1

재생에너지 지역편중 해소를 위한 제도개선 방안:
지역별한계가격(LMP)과 피드인프리미엄(FIP)을 중심으로[1)]

안 재 균 에너지경제연구원 연구위원(jkahn@keei.re.kr)
김 승 완 충남대학교 교수(swkim@cnu.ac.kr)

1. 서론

우리나라의 전력수요와 공급 형태는 중앙집중형 시스템으로 전력 다소비 지역과 대규모 발전설비가 위치한 지역이 떨어져 있어 장거리 송전설비에 생산한 전력을 전달하는 구조이다. 전력다소비 지역인 수도권의 2021년 전력소비량은 205.6TWh로 전체에서 비중은 38.6%이며, 전력 자립도[2)]는 72.0%를 기록하였다(<표-1> 참고).

즉, 수도권 전력수요의 28%는 타지역에 위치한 발전소에서 전력을 생산하여 원거리 송전방식으로 충당하고 있음을 의미한다. 증기로 터빈을 구동하여 전력을 생산하는 원자력 및 화력발전소는 해안가에 위치하므로 수도권과 이격되어 있고 이에 따라 장거리 송전망이 필요하게 된다. 이러한 중앙집중형 전력수급 구조는 과거에는 규모의 경제효과로 비용효과적인 전력수급에 기여했으나, 최근에는 발전 및 송전 설비에 대한 지역주민의 수용성이 악화되고 있다.

1) 본고는 안재균, 효과적인 분산형 전원 보급 및 활용을 위한 송배전요금제 도입방안 연구, 에너지경제연구원(2021)의 주요내용을 요약한 것임.
2) 해당 지역의 전력생산량을 전력소비량으로 나누어 백분율로 나타낸 수치이다.

표 1 2021년 지역별 전력수급, 전력자립도

구분	지역	발전량(GWh)	소비량(GWh)	전력자립도(발전/소비, %)
수도권	서울	5,344	47,296	11.3
	경기	82,233	133,446	61.6
	인천	60,506	24,901	243.0
수도권	소계	148,083 (34.5%)	205,643 (38.6%)	72.0
중부권	충북	2,205	28,402	7.8
	충남	111,229	48,802	227.9
	대전	182	9,749	1.9
	세종	3,777	4,295	87.9
	소계	117,393 (27.4%)	91,248 (17.1%)	128.7
호남권	광주	644	8,973	7.2
	전북	14,322	21,487	66.7
	전남	61,841	33,487	184.7
	소계	76,807 (17.9%)	63,947 (12.0%)	120.1
영남권	경북	81,382	44,258	183.9
	경남	43,885	35,734	122.8
	대구	2,812	15,444	18.2
	울산	31,504	33,593	93.8
	부산	40,354	21,068	191.5
	소계	199,937 (46.6%)	150,097 (28.1%)	133.2
강원권	강원	30,623 (7.1%)	16,808 (3.2%)	182.2
제주	제주	3,968 (0.9%))	5,688 (1.1%)	69.8

자료 : 한국전력공사(2022)

또한, 국내 재생에너지 시장잠재량은 전력다소비 지역인 수도권의 비중은 높지 않으며, 비수도권인 중부, 영호남에 편중되어 있다(<표-2> 참고). 재생에너지 시장잠재량은 기술적 잠재량에서 경제·정책적 요인을 감안한 잠재량이다.[3)4)]

3) 산업통상자원부·한국에너지공단(2020), pp.116-117.

4) 신재생에너지 백서에서는 태양광 모듈효율을 20%로 가정하고, 일반부지 소요면적은 14.9㎡/kW, 옥상 태양광 소요면적은 19.8㎡/kW로 가정하였다. 경제성 및 정책적 요인으로는 2019년 기준 SMP(90.7원/kWh)와 REC(66.7원/kWh)를 사용하였으며, 격자별 균등화 발전원가(LCOE)를 산정하여 SMP+REC보다 작거나 같은 경우 시장 잠재량에 포함하였다. 평균 설비이용율 15.38%로 가정하였다.(산업통상자원부·한국에너지공단(2020), pp.121~122.)

표 2 권역별 재생에너지 시장잠재량 (GWh/년)

구분	지역	태양광	육상풍력	해상풍력
수도권	서울	44	0	0
	경기	36,205	1,167	15,586
	인천	4,099	504	15,586
	소계	**40,348**	**1,671**	**15,586**
중부권	충북	48,048	2,178	0
	충남	80,904	7,422	19,314
	대전	871	8	0
	세종	2,575	79	0
	소계	**132,398**	**9,687**	**19,314**
호남권	광주	4,798	63	0
	전북	50,584	2,183	8,672
	전남	40,474	8,197	37,924
	소계	**95,856**	**10,443**	**46,596**
영남권	경북	109,111	17,364	3,844
	경남	49,166	3,831	21,230
	대구	3,086	19	0
	울산	2,995	293	1,896
	부산	1,211	52	4,386
	소계	**165,569**	**21,559**	**31,356**
강원권	강원	36,101	3,227	1,720
제주	제주	24,235	5,687	4,567
총계		**494,507**	**52,274**	**119,139**

