SFO°C
Solutions for Our Climate

° Report

깜깜이 망 이용요금

재생에너지 PPA 확대의 걸림돌

SFO°C
Solutions for Our Climate

기후솔루션은 전 세계 온실가스 감축 및 올바른 에너지 전환을 위해 활동하는 비영리법인입니다.
리서치, 대외협력, 커뮤니케이션 등의 폭 넓은 방법으로 기후위기를 해결할 실질적 솔루션을 발굴하고,
실질적인 변화를 위한 움직임을 만들어 나갑니다.

발간월 2025년 12월

저자 사보이 브룩 | 기후솔루션 (brooke.savoy@forourclimate.org)

디자인 박서연 | 기후솔루션
Nature Rhythm

깜깜이 망 이용요금

재생에너지 PPA 확대의 걸림돌

목차

요약 4

I. 서론 6

II. 한국 전력망 이용요금 규제의 문제점 8

III. 한국·미국·영국의 요금 산정 체계 비교 11

1. 전력망 이용요금을 감독하는 독립적인 규제기관의 역할 11
2. 요금 산정 방법론 및 요금기저에 포함되는 비용의 공개 14
3. 전력망에 대한 승인 절차에서 넷제로 달성 위한 투자 고려 16
4. 국민 참여 기회 보장 17

IV. 결론 19

부록 20

참고문헌 25

요약

재생에너지 전력구매계약(PPA)은 재생에너지 확대에 필요한 투자를 확보하고 에너지 전환을 앞당기는 데 핵심적 수단이다. 그러나 한국에서는 PPA 확대가 더딘 상황이다. 경직된 규제 체계에 더불어, 화석연료 기반의 한국전력공사(한전)가 부과하는 송전 · 배전용 전기설비의 이용요금(전력망 이용요금)의 불투명한 산정 방식 등이 PPA의 문제점으로 지적된다. PPA 체결 의향이 있는 기업들은 불투명한 전력망 이용요금 산정 체계의 개선이 필요하다고 강조한다. 전력망 이용요금이 장기적으로 PPA 가격 형성에 중요한 요인으로 작용할 것이기 때문에 투명하고 예측 가능한 산정 체계를 확립하는 것이 중요하다.

미국과 영국 등의 선진 시장 사례를 참고해볼 때, 한국의 전력망 이용요금 산정 체계는 책임성·투명성·지속가능성의 측면에서 개선되어야 한다. 본 보고서는 미국의 연방에너지규제위원회(FERC)와 펜실베니아 지역의 PJM 시장계통운영자 및 영국의 가스전력시장규제청(Ofgem)과 국가에너지시스템운영자(NESO)의 사례를 분석하였다. 이를 기반으로 전력망 이용요금 산정과 관련된 규제 개선방안을 아래와 같이 제시한다:

1. 전력망 이용요금을 감독하는 독립적인 규제기관의 역할

한국에는 독립적 규제기관이 부재하여, 전력망 소유자가 전력망 이용요금 결정에 사실상 전권을 행사하고 있다.[1] 반면, 미국의 FERC와 영국의 Ofgem은 완전한 독립성을 갖춘 규제기관으로서 송전회사의 허용 수익, 전력망 이용요금, 계통운영 보조서비스 요금 등을 감시하고 승인한다.

2. 요금 산정 방법론 및 요금기저에 포함되는 비용의 공개

현재 한전은 고객별 전력망 이용요금을 산정할 때 적용되는 구체적인 요율 산정 방식을 공개하지 않고 있다. 실제 전력망 관련 투자비·운영비의 세부 내역이나 요율 계산 과정도 외부에 제공되지 않는다. 반면 FERC/PJM 체계에서는 모든 부과 규정과 요율 산정 방식이 오픈 액세스 송전 요금 회계 매뉴얼(PJM Manual 27: OATT Accounting)에 명시되어 공개된다. 아울러 PJM 산하 모든 송전 회사는 FERC 요율 신고(rate filing)를 통해 상세한 사업비용을 공개해야 할 법적 의무가 있다(부록 2 참조). 또한, 영국의 Ofgem/NESO 체계에서도 계통 이용요금 부과 방법론 명세서(Statement of Use of System Charging Methodology)를 통해 모든 부과 규정과 요율 산정 방식이 투명하게 공개된다. 각 송전회사의 예산과 허용 수익은 RIIO 시스템을 통해 사전 승인되며, 이 과정에서 예산 배분의 세부내역도 함께 밝힌다. 이처럼 전력망 이용요금 산정 방식과 요금기저(rate base)에 포함되는 비용을 투명하게 공개하는 것은 망사업자의 책무성을 높일 뿐 아니라, 고객이 부과받는 요금의 적정성을 검증할 수 있게 한다는 점에서 중요하다.

3. 요금 승인 절차에 넷제로 평가 기준 마련

현재 한국에서는 넷제로 달성을 위한 조치나 투자가 전력망 이용요금 승인 과정에서 고려되어야 하는 법적 요건이 아니다. 반면, 영국은 국가 차원의 넷제로(Net Zero)로의 전환을 법제화하자, Ofgem은 요금 승인 과정에 넷제로 평가 기준을 도입하였다. 이러한 기준의 도입은 전력망 투자와 고객이 내는 전력망 이용요금이 재생에너지 전환을 지원하는 방향으로 사용되도록 유도하고 있다.

1 그러나 한전의 의사결정에는 정치적 영향력이 크게 미친다.

4. 국민 참여 기회 보장

한국에서는 한전이 제출하는 전력망 요율을 심의하는 전기위원회의 회의와 계통운영 보조서비스 요율을 검토하는 한국전력거래소(KPX) 산하 비용평가위원회의 회의가 국민의 참관이나 참여를 위해 개방되지 않고 세부 회의록 또한 공개되지 않는다. 이와 달리, 미국의 연방에너지규제위원회(FERC)는 국민참여사무국이라는 전담기구를 두고 송전회사의 요금 산정 절차를 대중에게 공개한다. 영국 역시 Ofgem이 전력망 요율 결정의 핵심 요소인 송전회사의 허용수익을 결정할 때 다양한 의견수렴 과정을 거치며 NESO는 일반대중을 위한 포럼을 개최하여 대중의 이해도를 높이고 있다.

[표 1] 한국, 미국, 영국 전력망 이용요금 규제의 공정성, 투명성, 지속가능성 비교

	한국	미국 - FERC & PJM	영국 - Ofgem
독립규제기관 유무	✖	●	●
요금 산정 방법론 및 요금기저에 포함되는 비용의 공개	✖	●	●
전력망에 대한 승인 절차에서 넷제로 달성 위한 투자 고려 여부	✖	✖	●
국민 참여 기회 보장	✖	●	▲

제언

- 전력망 계획 수립 및 요율 승인을 감독할 독립적 규제기관을 신설한다.
- 전력망 이용요금 산정 방식을 상세히 공개한다. 전력망 이용요금의 요금기저를 구성하는 모든 비용 항목과 이용요금 계산에 적용되는 방식도 포함하여 공개한다.
- 탄소중립 달성을 위한 전력망 보강 관련 계획 수립 및 투자에 대한 계획을 전력망 이용요금 승인 절차에 필수 요건으로 포함한다.
- 전력망 이용요금 산정과 관련된 회의를 일반 국민에게 개방하고 다양한 이해관계자의 의견 개진 절차를 마련한다.

I. 서론

전력망 이용요금의 투명성 부족은 많은 국가의 전력시장에서 주요 거버넌스 이슈로 지적되어 왔다.[2,3] 일반적으로 전력망 이용요금은 발전 사업자와 최종 전기소비자 모두가 부담해야하는 비용이다.[4] 자가발전을 제외하면, 전력망에 연결되지 않고서는 전기를 판매하거나 이용할 방도가 달리 없기 때문이다. 아울러, 전력망 소유자는 전력공급 부문에서 자연적 독점 지위를 가지게 된다. 이러한 이유로 많은 국가들이 전력망 이용요금을 규제함으로써 임의로 경쟁 효과를 유발하기 위한 제도를 시행해 왔지만 여전히 다수의 국가들이 투명성 결여된 문제를 안고 있다.[5]

데이터 공개가 불충분하고 관련 제도에 대한 공공 접근성이 제한될 경우, 전력망 소유자 및 운영자는 규정 및 요금 설계 시 전력망 이용자를 위한 공정성을 충분히 고려하지 않고 자사의 이해관계에 유리한 방향으로 재량을 행사할 여지가 생긴다. 대체로 화석연료를 기반으로 하는 전통적인 발전사들이 규제 당국에 상당한 영향력을 행사하기 때문에 재생에너지 발전사업자, 가상발전소(VPP), 재생에너지 소비자 등 새로운 시장 참여자를 의도적으로 억압하는 수단으로 악용될 수 있다.[6] 실재로 재생에너지 프로젝트가 유사한 규모의 화석연료 발전 프로젝트보다 더 많은 요금을 부과 받은 사례가 발견되곤 한다.[7]

한국도 예외는 아니다. 2001년 정부가 발전부문의 부분적 분할(unbundling)을 시행할 때까지만 해도, 전력계통은 한전이 완전한 수직계열화를 이루어 지배하고 있었다.[8] 2001년 수직분할 이후에야, 민간 기업의 발전부문 진입이 허용되었다. 그러나 한전은 발전자산에 대한 재무적 소유권을 유지했고,[9] 송전·배전·소매 부문에 대한 전면적 소유권도 계속 보유했다. 그 결과, 한전은 전력계통에 대한 독점적 지위를 지속적으로 유지하게 되었다.

---

2 크리스티안 폰 함머슈타인(Christian von Hammerstein); 안드레아스 얀(Andreas Jahn); 패트릭 그라이헨(Patrick Graichen); 아고라 에네르기벤데(Agora Energiewende). 2018. *전력망 이용요금: 열리지 않는 블랙박스인가? – 현황 법적 분석(Stromnetzentgelte: Eine Blackbox, die nicht geöffnet werden kann? Eine rechtliche Analyse der aktuellen Situation)*, p4. https://www.agora-energiewende.de/aktuelles/blackbox-netzentgelte-tarife-dernetzbetreiber-vermutlich-oft-ueberhoeht-ueberpruefung-ist-unmoeglich.

