

해외 주요국 지역별 가격제도 도입 사례와 국내 시사점

윤호현 한국전력거래소 선도시장팀 팀장



1. 서론

국내 전력산업은 수요지와 상관없는 지역에 대규모 발전소를 건설하여 전기를 생산하고, 이를 장거리 송전망을 통하여 수도권 수요지에 송전하여 소비하는 중앙집중적인 시스템으로 운영되어 왔다. 그러나 증가하는 전력수요에 대응하기 위해 원격지에서의 대규모 발전소 건설 및 장거리 송전망 구축은 발전소나 송전탑 인근 지역주민의 반발 등 사회적 갈등을 야기하는 등의 한계가 존재하게 되었다.

2001년에 개설된 국내 전력시장은 지금까지 지역에 대한 신호를 제공하지 못하고 있어 수요지가 아닌 곳에서의 발전소 건설이 집중되어 왔고, 2022년 9월 시행된 실계통 기반 하루전시장 시행 이전에는 제약비 발전 전력량 정산금(COFF)¹⁾을 지급하여 실제 계통제약 등으로 인해 발전하지 못하는 발전기에 대해 보상을 해주어 발전설비의 지역적 신호를 제공하지 못해왔다. 여기에 덧붙여 최근에는 재생에너지 확대 트렌드에 따라 일사량이 좋은 전남 지역에 태양광 발전설비가 많이 건설되었으나, 해당 지역에 수요처가 부족하여 태양광 발전설비 과다 운영으로 인해 계통운영이 불안정한 상황이다.

지난 6월 분산에너지 활성화 특별법 통과에 따라 지역별 전기요금제도 시행의 근거 조항이 만들어졌다 고 볼 수 있다. 즉, 국가균형발전 등을 위해 지역별로 전기요금을 달리 정할 수 있는 근거가 마련되었는데 제45조 지역별전기요금에 의하면 전기판매사업자는 송전 및 배전 비용 등을 고려하여 지역별로 전기요금을 차별할 수 있도록 된 것이다. 이러한 시점에서 해외 주요국의 지역별 가격제도 적용현황을 살펴보고 국내 도입시 우리가 주의 깊게 검토해야 할 사항들을 알아보고자 한다.

실제적으로 각 국가별로 전력시장 구조 및 운영방식, 송전혼잡의 관리방식이 상이하며, 이러한 요소들로 인해 각 국가별로 전력시장의 가격제도가 달라지게 되었다. 본론에서는 해외 주요국의 전력시장 구조를 간단히 살펴보고 해외 각국에서 적용 중인 지역별 가격제도에 대해 좀 더 자세히 살펴보도록 하겠다.

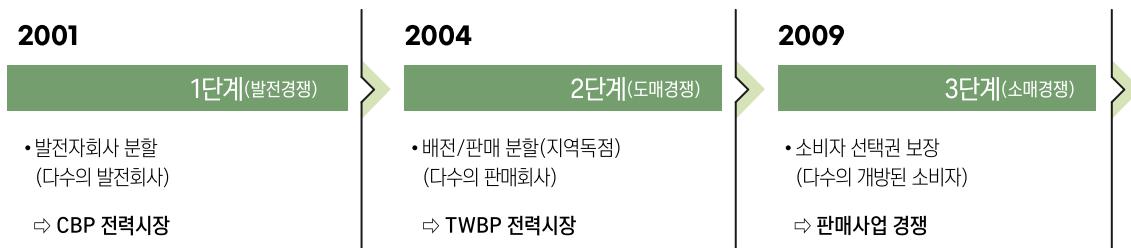
본고의 구성은 다음과 같다. 2절 및 3절에서는 국내와 해외 주요국의 전력시장을 비교해 보고, 4절에서는 해외 주요국의 지역별 가격제도 도입현황을 살펴보고자 한다. 마지막으로, 5절에서는 국내 시사점을 도출하고자 한다.