자료 : 산업통상자원부·한국에너지공단(2020, p.127)를 참고하여 저자 작성

강원권과 제주를 제외한 지역 중, 태양광과 풍력 발전을 합한 총 시장잠재량이 가장 낮은 지역은 전력다소비 지역인 수도권이며, 반대로 시장잠재량이 가장 많은 지역은 전력자립도가 높은 영남권, 중부권, 호남권 순이다. 이러한 재생에너지 시장잠재량이 일부지역에 집중된 이유는 일사량과 같이 재생에너지 이용률을 결정하는 기상환경과 토지 비용의 차이를 들 수 있다.

이러한 중앙집중형 시스템과 재생에너지의 시장잠재량이 편중된 형태는 원거리 송전방식의 의존도를 높여 안정적인 전력수급 유지와 지역주민 수용성에 부정적 영향을 미칠 수 있다. 이를 해소하기 위해서는 발전부문에 지역별 가격차등 신호를 제공하여 전력 수요지 인근에 신규 발전소가 들어서도록 유인이 가능한 제도를 마련해야 한다. 국내 현행 송전이용요금은 지역 간 차등 요금제의 적용을 유예하고 있어 지역별 가격차등 신호는 발전사업자에게 전달되고 있지 않다. 이와 별개로 중앙급전발전기를 대상으로 하는 용량요금을 지역차등계수 또는 송전손실계수로 지역차등을 두어 부여하지만, 발전사업자의 입지 결정에 영향을 미치는 수준은 아니다. 재생에너지는 용량요금과 같은 전력시장의 정산금 대신에 신·재생에너지 공급의 무화제도(RPS)에서 지역 모두 도일한 신·재생에너지 공급인증서(REC)를 부여받으므로 지역별 가격차등

신호를 제공하는 제도는 부재한 상황이다.

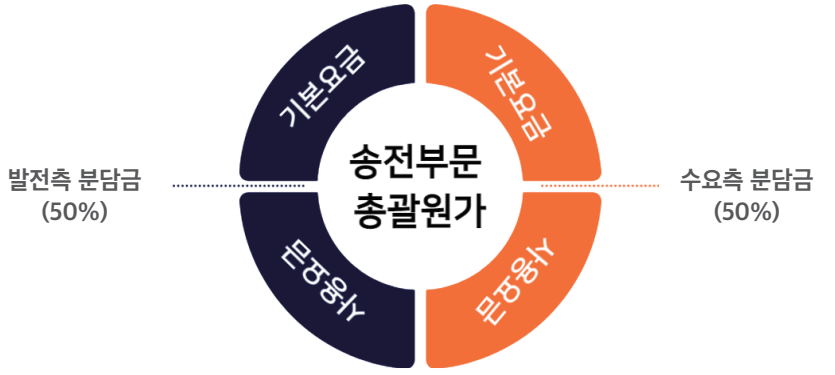
지역별 가격차등 신호 제공의 필요성은 이전에도 꾸준히 제기되었지만, 제도개선으로 연결되지는 못하였다. 하지만 탄소중립 정책을 채택한 현 시점에 재생에너지의 보급 확대는 주요 수단이 되며, 이를 비용 효과적으로 탄소중립을 달성하기 위해서는 지역별 가격차등 신호 제공의 필요성은 어느 때보다 높을 수 있다. 재생에너지의 잠재량이 풍부한 영·호남 지역에 투자가 편중된다면 신규 송배전망 및 변전소 투자뿐만 아니라 계통에 대한 영향 면에서 소요되는 비용이 클 것으로 추정되기 때문이다. 따라서 재생에너지의 균형 보급을 촉진하기 위해서는 지역별 가격차등 신호 제공이 타당한지 여부를 우선 판단한 후, 실효적인 대안들의 장단점을 살펴보는 것이 요구된다. 이에, 본고는 재생에너지 지역편중 해소를 위한 제도 검토에 목적이 있다. 본고의 구성은 다음과 같다. 2절에서는 현행 송전망이용요금제를 살펴보고, 3절에서는 지역별 한계가격을 분석하고 대안제도의 장단점을 비교하여, 4절에서는 재생에너지 지역편중 해소 방안에 대한 시사점을 제시하고자 한다.