3 니코 루시아니(Niko Lusiani). 루즈벨트 연구소(Roosevelt Institute). 2024. *뿌리깊은 전력 권력: 주주 소유 전력 회사는 어떻게 청정 에너지 전환을 가로막는가(Entrenched power: how shareholder-owned electric utilities hinder the clean energy transition.)* https://rooseveltinstitute.org/publications/entrenched-power-how-shareholder-owned-electric-utilities-hinder-the-clean-energy-transition/

4 한국에서는 전력망 이용요금이 최종 전기소비자에게만 부과된다. (송배전설비이용규정)

5 예컨대, 2019 년에 아고라 에네르기벤데(Agora Energiewende)와 규제지원프로젝트(Regulatory Assistance Project)가 공동으로 발표한 보고서는 독일 전력 규제 당국이 법적으로 요구되는 규제 결정 공개를 하지 않았을 뿐 아니라 전력망 운영자의 요금과 수익에 대해 오해의 소지가 있는 부정확한 데이터를 발표하였음을 폭로했다. [크리스티안 폰 함머슈타인(Christian von Hammerstein); 안드레아스 얀(Andreas Jahn); 패트릭 그라이헨(Patrick Graichen); 아고라 에네르기벤데(Agora Energiewende). 2018. *전력망 이용요금: 열리지 않는 블랙박스인가? – 현황 법적 분석(Stromnetzentgelte: Eine Blackbox, die nicht geöffnet werden kann? Eine rechtliche Analyse der aktuellen Situation)*, p6, p.8] https://www.agoraenergiewende.de/aktuelles/blackbox-netzentgelte-tarife-der-netzbetreiber-vermutlich-oft-ueberhoeht-ueberpruefung-ist-unmoeglich.)

6 니코 루시아니(Niko Lusiani). 2024. *뿌리깊은 전력 권력: 주주 소유 전력 회사는 어떻게 청정 에너지 전환을 가로막는가 (Entrenched power: how shareholder-owned electric utilities hinder the clean energy transition)*, p7.

7 니코 루시아니(Niko Lusiani).). 2024. *뿌리깊은 전력 권력: 주주 소유 전력 회사는 어떻게 청정 에너지 전환을 가로막는가(Entrenched power: how shareholder-owned electric utilities hinder the clean energy transition)*, p8, p13.

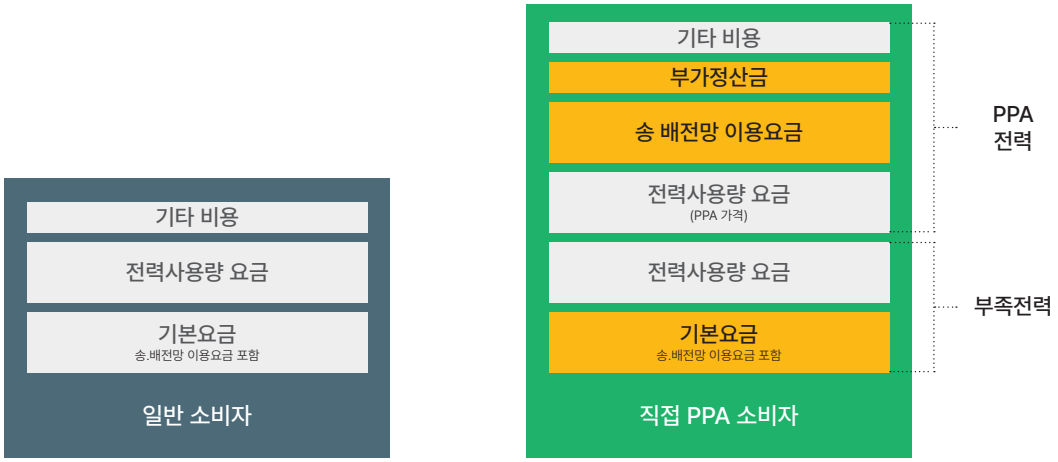
8 김진우. 국가기록원. 2007. *전력산업 구조개편*. https://www.archives.go.kr/next/newsearch/listSubjectDescription.do?id=006612&sitePage=)

9 발전 자산(generation assets)의 70%가 화석연료 기반 발전기이다.

이러한 독점적 체계는 전기사업법이 개정되어 PPA를 통한 재생에너지 기반 전력의 판매가 허용된 2021년까지 지속되었다.[10] PPA 도입은 소매부문의 부분적 개방을 가져왔고 처음으로 한전이 판매경쟁을 경험하게 되면서 중요한 변화의 시작점이 되었다. PPA 제도가 도입되면서 발전사업자들은 PPA 계약을 통해 안정적인 장기 금융을 조달할 수 있게 되어 프로젝트의 금융 접근성이 높아졌고, 이로써 새로운 재생에너지 발전설비 용량 확대를 추진할 수 있게 되었다.

기업들은 보통 PPA 계약이 제공하는 경제적 적정성과 예측가능성 때문에 전력 공급과 관련하여 PPA 체결을 선호한다. 그러나 PPA계약을 통한 예측가능성은 재생에너지 공급사로부터 구매한 전력가격에만 국한되며 나머지 전력 공급에 필요한 여러 가지 기타 서비스에 대한 가격은 한전 및 전력거래소가 산정하게 된다. 여기에는 송전망과 배전망의 이용, 전력망 안정화 서비스(grid stability services), 예비 발전용량(backup generation capacity) 확보를 비롯한 다양한 기타 필수 서비스가 포함된다. 이 가운데 다수의 서비스에 대한 가격이 불투명하게 결정된다. 그 결정 주체인 독점기업 한전은 소매 전력 시장에서의 점유율 감소를 감수하면서까지 PPA 시장의 성장을 허용할 유인이 없다.

[그림 1] 한국의 일반 이용자와 직접 PPA 이용자의 전기요금 구성



한전은 PPA 체결 기업들을 대상으로 별도의 차별적 전기요금제를 도입하면서[11] 대규모 고객들이 한전을 이탈하는 것을 막기 위해 노력해왔다. PPA 고객용 요금제 적용은 무기한 유예되었지만 많은 기업들이 차별적 전기요금제 도입 가능성과 불투명한 전력망 이용요금 산정 문제를 인식하게 되었다.[12] PPA가 신규 재생에너지 프로젝트 확대에 크게 기여한다는 점을 고려하였을 때 위 문제들은 재생에너지 확대의 큰 걸림돌로 작용할 수 있다. 공정한 전력망 접속 및 전력망 요금 부과를 보장하기 위해서는 전력 계통 운영 전반에 정보의 투명성 (disclosure)을 높여야 한다. 이에 본 보고서는 먼저 한국의 전력망 이용요금 산정 절차를 면밀히 살피고 난 뒤, 투명하고 독립적인 규제 체계가 확립된 미국과 영국의 사례와 비교·분석한다. 이를 바탕으로 한국 전력망 이용요금 규제 체계의 공정성과 투명성을 제고하기 위한 정책 제언을 제시한다.

10 산업통산자원부(MOTIR). 2021. *재생에너지 전기를 사용자가 직접 구매 가능해져*. https://www.motir.go.kr/kor/article/ATCL3f49a5a8c/164668/view

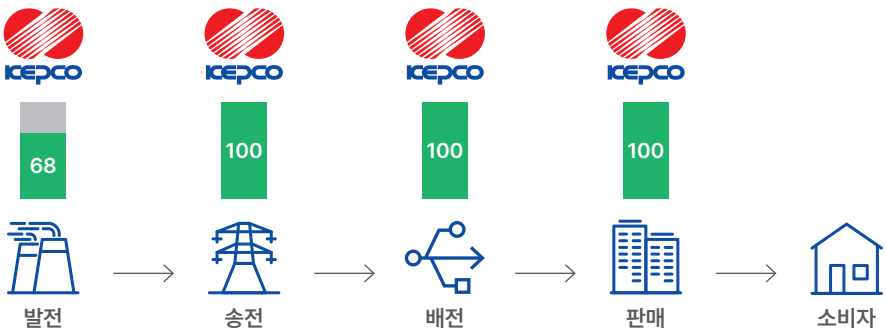
11 이 부분은 뒤이어 나오는 '한국 전력망 이용요금 규제의 문제점' 절에서 보다 상세히 다룰 것이다.

12 기후솔루션, 한국RE100협의체, 한국정책리서치. 2025. 기업의재생에너지 직접구매(PPA) 망 이용요금에 관한 설문 조사.

II. 한국 전력망 이용요금 규제의 문제점

한국에서는 전력망 이용요금과 계통운영 보조서비스 요금이 각각 한전과 한국전력거래소(KPX)에 의해 산정된다.[13] KPX와 한전은 법적으로 별개의 기관이지만, 많은 한전 발전자회사 인사가 KPX의 이사회와 각종 위원회에 다수 참여하고 있다.[14] 한전은 전력계통 전반에 걸쳐 가장 영향력 있는 주체로서 전력부문의 상당 부분에 대한 소유권과 통제권을 행사하고 있다(그림 2 참조). 2001년 전력부문 수직분할 당시 설립된 6개의 발전자회사(GENCOs)와 한전이 재무적으로 연결되어 있고, 한국수력원자력을 제외한 발전자회사 5개사가 생산하는 전기의 약 95%가[15] 화력발전기에서 나온다. 한전은 이러한 재무적 관계로 인해 기존 화석연료 기반 발전을 우대할 수 있는 이해상충 문제를 내재하고 있다.

[그림 2] 한국의 전력계통 구조



최근에는 일부 규제 변화로 인해 PPA 이용자와 도매시장 직접 구매자 등 새로운 시장 참여자가 늘어나고 있다. 이처럼 새로운 유형의 전력시장 참여자 증가는 한전의 고객기반 축소 및 화력발전 자회사들의 발전소 이용률 하락으로 이어지면서 한전의 재무상황을 악화할 가능성이 높다. 이로 인해 한전은 재생에너지 PPA 확대를 견인할 구조적·재무적 동기가 전혀 없는 상황이다.