2. 우리나라 전력시장의 역사

현재 우리나라 전력시장은 변동비반영 시장(CBP)으로 2001년 전력시장 도입 당시 시장설계 자문사인 KEMA 컨설팅社가 제안한 방법을 적용하고 있으며, 영국의 초기 전력시장 모델(England&Wales 풀)을 토대로 제안한 방식이며 양방향 도매전력시장(TWBP) 도입에 앞서 한시적으로 적용하기 위한 전력시장 모델이었다.

1) COFF: Constrained-OFF energy payment): 가격결정 발전계획에 포함되었으나, 발전하지 못한 전력량에 대한 정산금

그림 1 우리나라 전력시장 도입방안 원안



England&Wales 풀은 가격입찰 및 용량요금에 대한 세부 정산방식 등을 제외하면, 국내 CBP 전력시장과 전력거래 구조가 동일하다. 국내 전력시장과 같이 단일가격체제(Uniform Pricing) 및 강제적시장(Mandatory Pool)이며, 발전기의 비용 및 기술적 특성과 하루전 예측 전력수요를 바탕으로 최적화 발전계획을 수립하고, 발전계획을 바탕으로 전력시장가격을 결정하는 특징을 가지고 있다.

다만, 영국은 2001년 소비자 이익 보호 및 공정 경쟁 활성화를 목표로 NETA(New Electricity Trading Arrangements)²⁾를 도입하여 Pool 기반의 전력시장에서 거래소(Exchange) 기반의 전력시장으로 변모하였으며, NETA 도입으로 인해 1999년 25lb/MWh 이던 전력도매가격이 2002년 15.5~18lb/MWh까지 하락하였다.

이처럼 우리나라는 시장개설 당시 England&Wales 풀을 벤치마킹하여 전력시장가격에는 송전손실을 고려하지 않은 단일가격체계(Uniform Pricing)을 적용하였다. 이후 도매시장 개설 중단에 따라 2006년 시장제도 개선을 통해 송전손실을 반영하고, 2010년 제주연계선의 송전제약을 반영하기 위해 육지와 제주로 분리하여 전력시장가격이 산정되고 있으며, 2022년에는 실계통기반 하루전시장을 도입하여 계통제약을 고려하지 않고 설비 최대용량을 입찰했던 하루전시장에 자기제약, 송전제약, 운영예비력 제약 등 실제 수급여건을 반영하게 되었다. 현재는 송전손실 및 제주연계선 제약을 반영함으로써 약한 수준의 지역별 가격제도(육지-제주 2권역)를 적용하고 있다고 볼 수 있다.

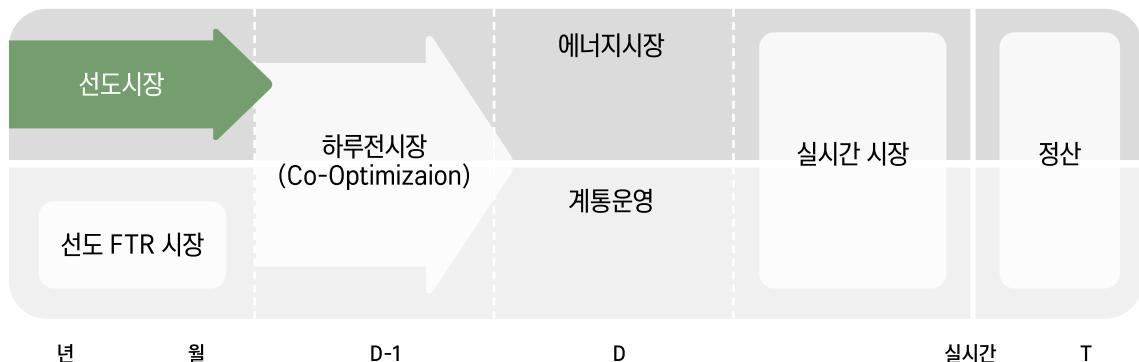
2. 해외 주요국의 전력시장 비교

북미 지역의 전력시장은 ISO 형태로 운영하고 있으며, 시장운영자(MO, Market Operator)와 계통운영자(SO, System Operator)가 동일한 형태이다. 즉, 계통운영자가 하루전 현물시장 운영을 겸임하며, 다수의 송전사업자(TO, Transmission Owner)가 존재하며 운영권을 계통운영자에게 이관한 것이다. 대체적으로 중앙집중식(Centralized)으로 급전지시를 하고 있으며 하루전시장 및 실시간시장을 운영하고 있다. 예비력으로 수급균형을 유지하며 에너지와 예비력의 동시 최적화(Co-Optimization)를 하고 있다. 계통