2. 현행 송전이용요금제 평가

가. 현행 송전이용요금제 현황

송전이용요금은 송전사업에 소요된 비용을 회수하기 위해 송전이용자에게 합리적으로 배분하기 위해 형성된다. 국내 송전이용요금은 2부 요금제 방식으로 기본요금과 사용요금으로 구분된다. 소비자의 기본요금은 비동시 최대부하(kW)를 기준으로, 발전사업자는 계약전력(kW)을 기준으로 산정한다. 소비자 및 발전사업자의 사용요금은 각각 사용전력량(kWh)과 발전량(kWh)을 기준으로 요금을 산정한다. 기본요금은 전국 동일 단가를 채택하고 있는 반면에, 사용요금은 지역별 차등 단가로 설계되었다. 송전이용요금의 기본요금과 사용요금의 비중은 동일하게 50%로 두고 있으며, 발전측과 수요측 총 비용 부담비율은 각각 50%로 최초 설계하였으나 발전측의 비용부과는 유예중이다.

그림 1 송전사업자 총괄원가 회수구조



자료: 저자 작성

송전이용요금 중 수요측의 수도권, 비수도권, 제주권 3개 지역으로, 발전측의 사용요금은 수도권북부, 수도권남부, 비수도권, 제주권 4개 지역으로 구분하여 지역별로 차등한 단가를 제시하고 있다. 현재의 지역별 차등 수준을 살펴보면, 수요측 수도권의 사용요금은 비수도권 보다는 높으며, 제주권에 비해 낮다. 발전측의 수도권 남부 및 북부의 사용요금은 비수도권과 제주권에 비해 낮다.

기본요금은 전국 동일 요금을 적용하고 있다. 기본요금은 아래의 산정식과 같이 kW 단위로 균등하게 배분하는 형태이다.

표 3 발전측 기본요금 단가 계산식

$$\text{발전측 기본요금 단가 [원/kW/월]} = \frac{\text{발전측 기본요금 분담금액(원)}}{\text{계약 발전설비용량 합계(kW)×12개월}}$$

표 4 수요측 기본요금 단가 계산식

$$\text{수요측 기본요금 단가 [원/kW/월]} = \frac{\text{수요측 기본요금 분담금액(원)}}{\text{변전소 별 비동시 최대부하 합계(kW)×12개월}}$$

사용요금은 조류추적 알고리즘을 통해 각 발전기와 변전소가 사용한 송전설비를 추정하고, 사용한 설비의 대체가액을 대입하여 사용요금 분담금을 발기와 변전소에 할당한다. 지역별 필요수입액은 각 발전기 및 변전소에 할당된 사용요금 분담금을 발전 및 수요 지역별로 합산한 것이다. 지역별 전력량은 발전기별 연간 송전전력량과 변전소별 연간 수요전력량을 발전 및 수요 지역별로 합산하여 계산한다. 지역별 사용요금단가는 아래의 산정식과 같이 지역별 총 분담금을 해당 지역의 전력량으로 나누어 산정한다.

표 5 발전측 사용요금 단가 계산식

$$\text{발전측 사용요금 단가 [원/kW/월]} = \frac{\text{지역별 사용요금 분담금액(원)}}{\text{지역별 연간 송전전력량 합계(kWh)}}$$

표 6 수요측 사용요금 단가 계산

$$\text{수요측 사용요금 단가 [원/kW/월]} = \frac{\text{지역별 사용요금 분담금액(원)}}{\text{지역별 연간 수요전력량 합계(kWh)}}$$

비수도권에 위치한 발전기의 사용요금이 높은 이유는 해당 설비의 송전이용량이 많기 때문이며, 수도권에 위치한 수용가는 비수도권에 비해 상대적으로 많은 전력수요를 타 지역에서 충당하기 때문에 사용요금이 높다. 제주지역의 수요측 사용요금이 가장 높은 요인은 육지를 연계하는 초고압 직류송전(HVDC) 설비를 이용하는 데 있다.

표 7 송전이용요금 단가표 ('06년 개정)

구분	기본요금 (원/kW/월)	사용요금(원/kWh)			
		수도권북부	수도권남부	비수도권	제주
발 전	902.1	0.80	1.64	1.97	0.75
수 요	921.9	2.84		1.70	8.42

자료 : 한국전력공사(2020a, pp.11~12)를 활용하여 저자 재구성

표 8 송전이용요금 단가표 ('20년 개정)

구분	기본요금 (원/kW/월)	사용요금(원/kWh)			
		수도권북부	수도권 남부	비수도권	제주
발 전	667.36	1.25	1.20	1.92	1.90
수 요	667.61	2.44		1.42	6.95

자료 : 한국전력공사, 송전이용요금표(https://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/H/C/CYHCHP00701.jsp, 검색일: 2021.09.30.)

이러한 지역별 차등 송전이용요금은 발전 측에 부과를 유예하고 전력구입비에 포함하여 소비자가 부담토록 하고 있다. 이는 국내 현행 변동비반영시장(Cost-based pool, CBP)은 발전기에 대한 원가를 보상하는 구조를 채택하고 있기 때문이다. 또한, 발전기의 변동비 입찰에 사용요금이 포함되면 자원을 최적화하는 현물시장의 단기 효율성을 왜곡할 가능성이 있기 때문이다.