2022년에 도입된 PPA 전용 전기요금제가 그 대표적 사례이다. 해당 요금제는, 한전이 제공하는 부족 전력에[16] 부과되는 "기본 요금" (그림 1 참조)이 한전 공급 전력을 이용하는 비(非) PPA 이용자에게 적용되는 기본 요금 대비 1.5배로 높게 산정되어 있다.[17] 동일한 전력을 사용하더라도 PPA를 체결한 소비자는 그렇지 않은 소비자보다 더 많은 대가를 지

13 한국전력거래소(KPX)는 전력망 운영 기관으로서, 전력도매시장을 운영하고 전력망 안정성 유지 관련 비용을 관리한다.

14 기후솔루션. 2025. 전력거래소 거버넌스, 변화하는 전력시장 참여자의 대표성 강화 방안. https://forourclimate.org/ko/research/610

15 이는 한국수력원자력(KHNP)을 제외한 수치이다. 한수원이 생산하는 전력의 97%는 원자력 기반이다.

16 PPA 에 해당하지 않으면서 한전로부터 구매되는 모든 전력.

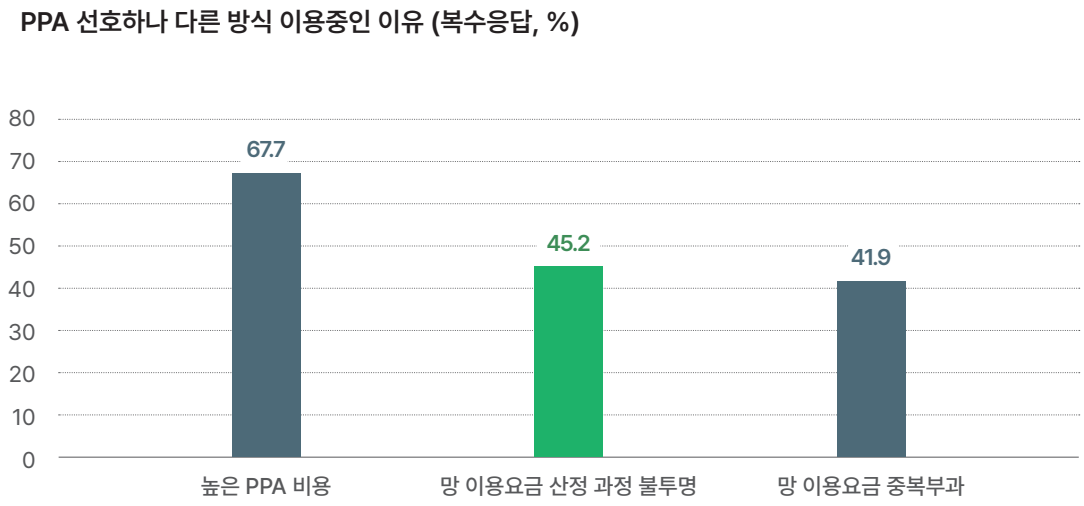
17 에너지경제. 2023. *전력시장 개방 '허울' 논란...PPA 요금제에 "한전 갑질·횡포" vs "체리피킹 방지"*. https://www.ekn.kr/web/view.php?key=20230118010004093

불해야 하는 것이다. 이 요금제도가 시행되었더라면 중견 제조업체들은 연간 100억원, 대기업들은 연간 60억~100억원에 이르는 불공정한 추가 비용을 지불해야 했을 것이다.[18] PPA 전용 전기요금제는 산업계의 반발로 인해 결국 시행이 무기한 유예되었으나, 한전이 재생에너지 시장 진입자들에게 고객을 빼앗기지 않기 위해 제도적 영향력을 행사할 위험을 여실히 보여주는 사례다. PPA 이용자만을 특정해 불이익을 주는 행위는 자발적 재생에너지 조달 의지를 위축시킴으로써 재생에너지 확대를 가로막아 재생에너지를 조달해야 하는 한국 기업들의 글로벌 경쟁력을 저해할 위험이 있다.

불투명한 전력망 이용요금 산정 체계 역시 PPA 확산을 저지하기 위해 한전이 활용하는 또 다른 수단으로 꼽힌다. 최근 한국 기업들을 대상으로 실시한 여론조사에서 전력망 요금 산정 절차의 투명성 결여가 PPA 체결을 주저하게 만드는 요인으로 지적됐다(그림 3 참조). 한전이 송전과 소매는 물론이고 발전의 상당 부분에 대해 사실상 독점적 지위를 가지고 있음을 감안할 때, 불공정한 요금 부과는 권한남용으로 해석될 여지가 있다.

여론조사 결과 전력망 이용요금과 계통운영 보조서비스 요금 산정에 포함되는 비용 항목을 밝히고 산정 과정의 투명성을 제고한다면 고객들이 전력망 강화를 위한 합리적 투자 비용에 수긍할 가능성이 높아지는 것으로 나타났다. 따라서 전력망 이용요금 규제 체계를 개선하여 재생에너지 관련 전력망 투자를 촉진할 방안을 모색하는 것이 시급한 상황이다.

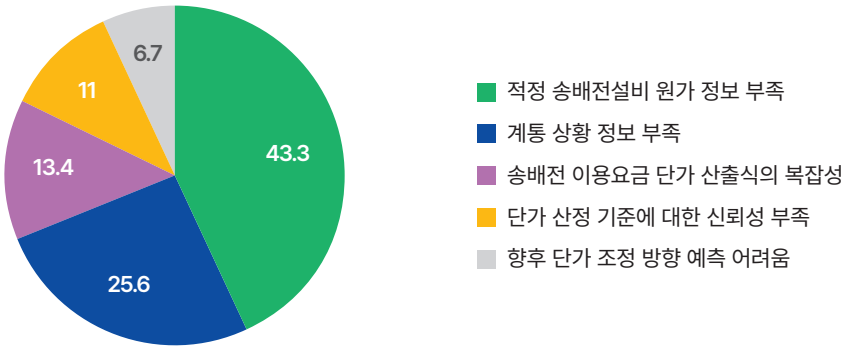
[그림 3] 전력망 요금에 대한 기업 대상 설문조사 결과[19]



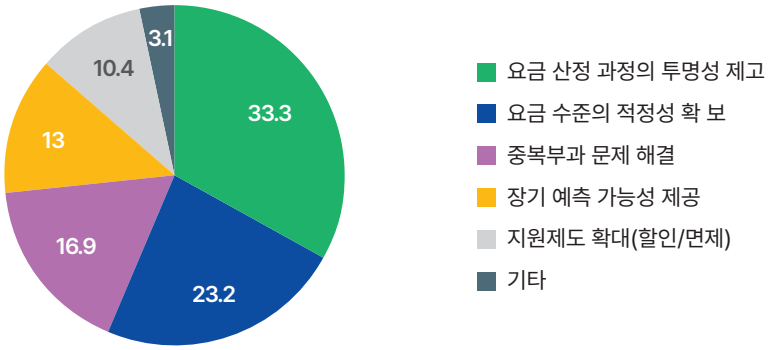
18 최호 기자, 변상근 기자. 전자신문. 2023. 한전, '직접 PPA' 요금제 도입 무기한 유예…산업계 반발에 보완 검토. https://www.etnews.com/20230710000172

19 기후솔루션, 한국RE100협의체, 한국정책리서치. 2025. 기업의재생에너지 직접구매(PPA) 망 이용요금에 관한 설문 조사.

망 이용요금 산정 불투명성 이유 1순위 (%)



PPA 활성화를 위한 망 이용요금 개선 필요 영역 1순위 (%)



III. 한국·미국·영국의 요금 산정 체계 비교

한국의 전력망 이용요금 규제 체계를 평가하기 위해 독립성과 투명성의 측면에서 높은 평가를 받는 두 규제기관인 미국 FERC와 영국 Ofgem의 규제 시스템을 면밀히 검토하였다. 그 결과, 공정성·투명성·지속가능성의 관점에서 FERC와 Ofgem의 체계를 특징짓는 다섯 가지 핵심 요소를 도출하고 한국과 비교할 수 있었다(그림 4 참조).

[그림 4] 전력망 이용요금 규제 체계의 공정성, 투명성, 지속가능성 비교: PJM, Ofgem, 한국

	한국	미국 - FERC & PJM	영국 - Ofgem
독립규제기관 유무	✖	●	●
요금 산정 방법론 및 요금기저에 포함되는 비용의 공개	✖	●	●
전력망에 대한 승인 절차에서 넷제로 달성 위한 투자 고려 여부	✖	✖	●
국민 참여 기회 보장	✖	●	▲

1. 전력망 이용요금을 감독하는 독립적인 규제기관의 역할

1) 미국(FERC/PJM)

미국의 연방에너지규제위원회(FERC)는 국가 차원의 규제기관으로서 주간(interstate) 송전을 규율한다.[20] FERC는 6개의 지역송전기구(RTO)를 감독한다. 각 지역송전기구는 독립적인 계통운영자로서 담당 지역 송전망의 규제·조정·운영·감시를 책임진다.[21] PJM 인터커넥션(PJM Interconnection, PJM)의 경우 지역송전기구로서 미 북동부의 13개 주와 워싱턴 D.C.를 관할한다. 본 연구는 지역 차원에서의 규제를 살펴보기 위하여, 투명성이 높다고 평가되는 PJM을 분석하였다.

FERC는 연방전력법(FPA)을 집행하는 기관이다. 연방전력법은 전기에너지의 송전 및 판매와 관련된 일체의 규칙·요율·요금이 정당하고 합리적이어야 한다고 규정하고,[22] FERC에게 "부당하거나, 불합리하거나, 과도하게 차별적이거나

20 연방에너지규제위원회(Federal Electric Regulatory Commission). 2025. *업무안내(Overview)*. https://www.ferc.gov/electric

21 FERC. 2025. *전력시장(Electric Power Markets)*. https://www.ferc.gov/electric-power-markets

22 아담 밴 (Adam Vann). 미국 의회조사국(Congressional Research Service). 2020. *연방전력법의 법적 기틀(The Legal Framework of the Federal Power Act)*. "전력의 송전 또는 판매를 위한 또는 그와 관련된 … 모든 요율과 요금(all rates and charges) … 그리고 그와 같은 요율과 요금에 영향을 미치거나 그와 같은 요율과 요금에 관련된 모든 규칙과 규정은 정당하고 합리적이어야 한다.