2) NETA의 특징은 다음과 같다. ①전력 판매/구매시 자유로운 계약을 근거로 쌍무계약, 장외거래(OTC) 가능, ②발전-판매 겸업 허용을 통한 실시간 수급 불균형 위험 제거, ③시장참여자는 Self-Schedule을 통해 예상 판매량에 해당하는 발전량 확보, ④NGC는 실시간 수급균형을 위한 밸런싱 매커니즘(BM, Balancing Mechanism) 운영 등이다.

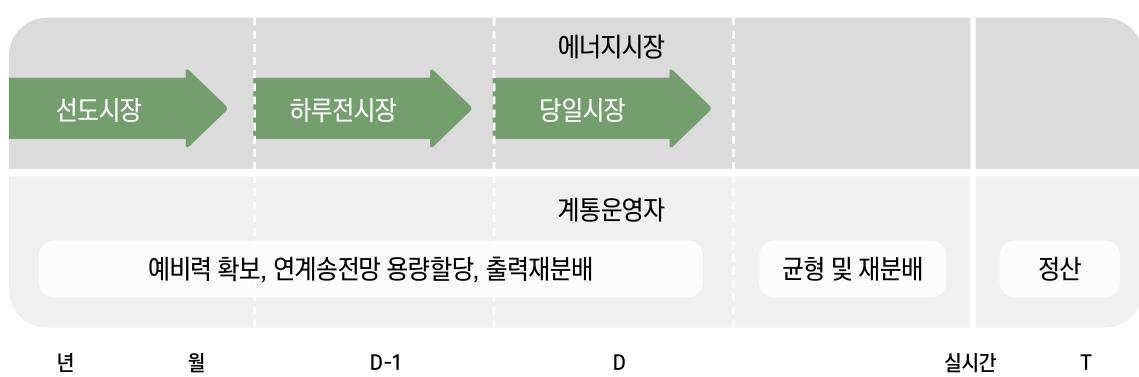
운영자가 기동정지계획 수립 후 발전사업자에 지시하지만, 부분적인 자체 기동정지계획(Self-schedule)이 가능하다. 송전혼잡이 극심한 지역에서 경제급전을 통한 송전여건 반영이 가능하며, 송전혼잡 관리를 위한 발전계획 수립 및 효율적인 경제급전을 중시한다.

그림 2 북미의 전력시장 운영 구조



반면 유럽의 경우는 TSO 형태로 운영하고 있으며, 민간사업자가 전력시장을 운영하고 송전사업자가 계통을 운영하는 형식이다. 발전사업자가 기동정지계획 수립 후 계통운영자에 통보하며, 다자간 경쟁이 활성화되고 송전혼잡이 심하지 않은 지역에서 발생한 모델이다. 유럽의 경우 실시간 밸런싱 수행운영자(TSO)와 현물시장 운영자(PX)를 구조적으로 분리했고, PX는 경쟁영역으로 다수의 시장운영자가 존재 가능하다. 결과적으로 자기급전(Self Schedule)을 통해 수급균형을 책임 분산하고 있으며, 하루전시장이 주요 시장이고 거래 잔여량의 역할이 중요하다. 계통운영자는 예비력 확보, 송선선로 용량배분, 실시간 출력 재분배 및 균형 유지의 업무를 수행한다.

그림 3 유럽의 전력시장 운영 구조



지역별 가격제도와 관련하여 유의있게 봐야 할 사항은 송전혼잡 관리(Transmission congestion management)인데, 북미 지역은 모선별 시장가격(locational marginal pricing) 제약에 대한 비용을 지급하고 있으나 유럽은 송전 제약량 제공 및 출력 재분배를 통한 혼잡관리를 하고 있다.



