

국내 구역전기사업 지속을 위한 제도개선 방안

신동현 에너지경제연구원 연구위원(dhshin@keei.re.kr)



1. 국내 구역전기사업 운영 및 경영 현황

구역전기사업은 소비자에게 전기를 직접 공급하는 사업자로 35,000kw 이하의 발전설비를 수요지 인근에 갖춘 사업형태를 가진다.¹⁾ 분산형 전원으로서의 역할을 기대하면서 도입된 구역전기사업은 한때 20개가 넘는 사업자가 존재할 정도로 활성화되었으나 기대한 분산형 전원 확대의 역할을 제대로 이행하지 못하고 사업 여건이 지속적으로 악화되면서 현재 8개 사업자만 남아있다. 국내 구역전기사업의 가장 큰 특징은 전기뿐만 아니라 열을 같이 공급하는 사업형태인 일종의 집단에너지 사업 형태로 진행되는데 이를 의제구역전기사업이라고 한다.²⁾

1) 전기사업법 제2조의 11

2) 의제구역전기사업자는 '전기사업법 보칙'에 따라 지역냉난방사업자로 15만 kw 이하의 발전설비용량을 갖추거나, 산업단지집단에너지사업자로 30만 kw 이하의 발전설비용량을 갖춘 사업자이다(전기사업법 제92조의 2).

표 1 국내 구역전기사업자 일반현황

구분	사업자	공급구역	설비 용량 (MW))	사업 허가	상업 운전	공급세대수	
						전기	열
서울 (5)	짐코*	사당극동APT	2	'04.11	'05.12	-	-
	대성산업	신도림디큐브시티	9	'09.01	'11.08	524	524
		가락한라APT	1	'06.06	'08.01	919	919
	한국지역 난방공사	동남권유통단지	32	'06.08	'09.04	8,755	8,755
		상암 2지구	6	'06.09	'10.04	4,490	4,490
경기 (3)		고양삼송지구	99	'07.08	'11.12	24,421	20,678
	티피피	양주고읍지구	21	'05.03	'09.06	10,103	7,574
	삼천리	광명역세권	46	'05.12	'10.04	12,844	18,669
부산	부산정관에너지	부산정관지구	50	'99.12	'08.10	28,091	26,312
대구	대성에너지	대구죽곡지구	9	'05.01	'07.12	10,986	9,546
대전	CNCITY에너지 ((구)충남도시가스)	대전학하지구	26	'06.09	'13.03	7,175	23,234
충남 (2)	JB(주) ((구)중부도시가스)	천안청수지구	25	'05.06	'09.10	10,100	5,726
	삼성물산**	아산탕정지구	7	'06.09	'09.01	3,953	3,953
계	10 개 사업자	13 개 구역	333	-	-	122,361	130,380

* 짐코는 사업권을 반납 ** JB(주)는 삼성물산의 사업을 인수

자료: 한국구역전기협회

국내 구역전기사업의 일반적인 특징이 전기와 열을 공급하는 사업의 특징을 모두 가지고 있기 때문에, 집단에너지사업자와 같이 전기와 열을 생산하고 판매하는 사업자들과 경영현황을 비교하는 것은 의미가 있다고 생각된다. 본고에서는 구역전기사업의 비교 대상으로 집단에너지사업자를 전기중심 대형사업자(대형 전기), 역송 위주의 열병합발전사업자(역송CHP), 열 중심 공급 사업자(열공급), 증기공급 병행사업자(증기 공급), 공공부문 사업자(공공) 등으로 구분하였다.

표 2 집단에너지 사업자 및 구역전기사업자 형태 분류

순번	사업자명	그룹	표시
1	DS파워	대형 전기중심 사업자	대형전기
2	대륜발전		

순번	사업자명	그룹	표시
3	평택에너지서비스	대형 전기중심 사업자	대형전기
4	대구그린파워		
5	춘천에너지		
6	삼천리(광명)		
7	CNCITY Energy		
8	중부도시가스	소규모 구역전기 사업자	소규모전기
9	대성에너지		
10	삼성물산		
11	티피피		
12	대성산업(신도림)		
13	인천종합에너지	역송 열병합발전 운영 사업자	역송CHP
14	수완에너지		
15	별내에너지		
16	부산정관에너지		
17	나래에너지서비스		
18	위례에너지서비스		
19	인천공항에너지		
20	안산도시개발		
21	미래엔인천에너지		
22	내포그린에너지	열공급 사업자	열공급
23	청라에너지(주)		
24	휴세스		
25	부산도시가스(명지)	증기공급 병행 사업자	증기공급
26	대전열병합발전		
27	무림파워텍		
28	전북집단에너지		
29	석문에너지	공공부문 사업자	공공
30	서울에너지공사		

가. 매출 현황

<표 3>에서 사업형태에 따른 평균 매출액은 대형전기중심사업자와 역송CHP사업자가 가장 큰 것으로 나타났다. 반면, 소규모 구역전기사업자는 가장 작은 규모의 매출액을 기록하였고, 매출액의 증가세도 다른 그룹에 비해 낮은 모습을 보였다. 공공부문 사업자의 경우 2019년 매출액은 2018년에 비해 오히려 감소하고 있다.