특혜적"이라고 판단되는 일체의 "요율, 요금, 또는 분류"를 조정할 권한을 부여한다.[23] 연방전력법은 FERC에게 전력망 이용요금을 독립적으로 규율할 법적 권한을 부여하고, 모든 송전 서비스 제공자들이 "오픈 액세스(개방형 접근)"라고 지칭되는 비차별적 토대 위에서 서비스를 제공할 것을 요구한다.[24] 지역 차원에서, PJM은 "오픈 액세스 송전 요금(OATT)"을 통해 해당 의무를 이행한다.[25] 또한, PJM은 이해충돌 방지를 위해 이사회 구성원과 직원들에게 규제 대상 기업과의 독립성을 유지할 것을 요구한다.[26]

매년 PJM 관할 내 송전회사들은 상세한 재무정보를 담당 지역송전기구(RTO)인 PJM과 FERC에 제출하여 공식 요율(formula rate) 프로토콜에 따라 자사의 필요 수익을 입증한다.[27] FERC는 제출된 필요 수익을 검토·승인하며, 이는 해당 구역에 대한 네트워크 통합 송전요율(전력망 이용요금) 산정에 기초가 된다. FERC와 PJM은 계통운영 보조서비스 요율을 산정하고 승인하는 책임도 지고 있다.[28] 동일 구역 내 송전망에 연결된 모든 이용자는 네트워크 통합 요금과 계통운영 보조서비스 요금에 대해 동일 요율을 적용받는다.

2) 영국(Ofgem/NESO)

Ofgem은 영국의 독립 에너지 규제 당국 역할을 하는 비(非)행정부 정부기관(non-ministerial government department)이다. Ofgem은 송전망 소유자(electricity transmission owners, ETOs)와 배전망 운영자(distribution network operators, DNOs) 모두를 규제 대상으로 삼는다. 2023년 에너지법(Energy Act 2023)과 정부의 국내 에너지 정책에 따라, Ofgem은 특히 취약계층을 포함한 소비자의 권익을 보호하는 임무를 맡고 있다.[29,30] 송·배전 투자 비용은 Ofgem에 제출되는 5개년 계획을 토대로 사전 승인된다. Ofgem의 규제 제도는 여기서 한발 더 나아가 비용 계획이 전기소비자에게 미칠 영향을 미리 평가하고, 넷제로 전력 시스템 구현을 위해 필요한 조치 및 투자가 이루어지도록 보장한다.

Ofgem은 RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs)라고 불리는 가격통제 시스템을 통해 송전자산 소유자인 ETO와 배전망 운영자인 DNO의 허용 수익(allowed revenue)을 결정한다. RIIO 제도는 인센티브를 제공하

23 아담 밴 (Adam Vann). 미국 의회조사국. *2020. 연방전력법의 법적 기틀(The Legal Framework of the Federal Power Act)*. "연방에너지규제위원회(FERC)는 전력의 송전 또는 판매와 관련한 일체의 '요율, 요금, 또는 분류'에 대해, '부당하거나, 불합리하거나, 과도하게 차별적이거나 특혜적'이라고 판단되는 경우, 이를 시정하기 위한 절차를 개시할 권한을 갖는다."

24 아담 밴 (Adam Vann). 미국 의회조사국. 2020. 연방전력법의 법적 기틀. https://www.congress.gov/crs-product/IF11411

25 PJM 인터커넥션(PJM Interconnection). 2025. 오픈 액세스 송전 요금(Open Access Transmission Tariff, OATT). https://agreements.pjm.com/oatt/3897

26 PJM 인터커넥션. 2025. 감독 및 투명성. https://www.pjm.com/-/media/DotCom/about-pjm/newsroom/fact-sheets/oversight-and-transparency-factsheet.pdf

27 FERC. 2022. https://www.ferc.gov/formula-rates-electric-transmission-proceedings-key-concepts-and-how-participate

28 PJM 인터커넥션. 2025. PJM 매뉴얼 27: 오픈 액세스 송전 요금 회계(*PJM Manual 27: Open Access Transmission Tariff Accounting*). https://www.pjm.com/pjmfiles/directory/manuals/m27/index.html

29 영국 정부. 2023. 2023 년 에너지법(Energy Act 2023). https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2023/52

30 에너지안보·넷제로부(Department for Energy Security and Net Zero). 2024. *영국 에너지 정책에 대한 전략 및 정책 성명서(Strategy and policy statement for energy policy in Great Britain)*, 제 27 조. https://www.gov.uk/government/publications/strategy-and-policy-statement-for-energy-policy-ingreat-britain/strategy-and-policy-statement-for-energy-policy-in-great-britain-accessible-webpage#energy-system-roles-and-responsibilities

여 탄소 배출 감축, 고객 비용 절감, 성장이라는 국가 정책 목표 달성에 기여하는 혁신과 활동을 보상한다.[31] 지출 계획 평가에 이용되는 혁신 및 성과에 대한 상세한 설명은 Ofgem의 웹사이트에 게시된 부문별 방법론 (Sector-Specific Methodology Decision, SSMD) 관련 문서들에서 찾아볼 수 있다.[32] Ofgem은 각 ETO와 NDO가 제출하는 5개년 투자계획을 심사한 뒤 최종 허용 수익 결정액을 산정한다[33](부록 1 참조). 전력망 이용요금과 달리, 계통운영 보조서비스 요금은 매일 운영에서 실제 발생한 비용에 따라 소급적으로 계산된다. 요율의 산정은 독립적인 국가 전력 시스템 운영기관인 NESO가 담당한다.[34]

3) 한국

한국에는 미국의 PJM이나 영국의 Ofgem과 같은 독립 규제기관이 없다. 한국의 송·배전망을 소유한 한전이 전력망 이용요금을 내부적으로 산정하고 있어서 이해충돌의 위험이 내재한다. 규제기관의 역할을 하는 조직으로는 기후에너지환경부(MCEE) 산하 전기위원회가 있다. 전기위원회는 전력망 이용 요금을 심의하는 기능을 한다. 매년 한전은 전기위원회에 회계 자료를 제출하여 심의를 받는다. 하지만 전기위원회는 한전의 회계 자료에 비추어 한전이 제안하는 전력망 요금안을 철저히 감시하고 평가할 만한 능력을 갖추고 있지 않다.[35] 또한, 기후에너지환경부 장관의 산하에 설치된 조직이라는 점에서 전기위원회는 정부로부터 독립적이지 않다. 그 결과, 모든 전력망 이용자가 이용 전력 유형에 따라 동일한 망요금을 적용 받는지 여부조차 알 수 없다.

그림 5. 한국의 전력망 이용요금 승인 절차[36]

31 가스전력시장규제청 (Office Gas and Electricity Markets). 2025. *전력망 가격규제 (Energy Network Price Controls)* https://www.ofgem.gov.uk/energyregulation/how-we-regulate/energy-network-price-controls

32 Ofgem. 2024. *RIIO-3 부문별 방법론 결정 (RIIO-3 Sector Specific Methodology Decision)*, https://www.ofgem.gov.uk/decision/riio-3-sector-specificmethodology-decision-gas-distribution-gas-transmission-and-electricity-transmission-sectors

33 Ofgem. 2021. *RIIO-2 최종 결정: 송전 시스템 별첨(개정판) (RIIO-2 Final Determinations Electricity Transmission System Annex (REVISED))*. https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final_determinations_et_annex_revised.pdf

34 국가에너지시스템운영자(National Energy System Operator). *Balancing Services Use of System (BSUoS) 비용 정보*. https://www.neso.energy/dataportal/daily-balancing-costs-balancing-services-use-system#:~:text=The%20BSUoS%20charge%20recovers%20the%20cost%20of%20day-today,basis%20in%20a%20annual%20file%2C%20are%20provided%20here.

35 전기위원회는 인력이 부족하고, 기후에너지환경부로부터 독립적이지 못하며, 전력망 이용요금 부과 방법론 관련 규칙을 독자적으로 제정할 권한도 없다(기후솔루션. 2025. "성공적인 에너지 전환의 핵심, 계통 거버넌스 개선 방향")

36 전력망 이용요금의 최종 승인은 한때 산업통상자원부 소관이었으나 2025 년에 에너지 부문이 환경부로 이관되면서 기후에너지환경부가 신설되었다.

2. 요금 산정 방법론 및 요금기저에 포함되는 비용의 공개

1) 미국(FERC/PJM)

PJM의 기본 운영 방침 문서 '오픈 액세스 송전 요금(Open Access Transmission Tariff)'에는 송전망 운영과 관련된 모든 규칙·표준·규정·회계 산식이 담겨있다.[37] 또한, 전력망 이용자들에 대한 요금 부과 관련 회계 기준과 표준을 상세히 기술하는 'PJM 매뉴얼 27: 오픈 액세스 송전 요금 회계(PJM Manual 27: Open Access Transmission Tariff Accounting)'는 웹사이트에 공개되어 있다.[38] 요금 산정을 위한 표준 양식은 FERC의 웹사이트에서 찾아볼 수 있다.[39] PJM 체계에서는 오픈 액세스 송전 요금 문서에 각 송전 회사에 맞게 조정된 맞춤 양식이 포함된다. 위 문서들을 통해 소비자들은 자신이 지불하는 전력망 요금(전력망 이용요금과 계통운영 보조서비스 요금을 포함)이 어떻게 산정되는지 확인할 수 있다.

연방전력법(FPA)은 모든 망사업자와 전력판매사업자에게 FERC가 요구하는 방식에 따라 회계장부와 기록을 유지할 법적 의무를 부과한다. 이 규정을 준수하기 위해, PJM의 웹사이트에는[40] 규제 구역 내에서 운영되는 각 송전회사의 운영·유지·투자 비용 등을 상세히 기술하는 재무제표가 공개되어 있다(부록 2 참조). 이들 재무 자료는 각 회사가 네트워크 고객들에게 청구할 수 있도록 허용된 네트워크 통합 송전 서비스 요율(NITS Rate)을 계산하는 데 이용된다. 모든 송전 회사를 대상으로 승인된 수익 요구액과 서비스 요율은 PJM 웹사이트에 공개된다(부록 3 참조). 계통운영 보조서비스 제공과 연관된 요구 수익 역시 PJM의 웹사이트에 게시된다. 이러한 정보는 전압제어 서비스와 같이 FERC가 승인하는 서비스에 대한 수익이 등재되는 FERC의 자료실(docket library)인 eLibrary에서도 공개하고 있다.

