의한다. 또한 다양한 우리나라 공적연금제도의 쟁점들에 대해서도 논의한다.



소득지원정책의 거시경제적 영향 분석을 위한 거시경제모형 연구

권규호

정책연구시리즈 | 61쪽 | 정가 4,000원

최근 소득분배정책과 관련된 사회적인 논의 과정에 포함되고 있는 주요 제도인 기초생활보장(생계급여), 근로장려세제, 기초연금제도를 반영한 모형을 개발하고 대안 시나리오에 대한 후생분석을 시도하였으며, 향후 연구에서의 모형 확장 방향에 대해 논의하였다.



인구고령화 시대의 조세구조에 대한 연구

김학수

정책연구시리즈 | 191쪽 | 정가 6,000원

인구고령화 시기에 안정적으로 재정을 조달하기 위해 우리 사회가 추구해야 할 조세구조의 기본 방향과 함께 증세에 대한 사회적 합의를 도출하는 데 필요한 정책적 노력을 살펴보고자 하였다. 분석 결과, 부가가치세와 개인소득세의 강화 방향이 지지되었으며, 이를 위해서는 지방교육재정 교부금과 같은 불합리한 재정제도의 개혁과 장기재정전망 결과의 객관적 산출 및 투명한 공개를 통한 재정 문해력 제고 노력이 필요한 것으로 나타났다.



지역불평등 양상과 지역발전 전략에 관한 연구

김현석 · 한성민

연구보고서 | 154쪽 | 정가 6,000원



지역 간 격차와 지역 내 격차의 현황 및 주요 요인에 대해 파악하고, 지역발전 전략을 위한 정책적 시사점을 도출하고자 하였다. 실증분석을 통해 우리나라의 지역 간 격차 및 지역 내 소득불평등에 대한 이해를 높이고, 향후 지역의 발전을 추구하는 정책관계자들이 종합적 관점에서 염두에 두어야 할 시사점을 도출하고자 했다.

통근거리의 초저출산에 대한 영향과 정책적 함의

김재훈

정책연구시리즈 | 119쪽 | 정가 5,000원



본 연구는 전 세계적 저출산이 도시인구집중과 깊은 관련이 있고, 도시인구집중을 고려하면 선진국에서 도입했던 일-가정양립 정책의 출산율 상승효과가 없거나 오히려 그 반대의 효과를 가져올 가능성을 지적하고 있다. 더 나아가 한국의 자료를 이용하여 임계점을 넘은 도시인구집중이 청년층의 주거비용을 상승시켜 통근시간이 긴 외곽으로 이주하도록 하여 청년층의 혼인과 출산을 저해한다는 것을 이론적·실증적으로 보인다.

디지털 시대의 자본흐름과 과제: 중앙은행 디지털 화폐를 중심으로

정대희

정책연구시리즈 | 71쪽 | 정가 4,000원



G20 내에서 CBDC에 대한 논의가 활성화되고 CBDC가 금융혁신, 통화정책 및 국제 자본이동에 미칠 수 있는 영향이 커짐에 따라, 이러한 국제 논의를 토대로 CBDC 발행이 통화정책 유효성, 금융산업 구조, 금융안정성 및 국제자본흐름에 미치는 영향을 종합적으로 검토하고 한국의 대응 전략을 제시하고자 하였다.

문화콘텐츠산업의 성장에 관한 실증적 고찰과 정책 방향

이진국

연구보고서 | 202쪽 | 정가 7,000원



국내 문화콘텐츠산업의 성장 추이와 구조적 특징을 실증적으로 분석하고 문화콘텐츠산업이 타 산업과 맺는 연관성과 국가 경제에 미치는 파급효과를 다각도로 살펴보고 있다. 특히 문화콘텐츠산업의 성장은 개별 기업의 발전을 통해 이루어지므로 기업 성장을 촉진하는 주요 요인을 규명하고, 문화체육관광부를 중심으로 한 정부의 기업 지원 정책을 체계적으로 진단하였다.

정책연구시리즈 2024-09

수요 · 공급의 불확실성과 전력시장 세분화

인 쇄 2024년 12월 28일

발 행 2024년 12월 31일

저 자 윤여창

발행인 조동철

발행처 한국개발연구원

등 록 1975년 5월 23일 제6-0004호

주 소 세종특별자치시 남세종로 263

전 화 (044) 550-4114

팩 스 (044) 550-4310

© 한국개발연구원 2024

ISBN 979-11-5932-978-4

값 4,000원

* 잘못된 책은 바꿔드립니다.