즉, 송전혼잡은 송전인출제약으로 인해 경제적 발전량의 수송이 제한되는 상황을 의미하는데 송전혼잡 관리 방식을 송전요금과 국가별 혹은 지역별로 단일 시장가격, 지역별 시장가격 및 모션별 시장가격으로 연계하는 것이 전력시장의 송전혼잡 관리방식인 것이다.

표 1 해외 주요국 전력시장 비교

구분	북미	유럽
하루전 시장	<ul style="list-style-type: none"> 발전사업자는 RTO/ISO에게 발전기 기술특성자료 및 경제성 요인을 포함한 발전기 입찰 하루전 발전계획 수립 및 가격결정 	<ul style="list-style-type: none"> 발전사업자 및 부하 위치에 따라 입찰하고 이 기준으로 하루전시장 운영 발전사는 portfolio에 따라 자체적으로 급전계획 수립 (Self-schedule)
실시간시장/ 벨런싱 메커니즘	<ul style="list-style-type: none"> RTO/ISO는 수급균형 책임이 있음 하루전 입찰에 의한 수요 및 공급 편차는 실시간 시장 가격으로 정산 가상입찰을 통한 시장간 가격차익 존재 	<ul style="list-style-type: none"> 잔여량에 대한 이행사업자는 거래소에 의해 급전에 따른 보상을 받음 발전기 출력을 미달 등에는 패널티성 요금 부과
운영 예비력	<ul style="list-style-type: none"> 예비력은 하루전시장과 실시간시장에서 에너지와 동시최적화하여 계통자가 확보 	<ul style="list-style-type: none"> TSO가 예비력 용량 확보 에너지시장의 운영은 민간 거래소가 수행
송전혼잡 관리	<ul style="list-style-type: none"> Nodal Pricing을 통한 송전혼잡 관리 	<ul style="list-style-type: none"> 출력 재분배를 통해 송전제약 관리
시장지배력 완화	<ul style="list-style-type: none"> RTO/ISO의 사전 테스트 및 입찰규제를 통해 시장지배력 남용 방지 	<ul style="list-style-type: none"> 신고 및 규제기관 분석을 통해 사후조치

4. 지역별 가격제도 현황

<표 2>에 지역별 가격제도를 비교하였는데, 현재 영국 및 독일 등 대부분의 유럽 국가에서 적용하고 있는 단일 시장가격(Uniform Pricing) 제도 하에서는 송전제약을 반영하지 않으며 이로 인해 지역적인 투

자 신호가 제공되지 않는다. 따라서 전력조류의 흐름이 비계획적인 양상을 많이 띠게 되며 재급전 발전량이 타 제도에 비해 많아지고 시장효율성이 낮아진다.

표 2 지역별 가격제도 비교

단일 시장가격 (Uniform Pricing)	지역별 시장가격 (Zonal Pricing)	모선별 시장가격 (Nodal Pricing)
National	Zonal	Nodal
 <p>Single price</p> <p><i>Uniform price clears across entire market</i></p> <p>GB Germany</p>	 <p>System divided into seven zones with individual prices</p> <p>Australia, Sweden, Norway, Italy</p>	 <p>System divided into c.850 "nodes" with individual prices</p> <p>USA, New Zealand, Canada, Singapore</p>
단일 가격	지역(zone)별 개별 가격	노드별 개별 가격

이태리, 스웨덴, 노르웨이, 호주 등에서 적용 중인 지역별 시장가격(Zonal Pricing) 제도 하에서는 Zone 간 송전제약이 반영되고 이로 인해 지역적인 투자 신호도 Zone 단위로 제공되게 된다. 전력조류의 흐름은 단일 시장가격 대비 계획적인 양상을 보이게 되어 재급전 발전량이 줄어들게 된다.