2) 영국(Ofgem/NESO)

Ofgem 체제하에서, 송전자산 소유자(ETO)와 배전망 운영자(DNO)의 허용 수익은 RIIO를 통해 미리 결정된다.[41] 지출 계획을 평가하는 데 활용되는 혁신 및 결과 요소에 대한 상세한 설명이 부문별 방법론 문서에 담겨 Ofgem 웹사이트를 통해 공지되고 있다.[42] 고객들에게 적용되는 전력망 관련 최종 요금에는 세 가지가 있는데, 송전 계통이용(TNUoS) 요금, 배전 계통이용(DUoS) 요금, 밸런싱 서비스 계통이용(BSUoS) 요금[43]이 포함된다. 송전 계통이용 요금(TNUoS

37 PJM 인터커넥션. 2025. 오픈 액세스 송전 요금(Open Access Transmission Tariff). https://agreements.pjm.com/oatt/3897

38 PJM 인터커넥션. 2025. *PJM 매뉴얼 27: 오픈 액세스 송전 요금 회계(PJM Manual 27: Open Access Transmission Tariff Accounting)*. https://www.pjm.com/pjmfiles/directory/manuals/m27/index.html

39 FERC. 2020. *Form No. 1 – Annual Report of Major Electric Utility*. https://www.ferc.gov/industries-data/electric/resources/industry-forms/form-no-1-annual-report-major-electricutility#:~:text=The%20Form%20No.%201%20is%20a%20comprehensive%20financial,audits%20by%20Major%20electric%20utilities%2C%20licensees%20and%20others.

40 FERC. *요율 프로토콜 (Formula rates)*. https://www.pjm.com/markets-and-operations/billing-settlements-and-credit/formula-rates

41 최종 결정은 연간 반복 산정 절차(Annual Iteration Process)와 사후 조정 과정(true-ups)을 통해 매년 조정될 수 있으며, 이로 인해 실제 최종적으로 수취하는 수익이 달라질 수 있다. 이는 예기치 못한 변화에 대비한 절차적 유연성을 유지하기 위함이다.

42 Ofgem. 2024. *RIIO-3 부문별 방법론 결정—송전 별첨(RIIO-3 Sector Specific Methodology Decision – ET Annex)*. https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-07/RIIO-3_SSMD_ET_Annex.pdf

43 계통운영 보조서비스 요금에 해당하는 영국식 요금

charge)과 밸런싱 서비스 계통이용 요금(BSUoS charge)은 전력계통 접속 및 이용 규정(CUSC)에[44] 기술된 계통이용요금 산정 방법론에 따라 산정되며, 배전 계통이용 요금(DUoS charge)은 배전 계통 접속 및 이용 협정(DCUSA)에[45] 명시된 공통 배전요금 산정 방법론(Common Distribution Charging Methodology)에 따라 계산된다. 온라인으로 공개되어 있는 전력계통 접속 및 이용 규정(CUSC)은 지정 지역별 요금 산정을 위한 상세한 방법론과 계산식들을 제공한다. 최종 산정된 송전 계통이용 요금(TNUoS charge)과 밸런싱 서비스 계통이용(BSUoS charge)요금의 경우 국가에너지시스템운영기관인 NESO가 온라인으로 공개하고, 배전 계통이용 요금(DUoS charge)의 경우 배전망 운영자의 웹사이트에 공표된다. 미국의 PJM 과 마찬가지로, 영국에서도 모든 고객이 산정 방법론을 직접 확인함으로써 자신이 부담하는 전력망 이용요금 체계를 이해할 수 있다.

송전망소유자(ETO)와 배전망운영자(DNO)의 허용 수익에 대한 최종 결정 사항은 모두 Ofgem의 웹사이트에서 찾아볼 수 있다(부록 1 참조). 수익 요구액의 세부 항목으로는 '부하 및 비부하 관련 자본지출(load and non-load related capex),' '전력망 운영비(network operating costs),' '경영지원비(business support costs),' '밀접 연계 간접비(closely associated indirects)'가 있다(부록 4 참조). 각 전력망 회사가 Ofgem에 제출하는 사업 계획은 각 회사 웹사이트에 게시된다. 밸런싱 서비스 계통이용(BSUoS) 관련 비용은 전력망 운영자인 NESO가 온라인으로 공지한다[46](부록 5 참조). 비용 항목은 여섯 개의 기능 범주로 분류되며, 각 서비스가 제공하는 내용에 대한 정의도 함께 제공된다. 자료는 정산기간별로 제공되는데 각 정산기간은 30분 단위로 이루어지며 이에 따라 자료는 정기적으로 갱신된다.

3) 한국

한전이 전력망 요금을 산정할 때 적용하는 방법론은 공개되어 있지 않다. 산정 기준을 규율하는 행정규칙에 따르면 전력망 요금은 송전망/배전망 운영 과정에 발생하는 비용을 보전하는 수준에서 결정되어야 하는데, 여기에는 합리적 수준의 투자보수율이 포함된다.[47,48] 또한, 해당 행정규칙은 전력망 운영 비용이 전력망 이용자들 간에 형평성 있게 배분되어야 한다고 규정하고 있다.[49,50] 그러나 한전이 이러한 수준을 결정하기 위해 사용하는 계산식은 공개되어 있지 않다. 즉, 소비자들은 자신이 내는 전력망 요금과 요율이 어떻게 산정되었는지 알 수 없다. 반면, 계통운영 보조서비스 요금 산정을 담당하는 한국전력거래소(KPX)는 요금 산정 방법론을 '전력시장운영규칙'에서 밝히고 있다.[51]

---

44 국가에너지시스템운영기관(National Energy System Operator). *전력계통 접속 및 이용 규정(Connection and Use of System Code)*. https://www.neso.energy/industry-information/codes/connection-and-use-system-code-cusc

45 DCUSA Ltd. *배전 계통 접속 및 이용 협정 (Distribution Connection and Use of System Agreement)*. https://www.dcusa.co.uk/dcusa-document/

46 NESO. *Balancing Services Use of System (BSUoS) 비용 정보*. https://www.neso.energy/data-portal/daily-balancing-costs-balancing-services-usesystem#:~:text=The%20BSUoS%20charge%20recovers%20the%20cost%20of%20day-today,basis%20in%20a%20annual%20file%2C%20are%20provided%20here.

47 산업통상자원부, 전력시장과. 2012. 송전이용요금산정기준, 제 2 조. https://law.go.kr/LSW/admRulLsInfoP.do?admRulSeq=2000000074807#AJAX

48 산업통상자원부, 전력시장과. 2012. 배전이용요금산정기준, 제 2 조. https://law.go.kr/LSW/admRulLsInfoP.do?admRulId=33705&efYd=0

49 산업통상자원부, 전력시장과. 2012. 송전이용요금산정기준, 제 3 조.

50 산업통상자원부, 전력시장과. 2012. 배전이용요금산정기준, 제 3 조.

51 한국전력거래소. 2025. 전력시장운영규칙(Electricity Market Operation Rules). https://marketrule.kpx.or.kr/lmxsrv/law/lawDetail_areaC.do?SEQ=2&LAWGROUP=1&PAGE=1&SEQ_HISTORY=0

한전의 재무제표는 공공기관 경영정보 공개시스템 '알리오(ALIO)'를 통해 공개되고 있다. 여기에는 발전·송전·배전·판매 부문별로 구분된 회계 정보와 함께 독립 감사 보고서가 포함되어 있다. 재무제표 공시에도 불구하고, 공개된 정보는 부문별 총수익과 총영업비용의 일반적 요약에 그친다. 투자 및 운영 비용의 상세한 구성을 밝히거나 그렇게 사용된 비용이 전력망 요율 산정에 어떤 식으로 반영되는지에 대한 구체적 내역은 제공되지 않는다. 전력거래소가 산정하는 계통운영 보조서비스 요금에 대해서는 요금 산정의 기초를 이루는 12개의 비용 범주가 존재한다. 그러나 이들 항목 각각의 실제 비용 규모 역시 공개된 바가 없다. 매년 전년도에 발생한 보조서비스 요금의 상세 내역을 비용평가위원회 회의에서 공유하고 논의하긴 하지만, 이 회의에는 위원회 구성원만이 참여할 수 있다.

3. 전력망에 대한 승인 절차에서 넷제로 달성 위한 투자 고려

1) 미국(FERC/PJM)

넷제로(Net Zero)로의 전환은 PJM이 송전 계획을 수립하고 요율 승인 절차를 진행할 때 법적으로 반드시 고려해야 할 요소는 아니다. 에너지 믹스 계획의 방향성이 주(州) 단위 정책에 따라 결정되기 때문이다. 그럼에도 PJM의 지역 송전 확장 계획(RTEP)에는 재생에너지 확대를 위한 투자의 필요성을 인정하는 내용이 담겨 있다. 예를 들면 "또한 [지역 송전 확장 계획]은 2024년 내내 지속되었고 향후 PJM의 미래 전력망을 이끌어갈 추세를 면밀히 검토하는데, 여기에는 화석연료에서 재생에너지로의 지속적 전환과 공공 정책의 영향이 포함된다"라고[52] 밝히고 있다. 이러한 정책적 방향이 유지되는 한, PJM은 재생에너지 전환을 위해 전력망 보강 계획과 예산의 승인에 우선순위를 둘 수 있다.

2) 영국(Ofgem/NESO)

영국은 2050년까지 온실가스 순배출량 "0"을 달성하겠다는 목표를 가지고 넷제로(Net Zero)로의 전환을 법제화하였다.[53] 이에 따라 탄소 배출 감축과 에너지 전환을 위한 노력이 전력계통 확충 계획과 RIIO 평가 기준에서 주요 요소로 반영된다. 예를 들어, 전력망 사업자(network company)는 허용 수익 결정 과정 중 Ofgem에게 환경 행동 계획(Environmental Action Plan)을 제출한다.[54] 최근 그린 에너지 성장 및 넷제로 프로젝트를 지원하기 위한 36억 파운드가 포함된 재원이 승인된 바 있다.[55] 이뿐 아니라, 전력망 사업자가 투자 정당성을 입증한다면 넷제로 투자에 대한 추가 재정 지원에 대한 Ofgem 승인을 받을 수도 있다.[56] 이러한 추가 투자는 공개협의, 이해관계자 의견수렴, Ofgem의 규제적 판단을 거쳐 확정된다. 넷제로 투자를 전력망 요금 산정 과정에 포함하는 것은 전력망 요금이 재생에너지 전환을 효과적으로 지원하는 데 사용되도록 보장하는 동시에, 경제적 적정성과 계통 안정성(reliability)의 균형을 맞추는 데 기여한다.