표 3 그룹별 평균 매출액 현황

(단위: 백만 원)

구분	대형전기	소규모전기	역송CHP	열공급	증기공급	공공
2016	205,338	15,270	119,709	21,701	34,709	-
2017	248,285	16,114	143,858	27,280	45,258	148,002
2018	318,778	18,475	189,945	32,548	50,315	163,400
2019	337,364	19,473	181,288	35,636	49,031	155,141

열과 전기 판매를 구분하여 매출 현황을 나타낸 것이 [그림 1]과 [그림 2]이다. 먼저 그룹별 열매출 비중을 살펴보면 열공급을 중심으로 하는 열공급사업자가 가장 높은 비중을 보인다. 열매출 사업자를 제외하고 공공부문사업자가 두 번째로 높은 열매출 비중을 나타내고 있으며, 대형전기중심사업자는 사업구조가 열보다는 전기를 판매하는 것에 치중되어 있음에 따라 매우 낮은 열매출 비중을 보인다. 소규모 구역전기사업자의 경우, 열매출의 비중도 대체로 낮은 편이면서 동시에 비율도 점차 감소하고 있다. 역송CHP사업자는 열매출의 비중이 50%에 달할 정도로 높은 편인데 2016년에 약 60%였던 비중이 2019년에는 49%까지 감소하였다. 증기공급 병행 사업자의 열매출 비중은 15~16%대로 유지되고 있다.

[그림 2]에서처럼 그룹별 전기매출 비중은 모든 그룹에서 조금씩 증가하는 것으로 나타났다. 대형 전기중심 사업자의 영업구조가 전기에 치중되어 있음에 따라 이들의 전기매출 비중은 95%를 상회하고 있다. 소규모 구역전기사업자의 경우 전기매출 비중이 약 52~54%로 높으며, 점진적으로 증가하는 모습이다. 역송CHP사업자의 전기매출 비중은 2016년 37.3%였으나 2019년 49.1%로 크게 증가하였고 증기공급 병행 사업자의 전기매출 비중도 41~43%를 유지하고 있다.