나. 현행 송전이용요금제 평가

국내 대규모 발전소가 밀집되어 있는 곳은 영동, 영·호남 남부, 충청 서해안 지역 등을 들 수 있다. 해당 지역에서 생산한 전기를 상대적으로 전력수요가 높은 수도권으로 송전하는 북상조류가 발생하며 선로 용량이 부족하게 되면 송전제약이 발생하게 된다. 또한, 에너지전환 및 탄소중립 정책의 수단으로 재생에너지의 보급확대가 필요한 상황에서 상대적으로 토지비용이 낮고 일사량이 풍부하여 재생에너지의 균등화발전원가가 낮은 남부지역에서의 투자가 집중되고 있다.

그림 2 국내 전력계통의 특성

이러한 북상 조류와 재생에너지의 지역편중 현상에 따라 송변전 투자 설비 소요를 줄이기 위해서는 지역별 가격차등 신호를 발전사업자에게 제공하는 제도를 도입할 필요가 있다. 지역별 가격차등 신호 발생이 가능한 제도는 선로 제약과 손실을 감소시키는 시장참여자에게 송전이용요금이 낮아지거나 전력도매시장 가격이 높아지고 반대로 선로 제약과 손실을 높이는 시장참여자에게는 송전이용요금이 높아지거나 전력도매시장가격이 높아지는 체계라 할 수 있다. 이러한 차등신호가 전달되면 선로 제약과 손실을 감소시키는 지역에 발전소의 투자를 유도할 수 있게 된다.

앞서 살펴보았듯이, 현행 송전이용요금은 사용요금제의 지역 차등 적용을 유예하고 있으므로 지역 가격 신호는 부재한 상황이다. 이러한 망요금제를 통한 지역별 차등 방안은 앞서 설명하였듯이 전력시장의 단기 효율성인 최적의 자원배분 기능을 왜곡할 우려가 있고, 향후 지역별 재생에너지 보급의 전망이 불가능하기 때문에 지역 구분과 요금차등 및 발전 및 수요측 부담의 적정 수준을 도출하기 어렵다.

따라서 다음 절에서는 송전이용요금 방식에 대안이라 할 수 있는 지역별한계가격(LMP) 분석을 채택하여 재생에너지 보급이 지역별 가격차등 신호를 제공할 수 있는지 여부와 가격차등 수준을 분석한다. 지역별한계가격(LMP)의 분석은 지역별 송전비용의 변동비인 혼잡과 손실 비용을 도출하여 차등수준을 파악할 수 있다.

3. 지역별 가격차등 신호 제공 필요성 분석

가. LMP 분석방법 개요

지역별한계가격(LMP)는 세 가지 요소인 에너지 비용, 송전망손실 비용, 송전망혼잡 비용으로 구성된다. LMP 요소들은 최적조류계산모형(Optimal power flow, OPF)를 이용하여 도출한다. OPF의 목적함수는 아래의 표와 같이 비용 최소화이며, 제약조건은 모선별 수급, 발전기 출력, 전압, 선로 등의 제약식이다.

표 9　OPF 목적함수와 제약조건

구 분	내 용
목적함수	주어진 제약을 만족시키며 전력시스템 운영비용을 최소화하는 발전계획 도출
제약조건	1. 전력 수요 패턴 2. 발전기제약 3. 전력시스템 안정성 제약 4. 네트워크 제약 (송전망 제약)

자료 : 저자 작성

본 연구는, 개별 모선 단위로 구성된 실제 계통을 대상으로 하는 LMP 분석은 계산의 복잡성으로 최적해의 도출이 어려운 점을 고려하여, 축약계통을 통한 직류 조류로 근사화하는 LMP 분석을 수행하였다.[5)]