---

52 PJM 인터커넥션. 2025. 2024 년 지역 송전 확장 계획[2024 Regional Transmission Expansion Plan (RTEP)]. https://www.pjm.com/library/reportsnotices/rtep-documents.aspx

53 영국 사업·에너지·산업전략부(Department for Business, Energy & Industrial Strategy). 2019. 「영국, 주요국 최초 넷제로 법제화하다(*UK becomes first major economy to pass net zero emissions law*)」. https://www.gov.uk/government/news/uk-becomes-first-major-economy-to-pass-net-zero-emissionslaw

54 Ofgem. 2024. RIIO-3 부문별 방법론 결정 –개요 문서(RIIO-3 Sector Specific Methodology Decision – Overview Document). https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-07/RIIO_3_SSMD_Overview.pdf

55 Ofgem. 2020. 에너지 망 가격 통제. 최종 결정 개요 2021~2026 (*Energy network price controls. Overview of final determinations. 2021-2026*). https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2020/12/riio2_overview_document_web_1.pdf

56 Ibid.

3) 한국

넷제로(Net Zero)로의 전환은 현재 한전의 송전 계획 수립 및 요금 승인 절차에서 법적으로 고려해야 할 요소가 아니다.[57] 국내 유일의 전력망 소유자인 한전은 계통 안정성과 전력 품질을 유지해야만 하지만, 변동성 재생에너지(VRE)의 증가는 시스템 유지를 더욱 어렵게 만든다. 때문에 한전은 재생에너지 수용 확대를 위한 전력망 보강 투자에 소극적일 수밖에 없다. 2024년, 한전은 전력망 혼잡(grid congestion) 완화 방안을 발표하면서 호남 지역 신규 송전선 완공 예정 시점인 2031까지 재생에너지의 신규 계통 접속 제한 방안을 제시했다. 넷제로 달성을 위한 전력망 보강 투자 요건을 전력망 요금 승인 절차에 포함시킨다면 전력망 요금이 재생에너지 전환에 기여하는 효과적 도구로 쓰이게 될 것이다.

4. 국민 참여 기회 보장

1) 미국(FERC/PJM)

미국에서는 일반 국민이 FERC의 심의 절차에 참석하고 관여할 수 있고, FERC는 전담 국민참여사무국(Office of Public Participation)을 별도로 두고 있다.[58] 시민들은 또한 공익기업의 공식 요율(formula rate)에 이의를 제기할 수도 있다. PJM 내에서는 다수의 위원회 회의가 일반에 개방되어 국민 누구나 참여가 가능하다.[59] 이는 시민사회가 규제기관의 모든 절차에 접근할 수 있고 그 내용을 청취할 수 있음을 의미한다. 이는 투명한 조직의 핵심 구성 요소로서 책무성을 보장하는 역할도 한다. 모든 회의의 일정·의제·회의록이 PJM의 웹사이트에 게시되어 누구나 온라인으로 확인할 수 있다.

2) 영국(Ofgem/NESO)

송전자산 소유자(ETO)와 배전망 운영자(DNO)의 허용 수익을 결정하는 RIIO 절차 중에 몇 차례에 걸쳐 대중에게 공개되는 회의가 개최되는데, 일례로 허용 수익 결정 초안의 발표에 뒤따르는 회의가 있다. 공개 회의에서는 최종 결정안이 나오기 전에 초안을 놓고 의견을 논의하게 된다.[60] 또한, Ofgem은 여러 가지 규제적 결정에 대해 공개 협의 및 의견 수렴을 구하고 그 내용을 웹사이트에 게시한다.[61] NESO 역시 포럼을 개최하여 요금 부과 방식에 대한 이해관계자의 의견을 취합한다. 이러한 공개 협의를 통해 국민은 잠재적 변화를 사전에 검토하고 자신의 의견을 개진할 수 있다.[62]

---

57 전기사업법 시행령 제 6 조에 따르면, 전기설비의 이용요금의 승인을 위한 요건은 다음과 같다: 1. 이용요금이 적정 원가에 적정 이윤을 더한 것일 것; 2. 전기설비의 차별없는 이용이 보장되어 있을 것; 3. 전기설비의 이용에 대한 권리의무 관계가 명확하게 규정되어 있을 것

58 FERC. 2025. 전력 시장(Energy markets). https://www.ferc.gov/opp/energy-markets

59 PJM 인터커넥션. 2025. 감독 및 투명성(Oversight and transparency). https://www.pjm.com/-/media/DotCom/about-pjm/newsroom/fact-sheets/oversightand-transparency-fact-sheet.pdf

60 https://www.ofgem.gov.uk/publications/riio-2-open-meetings

61 https://www.ofgem.gov.uk/consultations/consultations-and-calls-input

62 Ofgem. *How we consult*. https://www.ofgem.gov.uk/consultations/how-we-consult

3) 한국

미국의 PJM과 달리, 한전과 전력거래소(KPX), 그리고 전기위원회의 회의들은 일반적으로 대중에게 공개되지 않으며, 국민은 규제적 결정에 대한 의견 개진 기회를 보장받지 못한다. 이는 전력거래소 산하 위원회에 참여하는 구성원들이 대다수 화력발전 기업들로 구성되어 있다는 점에서, 절차적으로도 중대한 문제로 이어진다.

IV. 결론

전력망 요금 규제의 모범 사례를 미국의 PJM이나 영국의 Ofgem 사례에서 찾아볼 수 있다. 전력망은 자연 독점적 성격을 가지므로 공정성·투명성·지속가능성을 담보하기 위해서는 독립적이고 책임성 있는 규제가 필수적이다. 그러나 현재 한국의 전력망 요금 규제 및 산정 체계는 PJM이나 Ofgem이 갖는 공정·투명·지속가능한 제도의 지표를 모두 충족하지 못하고 있다. 이러한 공정성과 투명성의 결여는 소비자들이 PPA 등을 통해 전력을 조달하는 것을 방해하고, 재생에너지 전력 수요가 확대되는 것을 저해하고 있다. 이러한 문제를 해결하기 위해 한전과 기후에너지환경부(MCEE)는 다음과 같은 개선 방안을 도입해야 한다.

- 전력망 계획 수립 및 요율 승인을 감독할 독립적 규제기관을 신설한다.
- 전력망 이용요금 산정 방식을 상세히 공개한다. 전력망 이용요금의 요금기저를 구성하는 모든 비용 항목과 이용요금 계산에 적용되는 방식도 포함하여 공개한다.
- 탄소중립 달성을 위한 전력망 보강 관련 계획 수립 및 투자에 대한 계획을 전력망 이용요금 승인 절차에 필수 요건으로 포함한다.
- 전력망 이용요금 산정과 관련된 회의를 일반 국민에게 개방하고 다양한 이해관계자의 의견 개진 절차를 마련한다.

재생에너지 기반 전력 시스템을 뒷받침할 전력망 보강과 투자는 에너지 전환에 결정적이다. 그러나 불투명한 요금 산정 체계는 전기 소비자들로 하여금 재생에너지 조달을 주저하게 만드는 요인이 된다. 요금이 공정하게 산정되었는지 확인하거나, 향후 어떻게 변경될지 예측할 수 없기 때문이다. 전력망 이용요금에 대한 신뢰 및 수용성을 구축하기 위해서는 정보 공개와 독립적 규제가 필수적이다.

부록

[부록 1] Ofgem 승인 ETO(2021~2026) 및 DNO(2023~2028) 기초 허용 수익(baseline allowance)

ETO	ETO's baseline request (£m)	Ofgem Draft Determination (£m)	Ofgem Final Determination (£m)
NGET	7090	3332	5377
SHET	2388	1609	2158
SPT	1389	970	1226
ET sector total	10867	5911	8761

Table 12 RIIO-ED2 submitted totex vs allowed totex (£m, 2020/21 prices)[107]

DNO Group	DNO	Submitted Totex	DD Allowed Totex	FD Allowed Totex	FD vs. Submitted	Difference (%)
ENWL	ENWL	1,890	1,640	1,722	-168	-8.9%
NPg	NPgN	1,393	1,129	1,186	-207	-14.9%
	NPgY	1,838	1,521	1,596	-242	-13.2%
NGED	WMID	1,934	1,588	1,679	-255	-13.2%
	EMID	2,058	1,697	1,838	-220	-10.7%
	SWALES	1,143	953	1,015	-127	-11.1%
	SWEST	1,758	1,343	1,449	-309	-17.6%
UKPN	LPN	1,499	1,323	1,416	-83	-5.6%
	SPN	1,554	1,394	1,476	-78	-5.0%
	EPN	2,470	2,137	2,277	-192	-7.8%
SPEN	SPD	1,676	1,451	1,469	-207	-12.4%
	SPMW	1,721	1,477	1,476	-245	-14.3%
SSEN	SSEH	1,406	1,087	1,227	-179	-12.7%
	SSES	2,835	2,199	2,397	-439	-15.5%
Total		**25,175**	**20,939**	**22,224**	**-2,951**	**-11.7%**

* Ofgem. 2024. *RIIO-3 부문별 방법론 결정 – 송전 별첨(RIIO-3 Sector Specific Methodology Decision – ET Annex)*. https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-07/RIIO-3_SSMD_ET_Annex.pdf

* Ofgem. 2022. *RIIO-ED2 최종 결정 개요 문서(RIIO-ED2 Final Determinations Overview document)*. https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2022-11/RIIO-ED2%20Final%20Determinations%20Overview%20document.pdf

[부록 2] PJM 관할 송전회사 American Transmission Systems, Inc.가 요율 산정 근거로 제공하는 재무보고서 발췌본

Formula Rate - Non-Levelized | Rate Formula Template Utilizing FERC Form 1 Data | For the 12 months ended 12/31/2023

American Transmission Systems, Inc.