그림 1 그룹별 열매출 비중

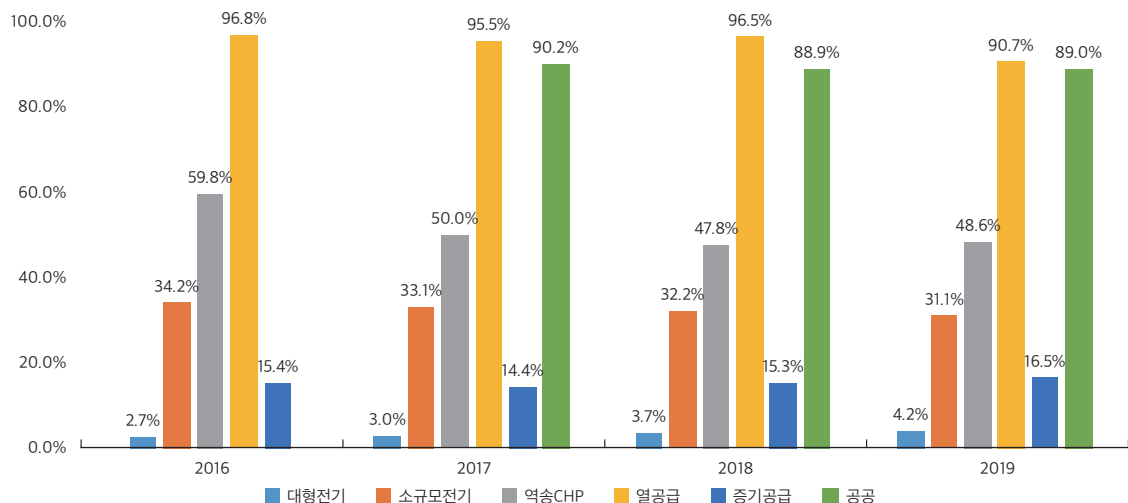
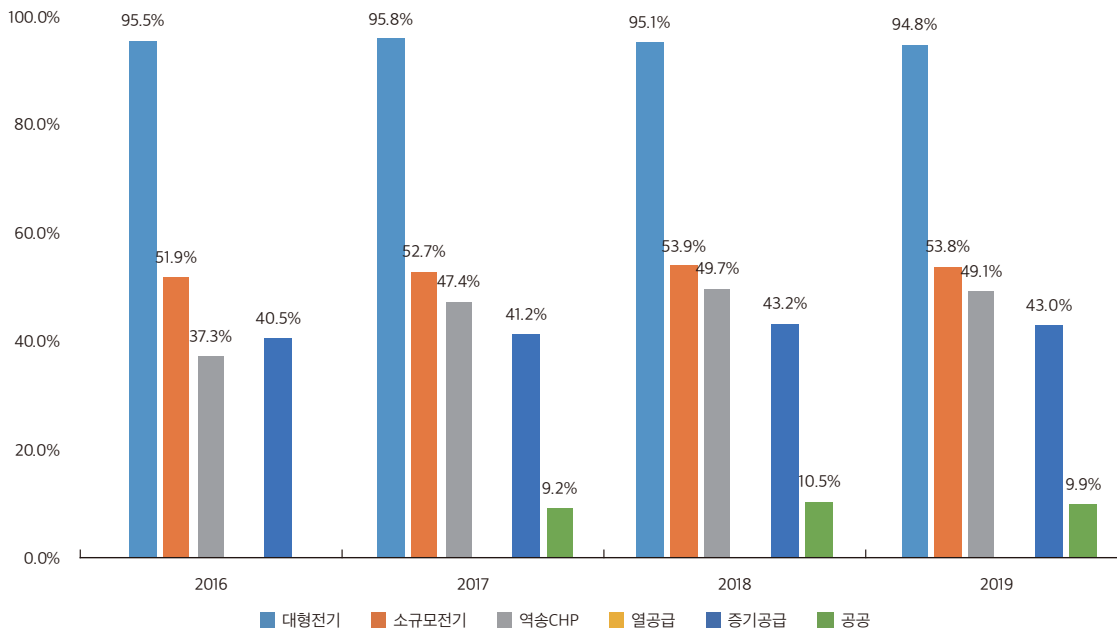


그림 2 그룹별 전기매출 비중



나. 영업이익

사업자의 매출액에서 매출원가, 판매비 및 일반관리비를 제외한 영업이익 현황을 그룹별로 <표 4>에 정리하였다. 그룹별 영업이익의 특징은 다음과 같이 정리할 수 있다.

첫째, 영업이익은 2016년부터 2019년까지 개선되는 모습이다. 그러나 영업이익의 증가율은 2017년에 전년 대비 64% 증가하여 대폭 개선되었으나 이후 2018년에 21%, 2019년에 19%로 급감하였다. 둘째, 대형전기 중심사업자와 역송CHP사업자는 비교적 경영성고가 양호한 것으로 나타났다. 대형전기중심사업자 5개사의 영업이익은 지난 4년간 비교적 큰 폭으로 개선되었다. 구체적으로 2016년 평균 21억 원의 영업이익이 발생하였으나 2017년 139억 원으로 556% 증가하였고, 이후 2019년에도 225억 원의 영업이익이 발생하였다. 역송CHP 그룹도 2016년에도 평균 139억 원의 영업이익을 기록하여 가장 건실한 경영상태를 보이고 있다. 이후 영업이익은 지속적으로 증가하여 2019년 평균 233억 원의 영업이익을 달성하였다.

셋째, 소규모구역전기사업자와 공공사업자는 지속적 영업이익 적자에 시달리고 있다. 소규모구역전기사업자의 영업이익은 2016년 평균 13억 원 적자에서 2019년 4.7억 원 적자로 조금씩 개선되는 모습을 보이고 있으나 여전히 흑자로 전환하지 못하고 있다. 공공사업자도 2017년 18억 원 적자를 기록하였으나 2019년에는 92억 원 적자로 적자폭이 급격히 증가한 것으로 나타났다.

넷째, 열공급사업자와 증기공급 병행 사업자는 큰 폭의 영업이익을 내지는 못하고 있으나 소폭의 흑자를 유지하고 있다. 열공급사업자는 2016년 평균 6.5억 원의 적자를 기록했으나 2017년 14억 원 흑자로 전환되었고, 2018년 21억 원, 2019년 35억 원의 흑자가 발생하였다. 증기공급 병행 사업자의 영업이익은 2016년 평균 8.5억 원에서 2017년 11억 원으로 소폭 증가하였다. 이후 2018년에 47억 원의 영업이익이 발생하여 342%의 증가율을 기록하나 2019년에 다시 35억 원으로 24% 감소하였다.