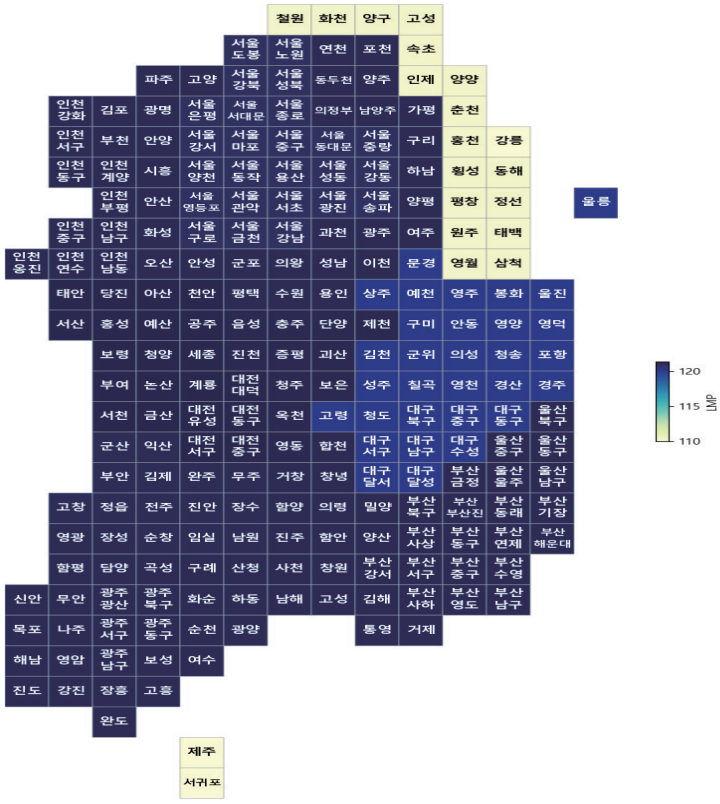
5)　실제 전력조류는 교류이지만 국가 단위 대규모 전력계통의 효율적인 모의를 수행하기 위해서는 통상적으로 직류 조류로 근사화하는 OPF 모형을 채택한다.

전국 계통 등가화 과정은 1단계인 송전망 연계 발전기 등가화, 2단계인 인접 모선 집중화(Aggregation), 3단계인 등가 부하 도입 순으로 분석을 진행하였다.

한편, LMP를 도출하기 위해서 아래와 같이 가정하였다.[6] 재생에너지의 목표 발전량은 총 연간수요의 20%와 30%로 설정하였다. 송전망 용량은 현재의 용량 규모가 유진된다고 가정하였다. 또한 전력수요와 재생에너지 발전량은 연간 대표적인 평균값을 갖는 가상의 특정 시간대를 설정하였다. 전력수요는 2030년 하계 최대부하를 기준으로 연간 평균 부하율 69%가 되도록 지역별 전력수요를 조정하였다. 재생에너지는 해당 시간대에 연 평균 발전량을 발전한다고 가정하였다. 즉, 총 전력수요의 20%, 30%를 재생에너지 총 발전량으로 충당한 뒤, 태양광, 육상풍력, 해상풍력의 비중 전제로 해당 전원의 발전량을 도출하였다. 이후 지역별 재생에너지 잠재량 비중을 이용하여 해당 전원들의 발전량을 지역별로 배분하였다. 모선의 전력수요에서 해당 모선의 재생에너지 발전량을 차감하여 모선의 순수요가 결정되며, 순수요가 음(-)일 경우 재생에너지의 출력제어가 발생하게 되므로 해당 모선의 순수요는 0으로 처리하였다.

나. LMP 분석결과

그림 3 재생에너지가 수요의 20%일 때의 LMP



자료: 저자 작성

6) 향후 신규 송전망 및 변전소건설이 진행될 것으로 예상되지만, 지역주민의 반대와 신규 송전망 건설 소요를 줄이기 위해 재생에너지 대상으로 하는 선접속 후 제어 방식의 도입 등이 예상되므로 본 연구의 해당 가정을 유지하였다.

위와 같은 가정에 따라 지역별 전력수요와 재생에너지 발전량 자료를 구성하고 OPF를 실행하여 지역별 LMP를 도출하였다. 이번 분석의 중점은 LMP가 지역별로 유의미한 차등 수준의 발생여부 확인에 있으므로 모선별이 아닌, 권역별 LMP 값의 평균 결과를 나타내었다.

[그림-3]과 <표-10>은 재생에너지 발전량이 전력수요의 20%를 차지할 때 LMP 결과를 나타낸다. 지역 구분은 9개로, 서울, 경기, 강원, 충북, 충남, 전북, 전남, 경북, 경남으로 구분하여 평균 LMP를 도출하였다. LMP가 가장 낮은 지역은 강원으로 연평균 LMP가 110.32원/kWh을 기록하였다. 그 외 8개의 지역의 LMP는 약 121원/kWh으로 유사한 수준을 나타내어 강원을 제외하면 지역별 LMP 차등수준은 크지 않음을 유추할 수 있다.

표 10 재생에너지가 수요의 20%일 때의 전국 LMP

지역	LMP
서울	121.93
경기	121.18
강원	110.32
충북	121.30
충남	121.35
전북	121.16
전남	121.19
경북	120.01
경남	121.20