Line No.	(1)	(2) Form No. 1 Page, Line, Col.	(3) Company Total	(4) Allocator		(5) Transmission (Col 3 times Col 4)
	RATE BASE:					
	GROSS PLANT IN SERVICE					
1	Production	205.46.g (Notes U & X)	-	NA		
2	Transmission	207.58.g (Notes U & X)	5,736,002,767	TP	1.00000	5,736,002,767
3	Distribution	207.75.g (Notes U & X)	-	NA		
4	General & Intangible	205.5.g & 207.99.g (Notes U & X)	368,788,929	W/S	1.00000	368,788,929
5	Common	356.1 (Notes U & X)	-	CE	1.00000	-
6	TOTAL GROSS PLANT (sum lines 1-5)		6,104,791,697	GP=	100.000%	6,104,791,697
	ACCUMULATED DEPRECIATION					
7	Production	219.20-24.c (Notes U & X)	-	NA		
8	Transmission	219.25.c (Notes U & X)	1,301,586,986	TP	1.00000	1,301,586,986
9	Distribution	219.26.c (Notes U & X)	-	NA		
10	General & Intangible	200.21.c & 219.28.c (Notes U & X)	148,950,334	W/S	1.00000	148,950,334
11	Common	356.1 (Notes U & X)	-	CE	1.00000	-
12	TOTAL ACCUM. DEPRECIATION (sum lines 7-11)		1,450,537,321			1,450,537,321
	NET PLANT IN SERVICE					
13	Production	(line 1- line 7)	-			
14	Transmission	(line 2- line 8)	4,434,415,781			4,434,415,781
15	Distribution	(line 3 - line 9)	-			
16	General & Intangible	(line 4 - line 10)	219,838,595			219,838,595
17	Common	(line 5 - line 11)	-			-
18	TOTAL NET PLANT (sum lines 13-17)		4,654,254,376	NP=	100.000%	4,654,254,376
	ADJUSTMENTS TO RATE BASE (Note F & HH)					
19	Account No. 281 (enter negative)	Appendix G(3)	-	NA		
20	Account No. 282 (enter negative)	Appendix G(3)	(996,174,366)	NP	1.00000	(996,174,366)
21	Account No. 283 (enter negative)	Appendix G(3)	(52,583,460)	NP	1.00000	(52,583,460)
22	Account No. 190	Appendix G(3)	152,732,273	NP	1.00000	152,732,273
23	Account No. 255 (enter negative)	Appendix G(3)	-	NP	1.00000	-
24	TOTAL ADJUSTMENTS (sum lines 19- 23)		(896,025,553)			(896,025,553)
25	LAND HELD FOR FUTURE USE	214.x.d (Notes G & Y)	-	TP	1.00000	-
	WORKING CAPITAL (Note H)					
26	CWC	calculated	24,755,530			24,136,355
27	Materials & Supplies (Note G)	227.8.c & .16.c (Note Y)	700,368	TE	0.96083	672,935
28a	Prepayments (Account 165)	111.57.c (Notes Y & CC)	3,535,508	GP	1.00000	3,535,508
28b	Unfunded Reserve Plant-related (enter negative) (Acct Nos. 228.1-228.4, 242) (Notes Y & Z)		-	NP	1.00000	-
28c	Unfunded Reserve Labor-related (enter negative) (Acct Nos. 228.1-228.4, 242) (Notes Y & Z)		-	W/S	1.00000	-
29	TOTAL WORKING CAPITAL (sum lines 26 - 28c)		28,991,406			28,344,798
30	RATE BASE (sum lines 18, 24, 25, & 29)		3,787,220,229			3,786,573,621

Transmission Enhancement Credit - True-up
To be completed after Appendix D for the True-up Year is updated using actual data

Line No.	(a) Project Name	(b) RTEP Project Number	(c) Actual Appendix D Revenues	(d) Projected Annual Revenue Requirement: Projected Appendix D p 2 of 2, col. 12	(e) Actual Appendix D Revenues Allocated to Projects: [Col. c, line 1 * (Col. d, line 2x / Col. d, line 3)]	(f) Actual Annual Revenue Requirement: Actual Appendix D p 2 of 2, col. 12	(g) True-up Adjustment Principal Under/(Over): Col. f - Col. e	(h) Applicable Interest on Under/(Over): Col. g * [(line 4a / line 4b) - 1]	(i) True-up Adjustment with Interest Under/(Over): Col. g + Col. H
1	[A] Actual PJM TEC Revenues for True-up Year		$ 29,338,394						
2a	New Mansfield 69kV Switching Station	b1587		$ 2,044,901	$ 2,102,870	$ 1,975,558	$ (127,312)	$ (22,216)	$ (149,528)
2b	Re-conductor Galion-GM Mansfield-Ontario-Cairns	b1920		$ 3,294,674	$ 3,388,072	$ 3,164,262	$ (223,810)	$ (39,056)	$ (262,865)
2c	New Toronto Substation looping in Sammis-Wylie Ridge	b1977		$ 6,786,984	$ 6,979,382	$ 6,381,589	$ (597,792)	$ (104,317)	$ (702,109)
2d	West Fremont - Groton - Hayes 138 kV line	b1959		$ 15,249,290	$ 15,681,578	$ 14,898,214	$ (783,364)	$ (136,700)	$ (920,064)
2e	McDowell-Campbell - Construct approximately 5.5 miles of 138 kV line	b2124.4		$ 572,294	$ 588,518	$ 1,810,383	$ 1,221,865	$ 213,219	$ 1,435,085
2f	McDowell Substation - Add a new 138 kV line exit	b2124.1		$ 4,784	$ 4,920	$ 464,811	$ 459,891	$ 80,252	$ 540,143
2g	Campbell Substation - Construct a 138 kV ring bus and install a 138/69 kV autotransformer	b2124.2		$ 44,059	$ 45,308	$ 1,055,866	$ 1,010,558	$ 176,345	$ 1,186,903
2h	Build a new East Springfield - London #2 138 kV line	b2435		$ -	$ -	$ 8,759,827	$ 8,759,827	$ 1,528,617	$ 10,288,444
2i	Lallendorf-Monroe 345kV-Reconductor	b2972		$ 532,646	$ 547,746	$ 576,060	$ 28,314	$ 4,941	$ 33,255
3	Subtotal			28,529,634	29,338,394	39,086,571			
4a	Revenue Requirement True-up with Interest (Appendix H)						(34,720,748)		
4b	Revenue Requirement True-up - Over/Under Recovery (Appendix H)						(29,562,073)		

NOTE
[A] Amount included in revenues reported on page 330, column k of FERC Form 1.

* American Transmission Systems, Incorporated. 2025. *Docket No. ER25-2145-000 2025 PTRR Informational Filing*. https://www.pjm.com/markets-and-operations/billing-settlements-and-credit/formula-rates

[부록 3] PJM 관할 일부 송전회사들의 2025년 수익 요구액 및 서비스 요금

Annual Transmission Revenue Requirements (ATRR) and Network Integration Transmission Service (NITS) Rates				
Transmission Zone	**Transmission Owner**	**Annual Revenue Requirement**	**Total Zonal Annual Revenue Requirement**	**Network Integration Transmission Service Rate ($/MW-Year)**
AECO	Atlantic City Electric Company	$ 214,683,252.00	**$ 214,683,252.00**	**$ 83,665.00**
AEP	AEP East Operating Companies	$ 1,252,733,679.68		
	AEP East Transmission Companies	$ 1,650,145,419.05		
	AMP Transmission, LLC	$ 3,021,458.58		
			$ 2,905,900,557.31	**$ 130,204.25**
APS	South FirstEnergy Operating Companies	$ 156,143,555.00		
	Keystone Appalachian Transmission Company	$ 67,758,206.00		
			$ 223,901,761.00	**$ 25,051.72**
ATSI	American Transmission Systems, Inc.	$ 1,083,189,136.00		
	AMP Transmission, LLC	$ 22,630,794.60		
			$ 1,105,819,930.60	**$ 88,389.94**
BGE	Baltimore Gas and Electric Company	$ 399,660,633.00	**$ 399,660,633.00**	**$ 59,070.00**
ComEd	Commonwealth Edison Company	$ 992,308,573.00	**$ 992,308,573.00**	**$ 46,025.00**
DAY	The Dayton Power and Light Company	$ 151,084,225.00		
	AMP Transmission, LLC	$ 544,281.80		
			$ 151,628,506.80	**$ 45,060.48**
DEOK	Duke Energy Ohio, Inc. and Duke Energy Kentucky, Inc.	$ 244,320,968.00	**$ 244,320,968.00**	**$ 47,248.00**
DOM	Virginia Electric and Power Company	$ 1,754,104,936.07	**$ 1,754,104,936.07**	**$ 75,876.81**
	Virginia Electric and Power Company (Dominion Underground)	$ 12,108,222.57	**$ 12,108,222.57**	**$ 541.18**

* PJM. 2025. *연간 송전 수익 요구액(ATRR) 및 전력망 통합 송전 서비스(NITS) 요율 [Annual Transmission Revenue Requirements (ATRR) and Network Integration Transmission Service (NITS) Rates]*. https://www.pjm.com/-/media/DotCom/markets-ops/settlements/network-integration-trans-service-june-2025.pdf

[부록 4] Ofgem 관할 ETO의 승인된 기초 허용 수익에 포함되는 일부 비용 항목 예시

Load and non-load related capex

ETO	ETO's baseline request[20] (£m)	Ofgem Draft Determination (£m)	Ofgem Final Determination (£m)
NGET	3766.5	1635.1	3228.9
SHET	1664.0	1257.8	1609.7
SPT	938.5	692.2	892.8
Total	6369.0	3585.1	5731.4

Network Operating Costs

ETO	ETO's baseline request (£m)	Ofgem Draft Determination (£m)	Ofgem Final Determination (£m)
NGET	1174.6[21]	549.0	723.4
SHET	207.8	90.2	165.8
SPT	110.1	85.6	110.1
Total	1492.5	724.8	999.3

* Ofgem. 2021. *RIIO-2 최종 결정 송전 체계 별첨(개정본) [RIIO-2 Final Determinations Electricity Transmission System Annex (REVISED)]*. https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final_determinations_et_annex_revised.pdf