표 4 평균 영업이익 현황

(단위: 백만 원)

구분	대형전기	소규모전기	역송CHP	열공급	증기공급	공공	전체
2016	2,123	-1,335	13,910	-647	846	-	5,191
2017	13,921	-809	17,563	1,429	1,054	-1,838	8,510
2018	14,458	-545	20,853	2,126	4,662	-3,840	10,292
2019	22,541	-469	23,259	3,473	3,542	-9,156	12,281

<표 5>는 사업형태별로 영업이익의 흑자와 적자를 기록한 사업자의 수를 요약한 것이다. 대형전기, 역송 CHP, 열공급, 증기공급에 비해 소규모 구역전기사업자의 경영여건이 상대적으로 크게 나쁜 것을 재확인할 수 있다.

표 5 영업이익 흑자/적자 현황

구분	대형전기	소규모전기	역송CHP	열공급	증기공급	공공	전체
2016	3/2	1/5	9/2	1/2	2/2	0/0	15/14
2017	5/0	3/4	10/1	2/1	3/1	0/1	23/8
2018	4/1	1/6	8/3	2/1	3/1	0/1	18/13
2019	5/0	1/6	10/1	2/1	3/1	0/1	21/10

다. 당기순이익

당기순이익은 영업이익과 영업외수익에서 금융비용, 영업외비용, 법인세비용을 제외한 금액이다. 구역전기사업과 같은 발전사업은 발전시설에 대한 투자가 발생하기 때문에 금융비용이 비교적 높은 편이다. 따라서 영업이익이 높더라도 당기순이익 측면에서 다른 특징을 보일 수 있다. <표 6>은 사업형태에 따른 연간 평균 당기순이익을 정리한 것이다. 역송CHP사업자와 증기공급 병행 사업자들만이 당기순이익에서 흑자를 기록하고 있으며 나머지 그룹에서는 모두 적자를 기록하고 있다.

대형전기중심사업자는 영업이익과 달리 당기순이익에서 100억 원대의 적자 발생 하고 있는데 2016년 평균 154억 원의 적자가 발생하였고 2019년에 다소 개선되었으나 여전히 45억 원의 적자가 발생하고 있다. 이와 같이 당기순이익에서 큰 폭의 적자를 보인 주된 이유는 부채의 누적으로 인한 금융(이자)비용이 크게 발생하였기 때문으로 보인다. 열공급병행사업자도 영업이익에서는 흑자가 발생하였으나 금융비용이 크게 발생함에 따라 당기순이익은 적자로 나타났다. 반면, 역송CHP사업자들도 금융비용이 비교적 컸으나 영업이익 규모가 큼에 따라 당기순이익에서 흑자를 기록하고 있다.

소규모 구역전기사업자와 공공부문사업자가 경영악화에 가장 크게 노출되어 있음을 확인할 수 있다. 구역전기사업자의 당기순이익은 2016년 31억 원 적자에서 2017년과 2018년 10억 원 적자로 다소 개선되었지

만 2019년 69억 원 적자로 다시 큰폭으로 악화되었다. 공공부문사업자의 당기순이익도 2017년 23억 원 적자에서 2018년 47억 원 적자로 악화되었고 2019년 111억 원으로 가장 큰 액수의 적자를 보이고 있다. 소규모 구역전기사업자는 2016년 5개 기업이 모두 적자를 기록하였고 2017년 성과가 다소 개선되어 3개 기업이 흑자, 4개 기업이 적자를 기록하였으나 이후 2018~2019년에는 다시 7개 기업이 모두 적자를 기록하고 있음을 <표 7>에서 확인할 수 있다.