자료 : 저자 작성

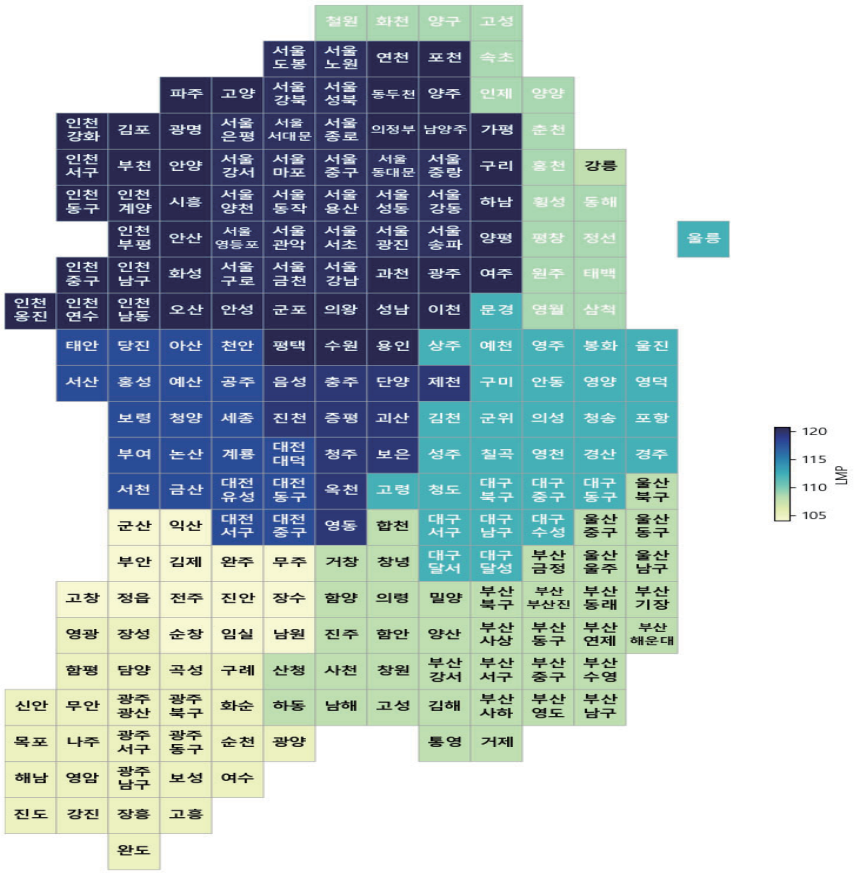
향후 탄소중립 정책추진을 고려하여 총 전력수요가 재생에너지의 발전량으로 30%가 충족되는 시나리오를 추가하여 LMP를 도출하였다. [그림-4]과 <표-11>는 동 시나리오의 결과를 나타낸다.

표 11 재생에너지가 수요의 30%일 때의 전국 LMP

지역	LMP
서울	120.07
경기	120.33
강원	108.68
충북	119.76
충남	119.24
전북	106.21
전남	104.16
경북	113.34
경남	103.25

자료 : 저자 작성

그림 4 재생에너지가 수요의 30%일 때의 LMP



자료: 저자 작성

재생에너지 비중이 총 전력수요의 30%를 차지하는 시나리오에서 LMP가 가장 높은 지역은 경기(120.33원/kWh)이며, 낮은 지역은 전남(104.16원/kWh)이다. 이 두 곳의 LMP 차이는 약 16원/kWh 수준까지 확대되어 재생에너지 투자에 소요되는 토지비용의 차이 수준에 근접하는 것으로 파악된다.

재생에너지 비중 30%와 20%의 결과를 비교하면, 비교적 높은 LMP 수준을 나타내는 수도권 지역의 LMP는 상승하는 것이 아니라 재생에너지의 비중이 높은 지역의 LMP가 하락함을 알 수 있다. 재생에너지는 변동비가 존재하지 않으므로 가장 우선적으로 급전하게 되고 해당 전원의 발전량이 증가할수록 에너지 가격이 하락하게 된다. 즉, 지역별 재생에너지 잠재량에 비례하여 재생에너지의 발전량이 증가함에 따라 변동비가 높은 화력 발전기로부터 지역 전력수요를 충당하는 비중이 감소함에 따라 위와 같은 결과가 나타남을 의미한다.

또한, 위 결과를 바탕으로 재생에너지 비중이 증가함에 따라, 지역을 연계하는 송전망의 부족으로 혼잡현상이 발생함을 알 수 있다. 이에 따라 신규 송전망의 대대적인 설치 또는 균형적인 재생에너지 보급의 선택이 주어지게 된다. 전자의 경우는 최근 신규 송전망 및 변전소 건설에 민원이 발생하고 있으며, 재생에너지의 간헐적인 발전특성을 고려할 때, 망 이용률은 낮으므로 신규 송전선로 및 변전소 건설은 비효율적일

수 있다. 후자인 지역별 재생에너지 균형 보급은 해당 지역의 전력자립도를 제고하여 신규 송변선 설비의 투자소요를 감소시킨다.