사실 '90년대 및 '00년대 초기 유럽이 전력시장 경쟁 도입시기에는 그동안 국가별로 송전망을 중앙집중 형태로 계획 및 개발했기 때문에 EU는 지역별 시장가격제도를 도입할 수 있었다.³⁾ 하지만, 비효율적인 가격 신호, 국가간 연계선로의 낮은 이용률 등의 문제점이 발생되고 있고, 재생에너지 발전설비의 확대, 시장 효율성 저하, zone내 혼잡관리의 어려움 및 혼잡비용 증가 등으로 단일 → 지역별 → 모선별로 전환을 많은 국가에서 검토 중에 있다.

모선별 시장가격(Locational Marginal Price, LMP)은 1988년 Schweppen에 의해 처음 제안된 전력 시장의 가격 책정 방식이며 특정 모선에서 전기에너지의 증가분을 공급할 때의 한계비용으로 정의하며 에너지의 생산과 전달 측면에서의 비용을 동시에 고려한다. 모선별 시장가격은 2002년 미국 FERC의 표준 시장 설계(Standard Market Design, SMD) 권고에 따라 미국 독립계통운영자들이 채택하기 시작하였으며, 현재 미국의 모든 독립계통운영자는 시장 참여자들이 속한 모선(Bus)에서 요구되는 단위 전력의 수송비용을 지불하거나 정산 받는 LMP를 적용하고 있다.

3) 동 시기에 뉴질랜드('97년), PJM('98년)은 모선별 시장가격제도를 도입한 바 있다.

표 3 북미 지역의 LMP 현황

구분	PJM	ISO-NE	NYISO	MISO	SPP	ERCOT	CAISO
가격 제도	LMP	LMP	LBMP (Location-based Marginal Price)	LMP	LMP	LMP	LMP
Supply Node	2,100	1,100	550	1,400	980	800	1,850
Load Zone	21	8	11	3	17	4	3

북미 지역에서 적용 중인 모선별 시장가격(Nodal Pricing) 제도 하에서는 Node 간 송전제약이 반영되고 다양한 지역별 신호가 제공되며 전력조류의 흐름이 계획적이 되게 되며 재급전 발전량도 적게 되어 시장 효율성이 가장 높은 제도가 된다. 모선별 시장가격은 계통상의 각 지점에서의 에너지 공급한계비용이라고 정의할 수 있는데 모선별 시장가격은 미국 전력시장에서 중요한 지표 중 하나이며 급전지시, 발전설비 투자, 송전설비 투자 등에 영향을 준다. ISO마다 LMP의 결정 방식에 약간의 차이는 있으나 큰 틀에서는 유사하다고 할 수 있다.

현재 전력시장에서 모선별 시장가격을 적용하고 있는 국가는 북미 지역과 아르헨티나, 칠레, 멕시코, 뉴질랜드, 페루, 러시아, 싱가폴 등을 들 수 있으며, 지역별 시장가격제도(단일 시장가격 포함)는 EU 국가에서 적용 중에 있다. <표 4>에 주요국의 지역별 가격제도 적용 현황을 정리해 보았다. 지역별 시장가격 적용 국가에서는 각각의 지역에서 송전제약이 없는 것으로 간주하고 해당 지역(대부분 국가 기준)에서는 동일한 가격이 적용된다. 현재 시장운영 편의성, 자율성 보장 등을 위해 국가 단위로 지역을 구분하고 있다.

미국 ERCOT의 경우는 Zone 내부 혼잡으로 인한 시장 효율성 저하 등으로 '10년에 모선별 시장가격으로 전환하였으며, 영국은 지역신호 강화 및 유연성자원에 인센티브 제공 등을 위해 단계적으로 지역별 가격제를 도입할 예정이다. 한편, 캐나다 IESO는 가격-급전 결과 불일치 문제 해결 및 부가정산금 감소를 위해 '25년에 모선별 시장가격 제도 전환을 목표로 하고 있다.