[부록 5] NESO 웹사이트에 게시된 정산기간 별 BSUoS 비용 표(단위: £/MWh)

Settlement Date	Settlement Period	Energy Imbalance	Frequency Control	Positive Reserve	Constraints	Negative Reserve	Other
2025-04-01	1	-17526.165	41.34634596845396	0	23596.734061063784	3.182154317894385	9.60243
2025-04-01	2	-12761.908	0	0	16173.143462845715	18.93534103125045	36.14719
2025-04-01	3	-9180.006	69.07390454795365	0	16964.8648957301	6.9983436196626245	6.30685
2025-04-01	4	-14223.552	77.07274547125547	0	14093.338917430528	0.5972858974048904	108.8130
2025-04-01	5	-32112.82	41.05317296917052	0	15852.855473081514	15.558793510025094	123.1085
2025-04-01	6	-20290.459	423.3114982784862	0	15955.476630591224	0	204.489
2025-04-01	7	-4999.562	1183.4741105288233	0	14620.352641759457	68.41215806937143	233.9320
2025-04-01	8	1351.875	496.7046382583145	6.5161668443543	15618.563312955595	0	1759.937
2025-04-01	9	26.502	3923.8502527336254	-12.356714495064171	9421.307596845794	-173.861	3181.036
2025-04-01	10	-669	2211.9313903516363	0	17975.338415067952	0	271.16319

* NESO. 2025. *2025~2026년 일일 밸런싱 비용(Daily Balancing Costs 2025-2026)*. https://www.neso.energy/data-portal/daily-balancing-costs-balancing-services-use-system/daily_balancing_costs_2025-2026

참고문헌

- 가스전력시장규제청 (Office Gas and Electricity Markets). 2025. *전력망 가격규제 (Energy Network Price Controls)* https://www.ofgem.gov.uk/energy-regulation/how-we-regulate/energy-network-price-controls
- Ofgem. 2020. 에너지 망 가격 통제. 최종 결정 개요 2021~2026 (*Energy network price controls. Overview of final determinations. 2021-2026*). https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2020/12/riio2_overview_document_web_1.pdf
- Ofgem. 2021. *RIIO-2 최종 결정: 송전 시스템 별첨(개정판) (RIIO-2 Final Determinations Electricity Transmission System Annex (REVISED))*. https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final_determinations_et_annex_revised.pdf
- Ofgem. 2024. *RIIO-3 부문별 방법론 결정 (RIIO-3 Sector Specific Methodology Decision)*, https://www.ofgem.gov.uk/decision/riio-3-sector-specific-methodology-decision-gas-distribution-gas-transmission-and-electricity-transmission-sectors
- Ofgem. 2024. *RIIO-3 부문별 방법론 결정 –개요 문서(RIIO-3 Sector Specific Methodology Decision – Overview Document*). https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-07/RIIO_3_SSMD_Overview.pdf
- 김건영. 기후솔루션. 2025. 전력거래소 거버넌스, 변화하는 전력시장 참여자의 대표성 강화 방안. https://forourclimate.org/ko/research/610
- 김진우. 국가기록원. 2007. *전력산업 구조개편*. https://www.archives.go.kr/next/newsearch/listSubjectDescription.do?id=006612&sitePage=)
- 국가에너지시스템운영자(National Energy System Operator). *Balancing Services Use of System (BSUoS) 비용 정보*. https://www.neso.energy/data-portal/daily-balancing-costs-balancing-services-use-system#:~:text=The%20BSUoS%20charge%20recovers%20the%20cost%20of%20day-to-day,basis%20in%20a%20annual%20file%2C%20are%20provided%20here.
- NESO. *전력계통 접속 및 이용 규정(Connection and Use of System Code)*. https://www.neso.energy/industry-information/codes/connection-and-use-system-code-cusc
- 니코 루시아니(Niko Lusiani). 루즈벨트 연구소(Roosevelt Institute). 2024. *뿌리깊은 전력 권력: 주주 소유 전력 회사는 어떻게 청정 에너지 전환을 가로막는가(Entrenched power: how shareholder-owned electric utilities hinder the clean energy transition.)* https://rooseveltinstitute.org/publications/entrenched-power-how-shareholder-owned-electric-utilities-hinder-the-clean-energy-transition/
- 산업통상자원부, 전력시장과. 2012. 배전이용요금산정기준, 제2조. https://law.go.kr/LSW/admRulLsInfoP.do?admRulId=33705&efYd=0
- 산업통상자원부, 전력시장과. 2012. 송전이용요금산정기준, 제2조. https://law.go.kr/LSW/admRulLsInfoP.do?admRulSeq=2000000074807#AJAX
- 산업통산자원부(MOTIR). 2021. *재생에너지 전기를 사용자가 직접 구매 가능해져*. https://www.motir.go.kr/kor/article/ATCL3f49a5a8c/164668/view
- 아담 밴 (Adam Vann). 미국 의회조사국. 2020. *연방전력법의 법적 기틀(The Legal Framework of the Federal Power Act)*. https://www.congress.gov/crs-product/IF11411
- 에너지경제. 2023. *전력시장 개방 '허울' 논란...PPA 요금제에 "한전 갑질·횡포" vs "체리피킹 방지"*. https://www.ekn.kr/web/view.php?key=20230118010004093
- 에너지안보·넷제로부(Department for Energy Security and Net Zero). 2024. *영국 에너지 정책에 대한 전략 및 정책 성명서(Strategy and policy statement for energy policy in Great Britain)*, 제27 조. https://www.gov.uk/government/publications/strategy-and-policy-statement-for-energy-policy-in-great-britain/strategy-and-policy-statement-for-energy-policy-in-great-britain-accessible-webpage#energy-system-roles-and-responsibilities
- 연방에너지규제위원회(Federal Electric Regulatory Commission). 2025. *업무안내(Overview)*. https://www.ferc.gov/electric
- FERC. 2020. *Form No. 1 – Annual Report of Major Electric Utility*. https://www.ferc.gov/industries-data/electric/resources/industry-forms/form-no-1-annual-report-major-electric-utility#:~:text=The%20Form%20No.%201%20is%20a%20comprehensive%20financial,audits%20by%20Major%20electric%20utilities%2C%20licensees%20and%20others.
- FERC. 2022. https://www.ferc.gov/formula-rates-electric-transmission-proceedings-key-concepts-and-how-participate
- FERC. 2025. *전력시장(Electric Power Markets)*. https://www.ferc.gov/electric-power-markets

- FERC. *요율 프로토콜 (Formula rates)*. https://www.pjm.com/markets-and-operations/billing-settlements-and-credit/formula-rates
- 영국 사업·에너지·산업전략부(Department for Business, Energy & Industrial Strategy). 2019. 「영국, 주요국 최초 넷제로 법제화하다(*UK becomes first major economy to pass net zero emissions law*)」. https://www.gov.uk/government/news/uk-becomes-first-major-economy-to-pass-net-zero-emissions-law
- 영국 정부. 2023. 2023년 에너지법(Energy Act 2023). https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2023/52
- 최호 기자, 변상근 기자. 전자신문. 2023. 한전, '직접 PPA' 요금제 도입 무기한 유예…산업계 반발에 보완 검토. https://www.etnews.com/20230710000172
- 크리스티안 폰 함머슈타인(Christian von Hammerstein); 안드레아스 얀(Andreas Jahn); 패트릭 그라이헨(Patrick Graichen); 아고라 에네르기벤데(Agora Energiewende). 2018. *전력망 이용요금: 열리지 않는 블랙박스인가? – 현황 법적 분석(Stromnetzentgelte: Eine Blackbox, die nicht geöffnet werden kann? Eine rechtliche Analyse der aktuellen Situation)*. https://www.agora-energiewende.de/aktuelles/blackbox-netzentgelte-tarife-der-netzbetreiber-vermutlich-oft-ueberhoeht-ueberpruefung-ist-unmoeglich
- 기후솔루션, 한국RE100협의체, 한국정책리서치. 2025. 기업의재생에너지 직접구매(PPA) 망 이용요금에 관한 설문 조사.
- 한국전력거래소. 2025. 전력시장운영규칙(Electricity Market Operation Rules). https://marketrule.kpx.or.kr/lmxsrv/law/lawDetail_areaC.do?SEQ=2&LAWGROUP=1&PAGE=1&SEQ_HISTORY=0
- DCUSA Ltd. *배전 계통 접속 및 이용 협정* (*Distribution Connection and Use of System Agreement*). https://www.dcusa.co.uk/dcusa-document/
- PJM 인터커넥션(PJM Interconnection). 2025. 오픈 액세스 송전 요금(Open Access Transmission Tariff, OATT). https://agreements.pjm.com/oatt/3897
- PJM 인터커넥션. 2025. 감독 및 투명성(Oversight and transparency). https://www.pjm.com/-/media/DotCom/about-pjm/newsroom/fact-sheets/oversight-and-transparency-fact-sheet.pdf
- PJM 인터커넥션. 2025. 감독 및 투명성. https://www.pjm.com/-/media/DotCom/about-pjm/newsroom/fact-sheets/oversight-and-transparency-fact-sheet.pdf
- PJM 인터커넥션. 2025. PJM 매뉴얼 27: 오픈 액세스 송전 요금 회계(*PJM Manual 27: Open Access Transmission Tariff Accounting*). https://www.pjm.com/pjmfiles/directory/manuals/m27/index.html
- PJM 인터커넥션. 2025. 2024년 지역 송전 확장 계획[2024 Regional Transmission Expansion Plan (RTEP)]. https://www.pjm.com/library/reports-notices/rtep-documents.aspx

SFO°C
Solutions for Our Climate

깜깜이 망 이용요금

재생에너지 PPA 확대의 걸림돌

발간일 2025년 12월

저자 사보이 브룩 | 기후솔루션 (brooke.savoy@forourclimate.org)

디자인 박서연 | 기후솔루션
Nature Rhythm

기후솔루션은 전 세계 온실가스 감축 및 올바른 에너지 전환을 위해 활동하는 비영리법인입니다.
리서치, 법률, 대외 협력, 커뮤니케이션 등의 폭넓은 방법으로 기후위기를 해결할 실질적 솔루션을 발굴하고,
근본적인 변화를 위한 움직임을 만들어 나갑니다.