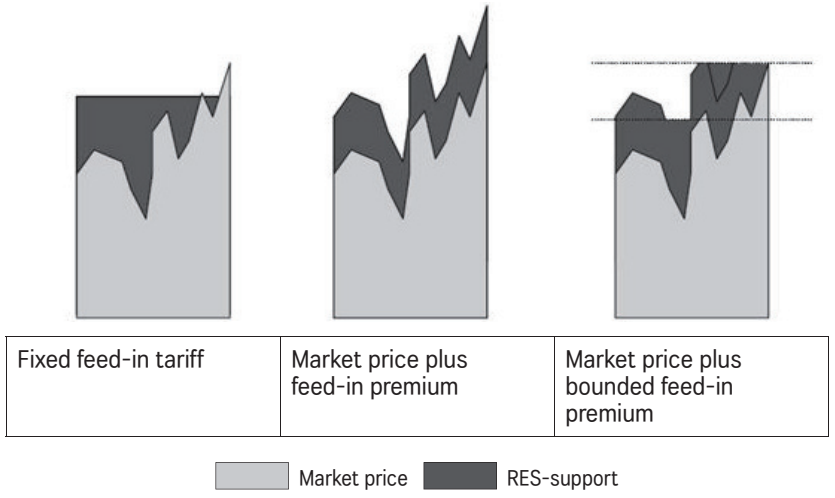
다. LMP와 FIP 결합 제도의 장점

앞 절에서 분석한 결과는 재생에너지 보급이 증가하는 반면 신규 송전망 투자가 이뤄지지 않는다면 송전망 혼잡의 증가로 인해 지역별 LMP의 차등 수준이 발생할 수 있음을 나타내었다. 현재 국내 전력시장에서는 발전부문에 유효한 지역별 가격차등 신호를 제공하는 제도는 부재한 상황이나 향후 재생에너지 보급 증대에 따른 계통여건에서 현행 제도는 시장참여자들간의 비용부담이 교차보조로 인해 왜곡되게 된다. 따라서 적절한 시기에 발전사업자를 대상으로 입지신호를 제공할 수 있는 제도 도입을 모색할 필요가 있다.

우리나라의 전문가들 사이에서는 지역별 차등 신호 제공 수단으로 논의되고 있는 두 가지의 제도가 있다. 첫째는 도매시장에서 에너지가격에 송전망의 변동비인 혼잡비용과 손실비용을 합한 LMP를 채택하고, 접속비는 전압별로 차등으로 두고, 송전사용요금은 지역 간 차등을 두지 않는 방법이다. 둘째는 현행 도매시장의 전국 단일 시장가격을 유지하고, 송전사용요금의 지역 간 차등을 확대하는 방안이다. 두 제도는 아래와 같은 장단점을 지닌다.

그림 5　FIT와 FIP의 지원방식 비교

Figure 3: Role of the Market Price in different Schemes



Source: Klessmann et al. 2008, p. 3656.

자료: Klessmann et al.(2008, p.3656), The German and European Electric Power Market 홈페이지(http://electricpowermarket.weebly.com/renewables.html)에서 재인용

전자인 LMP의 경우 다소 복잡한 현행 전력시장의 정산규칙에 의해 산정하는 계통제약비용이 정교한 이론으로 해당 비용이 도매시장가격으로 내재화되고 동태·지역적 최적 자원의 배분이 이루어지고 장점을 지닌다. 또한, 향후 재생에너지 보급 지원 정책의 변화 가능성을 검토할 필요가 있다. 구체적으로 현행 발전

사업자에게 총발전량의 일정비율을 신재생에너지로 공급하도록 의무화하는 신·재생에너지 의무비율할당제(Renewable Portfolio Standard, RPS) 제도에서, 신재생에너지 발전사업자가 도매시장에서 전력을 판매하고 시장가격에 연동된 별도 프리미엄을 지급받는 피드 인 프리미엄(Feed-in Premium, FIP) 제도로의 전환 가능성이다.[7] FIP 제도 취지는 재생에너지가 전원에서 차지하는 비중이 증가함에 따라 효과적인 전력계통 운영을 위해 재생에너지 발전사업자에게 도매시장가격 신호를 전달하는 것이다. 아래의 [그림-5]은 고정가격계약 방식인 Feed-in-Tariff(FIT)와 두 유형의 FIP 방식을 비교하고 있다. FIP 제도에서 재생에너지 발전사업자는 의무적으로 전력도매시장 거래에 참여해야 하며, 프리미엄은 전력시장가격에 할증된 형태로 지급된다. 이러한 FIP 제도가 LMP와 결합되면, 지역별 도매시장 정산가격에 할증되어 프리미엄이 부가되므로 재생에너지 발전사업자에게 보다 확고한 입지 신호가 제공되게 된다. 반면에, 시장참여자가 미래의 LMP 전망이 어려울 수 있고, 추가적인 가격변동의 위험이 생길 수 있다.