표 4 지역별 가격제도 적용 현황

구분	해당 지역	비고
단일 시장가격	영국	zonal/nodal 검토 중
지역별 시장가격	호주(5개 지역), 이태리(7개 지역), 일본(7개 지역)	캐나다, 호주, 일본 nodal 검토 중
모선별 시장가격	PJM('98), NYISO('99), ISO-NE('03), MISO ('05), SPP('07), CAISO('09), ERCOT('10), 아르헨티나, 칠레, 멕시코, 뉴질랜드, 페루, 러시아, 싱가폴	-

<표4>에 지역별 시장가격과 모선별 시장가격을 비교해 보았다. 일반적으로 지역별 시장가격제도는 많은 고려사항들을 단순화하여 처리하게 되고 이로 인해 여러 가지 부가적인 보완제도가 필요하게 된다. 이로 인해 전력설비에 대한 투자신호가 정확히 전달되지 않는 단점이 존재한다. 반면 모선별 시장가격은 일



반적으로 시장참여자에게 능동적인 전력시장 참여를 보장하며, 주어진 송배전망에 대한 정보가 제공되므로 투자자들의 시장참여가 용이한 장점이 있다.

표 5 지역별 시장가격 / 모선별 시장가격 비교

구분	장점	단점	특징
지역별 시장가격	<ul style="list-style-type: none"> 구현의 용이함 일반적으로 높은 수준의 시장가격 지역간 시장통합의 단순함 	<ul style="list-style-type: none"> 전력조류 미고려 잠재적 시장참여자에게 정확한 시장정보 제공 어려움 용량확보에 대한 시장메커니즘 필요 	<ul style="list-style-type: none"> 주요 송전혼잡을 고려하여 지역별 시장 구분 - 공급부족지역 : 가격상승 - 공급과잉지역 : 가격하락
모선별 시장가격	<ul style="list-style-type: none"> 에너지 생산 비용 및 송배전 비용 동시 고려 가능 송배전망의 효율적 이용 투명한 전력시장 정보 제공 가능 	<ul style="list-style-type: none"> 시장지배력 행사에 대한 우려 존재 일반적으로 복잡하고 요구사항이 까다로움 	<ul style="list-style-type: none"> 모든 송전혼잡을 고려하여 각 변전소(모선, node) 단위로 시장 구분

5. 시사점

2001년에 전력시장을 개설한 우리나라는 육지-제주 지역의 제한적인 지역별 시장가격을 적용하고 있다. 앞서 언급한 유럽 사례와 유사하게 국내도 전력시장 개설 이전까지 중앙집중적으로 계획된 송배전망을 바탕으로 단일 시장가격제도를 적용할 수 있었다. 전력시장 개설 초기에는 발전설비 규모 50GW로 지금의 약 1/3 정도였고, 발전설비가 대규모화 되어있어 송전제약이 지금처럼 복잡한 상황이 아니었다. 게다가 2007년에 양방향 입찰제도 도입 등 전력시장 개편의 로드맵이 수립되어 있어 단일 시장가격 적용에 대한 시장 참여자들의 수용성이 높았던 것으로 보인다.

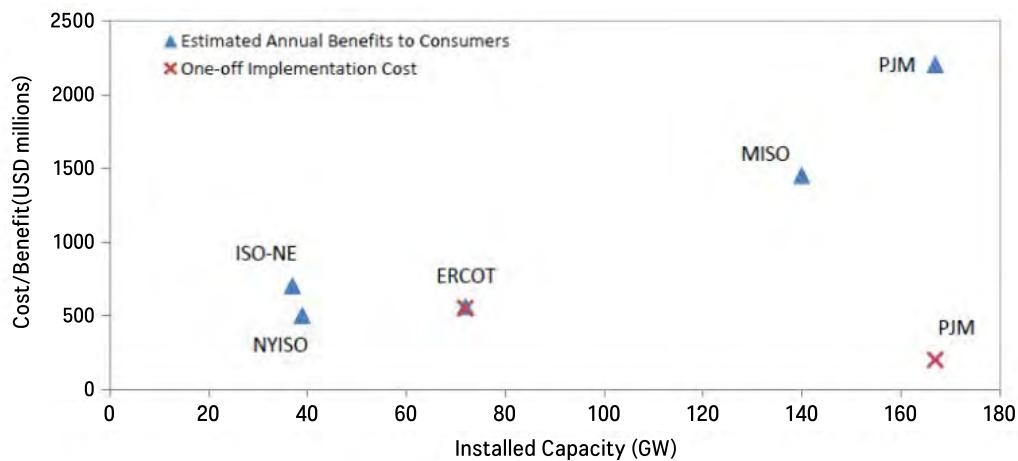
최근에는 지역별 전력수급 불균형 심화로 가격의 지역신호 강화 필요성이 증대되어 전력시장의 지역별 가격제 도입이 필요하다.⁴⁾ 재생에너지 발전설비 집중지역의 송전망 포화로 인한 문제 발생 등 신규 발전소

4) '22년 전력자급률(%) : 강원권196, 영남권147, 충청권123, 호남권115, 제주권 80, 수도권67, 전국109

및 대규모 수용가의 입지 선택 신호 제공의 필요성이 증대되어서 우리나라로 지역별 가격제를 통해 전력 공급설비 및 수요에 대한 지역별 가격신호를 제공하여 자원배분의 최적화가 필요하게 되었다.

[그림 4]는 미국의 모션별 시장가격 도입 비용편익 분석 자료 인데 발전설비규모가 100GW 이상이 되면 도입에 대한 경제성이 있는 것으로 분석되어, 발전설비 규모가 130 GW 이상인 우리나라로 향후 정량적인 분석이 필요하겠지만, 지역별 가격제도 도입이 필요한 시점이라고 할 수 있겠다.

그림 4 미국의 모션별 시장가격 도입 비용편익 분석



자료: Eueopean Commission, Nodal pricing in the European internal electricity market, 2020

국내도 지역별 가격제도를 도입하기 위해서는 제도 도입에 따른 비용편익 분석, 지역 구분방안, 이해관계자 의견수렴, IT 개발일정 등을 고려한 로드맵 수립이 필요하다. 우선적으로 지역구분 방안에 따른 운영 방안 차이 및 장단점에 대해 시장참여자와 논의가 필요할 것이다. 특히 지역별 가격제도 도입시 북미지역의 모션별 가격제도를 도입할지 우선적으로 지역별 시장가격 제도를 도입할 지에 대해서도 검토해야 하며, 지역별 시장 가격 도입시에도 3개 권역(수도권-비수도권-제주권) 혹은 6개 권역(수도권-충청권-경상권-전라권-강원권-제주권) 구분에 대한 방안도 검토해야 할 것이다. 이외에도 현재 전력거래소가 수행하고 있는 수요예측에 대해서도 지역별·모션별 실적 수요 기반 예측 알고리즘 개발이 필요하며, 중앙급전발전기 및 비중앙급전발전기의 지역별 맵핑방안도 필요할 것이다.

국내 전력시장은 재생에너지가 확대되고 전력시장의 참여자가 증가함에 따라 점진적으로 시간적 및 공간적 가치가 중요해지고 있다. 현재 하루전 현물시장만을 운영하고 있는 국내 전력시장은 ‘계약시장-하루전시장-실시간시장’으로의 개편을 통해 시간적 가치에 대한 필요성을 인지하고 확보하고 있다. 이미 지난 해 제주 지역의 BESS를 대상으로 15년 장기계약시장을 도입하였으며, 올해 2월에는 제주지역을 대상으로 시범적인 실시간시장 도입을 목전에 두고 있다. 이제 우리 전력시장에 남은 과제는 ‘공간적 가치를 어떻게 확보할 것인지’이며, 이에 대한 해결방안을 우리 전력산업 종사자들이 힘을 모아 현명하게 해결할 것이라 생각한다.



참고문헌

국내 문헌

- 한국전력거래소, 전력시장에서의 시장가격 결정방법에 관한 연구 최종보고서, 2016
- 한국전력거래소, 전력계통의 분산화를 감안한 전력시장의 가격기능 개선에 관한 연구 최종보고서, 2018

외국 문헌

- European Commission, Nodal pricing in the European internal electricity market, 2020
- Piotr F. Borowski, “Zonal and Nodal Models of Energy Market in European Union,” energies, 2020
- EPRI, Wholesale Electricity Market Design in North America—Reference Guide, 2021
- MIT, Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the european debate, 2022