후자인 송전사용요금은 유효한 수준의 지역별 요금 차이가 발생할 경우 정해진 기간 내에 고정적인 지역별 차등 신호가 안정적으로 제공되어 시장참여자들의 예측 가능성이 높아지는 장점이 있다. 그러나 발전부문에 동태적으로 변화하는 계통상황을 정교하게 반영하는 형태가 아니기 때문에 최적의 자원배분을 왜곡할 수 있다는 단점을 갖는다. 아래의 <표-12>는 지역별 차등 신호 제공 수단으로서 LMP 및 송전요금 제도의 평가를 정리한 것이다.

표 12 지역별 가격 차등 신호 제공 대안 비교

방안	평가	도입국가
지역별한계가격 (LMP)	망 관련 비용인 혼잡, 손실 비용을 에너지가격에 포함하는 방식으로 지역별 차등 신호를 제공하여 단기 최적 자원배분을 달성하며, FIP 방식과 결합 시 보다 효과적인 입지 신호 제공	미국(iISO New England, ISO New York, PJM, Mid-Continent, Southwest Power pool, California ISO, ERCOT, EIM), 캐나다(Ontario), 뉴질랜드, 싱가포르, 아르헨티나, 칠레, 멕시코, 필리핀, 브라질, 러시아
지역별 차등 송전망 요금제	요금형태로 지역별 차등 신호를 제공하여 이해관계자들의 예측가능성을 제고하나 발전부문의 단기 최적자원배분을 왜곡하는 문제 발생	영국, 아일랜드, 북아일랜드, 노르웨이, 스웨덴

자료 : 방안 및 평가는 저자 작성, LMP 도입국가는 Hogan and, Pandera(2019, p.12) 참조, 지역별 차등 송전망요금제는 유럽국가 대상으로 ENTSO-E(2019, p.9)를 참조

7) RPS 제도를 도입한 후에 이를 폐지하고 FIP 제도를 도입한 국가는 대표적으로 영국, 이탈리아가 있고, 일본은 2022년에 FIP 제도를 도입하였다.

4. 시사점

재생에너지 투자의 지역편중 현상을 완화하기 위한 제도는 동태·지리적 자원을 최적 배분하는 LMP 방식이 적합한 것으로 판단된다. 이는 정교한 이론 기반으로 지역별 에너지비용과 혼잡 및 손실비용을 반영하기 때문이다. 본 연구의 LMP 분석 결과, 총 전력수요에서 차지하는 재생에너지의 발전량 비중이 30% 수준일 때, 지역별 LMP 차등 수준은 최대 16원/kWh이 발생하는 것으로 나타났다. 이는 향후 재생에너지 보급이 증가하여 송전망 변동비인 혼잡비용 또는 손실비용의 지역별 차이가 심화됨에 따른 것이다. LMP는 이러한 송전관련 변동비를 반영하여 도매시장에서 자원 배분에 있어서 왜곡을 야기하지 않는다. 또한 추후 재생에너지 발전사업자를 전력도매시장에 참여시키고 가격신호를 제공하는 FIP 제도와 병행하여 운영하게 되면 재생에너지 발전사업자에게는 기존의 전국 동일한 REC와 장기고정가격계약과는 달리 전력시장의 가격이 제공되므로 효과적인 입지신호로 작용하여 현재의 재생에너지 투자 지역의 편중현상 해소에 기여가 가능할 것으로 판단된다. 반면에 발전사업자가 LMP를 예측하는데 어려움이 있을 수 있고 가격변동성 발생 등의 단점이 존재한다. 이러한 장단점을 고려하는 한편, 향후 전력시장에서의 가격입찰, 재생에너지 입찰제도 등의 변화 가능성 등을 복합적으로 고려하여 LMP 제도의 영향과 사회후생에 미치는 영향을 면밀히 검토할 필요가 있다. 이러한 심도 있는 분석 결과를 바탕으로 최종적으로 사회적 합의를 이루어 제도 마련을 준비해야 할 것으로 판단된다.

참고문헌

국내 문헌

- 산업통상자원부·한국에너지공단. (2020). 2020 신·재생에너지 백서.
- 한국전력공사. (2022). 2021년 한국전력통계. 제91호."

외국 문헌

- ENTSO-E. (2019). ENTSO-E Overview of trasmission tariff in Europe: synthesis 2019.
- Hogan, H., Pandera, J.M. (2019). Locational market in Poland. Security of supply, costs and the impact on the energy transition.
- Klessmann, C., Nabe, C., Burges, K. (2008). Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks—A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK. Energy Policy, 36(10).

웹사이트

- 한국전력공사 홈페이지, 송전이용요금표, https://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/H/C/CYHCHP00701.jsp(검색일: 2021.09.30.)
- 한국전력공사 홈페이지, 송·배전용 전기설비 이용규정, https://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/H/C/CYHCHP00702.jsp(검색일: 2021.09.13.)
- The German and European Electric Power Market 홈페이지, http://electricpowermarket.weebly.com/renewables.html(검색일: 2021.09.13.)