표 6 평균 당기순이익 현황

(단위: 백만 원)

구분	대형전기	소규모전기	역송CHP	열공급	증기공급	공공	전체
2016	-15,444	-3,063	3,920	-12,453	133	-	-2,733
2017	-10,274	-1,082	5,513	-7,419	-631	-2,300	-599
2018	-10,411	-1,020	11,413	-7,301	4,150	-4,723	2,121
2019	-4,540	-6,923	10,394	-3,682	1,445	-11,158	1,015

표 7 당기순이익 흑자/적자 사업자 수

(단위: 개)

구분	대형전기	소규모전기	역송CHP	열공급	증기공급	공공	전체
2016	0/5	0/5	5/6	0/2	1/3	0/0	6/21
2017	1/4	3/4	5/6	0/2	2/2	0/1	11/19
2018	2/3	0/7	7/4	0/2	4/0	0/1	13/17
2019	3/2	0/7	5/6	0/2	2/2	0/1	10/20

2. 국내 구역전기사업 경제성 악화의 주요 원인

앞에서 전기와 열을 공급하는 에너지공급사업으로 구역전기사업이 다른 형태의 사업에 비해 경영 여건이 상대적으로 악화된 현황을 살펴보았다. 구역전기사업의 사업 여건이 악화된 이유는 에너지 생산원가를 회수할 수 없는 시장구조와 제도적 문제에서 찾을 수 있다. 구역전기사업은 발전설비 규모의 제한 때문에 다른 발전 사업에 비해 상대적으로 소규모 발전 및 배전설비를 운영하고 있다. 발전 사업의 특성상 규모가 커질수록 한계비용이 감소하나 구역전기사업은 소규모 설비로 소위 ‘규모의 경제’ 실현이 어렵다. 또한, 수요지 인근에 위치하고 있는 사업형태로 구역전기사업이 운영되는데 대부분의 수요지가 도심지로 토지비용이 높으며 고비용 연료인 LNG를 의무적으로 사용하고 있다. 이러한 이유로 구역전기사업은 고비용 구조를 가지고 있으나 전기와 열의 판매요금은 규제요금으로 사업의 고비용 구조와 무관하게 결정되고 있다. 특히, 구역전기사업의 전기요금은 한국전력의 요금을 준용하고 있어 구역전기사업자가 전기를 생산하여 판매하면 생산원가도 회수하기 어려운 실정이다. 왜냐하면 한국전력은 구역전기사업자의 전기 생산원가와 무관한 자기원가와 적정투자보수가 포함된 요금을 책정하여 운영하기 때문이다.

구역전기사업의 한국전력 요금 준용은 구역전기사업의 경제성 악화뿐만 아니라 구역전기사업 도입 취지를 위협하는 가장 큰 이유로 작용하고 있다. 다시 말해, 구역전기사업의 도입을 통해 분산형 전원을 확대하고 수요지 인근에서 전기를 직접 공급하여 분산편익을 실현하여야 하나 현재의 요금제도 하에서 구역전기사업자는 전기를 직접 생산하여 공급하기보다 한국전력이나 전력거래소로부터 전기를 구매하여 자신의 소비자에게 재판매하는 모습을 보이고 있다.³⁾ 실제로 구역전기사업자의 CHP 가동률은 평균 30% 내외로 동계 기간 열수요가 발생하는 시기 외에 구역전기사업자는 전기를 직접 생산하지 않고 있다.

시장구조 및 제도적 이유로 인한 구역전기사업의 경제성 악화는 전기와 열의 공급안정성 확보를 위한 투자를 감소시켜 소비자의 안전과 편익에 위해가 되고 있으며, 전기영업시스템 고도화 투자에도 악영향을 주어 사업 여건이 더 나빠지는 악순환이 나타나고 있다.

그림 3 한국전력과 구역전기사업자 비교



3. 국내 구역전기사업 경제성 개선을 위한 제도개선 방안

가. 분산편익 보상

소규모 에너지공급시설에서 생산한 전기와 열을 수요지 인근에서 직접 공급하는 구역전기사업은 분산형 전원의 정의에 가장 적합하여 분산편익이 실현 가능하다. 분산편익을 쉽게 정의하면 원거리에서 전력을 송전하는데 발생할 수 있는 여러 가지 편익을 절감하거나 회피할 수 있는 비용이다. 구체적으로 송전망 건설 회피, 송전손실 절감, 송전망 혼잡비용 회피 및 송전망 피해회피 등의 비용을 분산편익으로 산정할 수 있다.

3) 분산형 전원은 수요지 부근에 소규모 발전설비를 통해 전력을 공급하는 방식을 의미하며 40MW 이하의 소규모 발전설비, 500MW 이하의 집단에너지, 구역 전기 및 자가용발전설비로 법에 규정하고 있다(전기사업법 시행규칙, 제3조의 2).

표 8 분산전원 편익

자료	구분	편익		
김용하 외(2011) (원/kW/년)	송전망 건설 회피편익	80,581		
	송전손실 절감편익	15,576		
전력거래소(2014) (원/kW/년)	지역별 송전 회피비용	수도권	95,031	
		비수도권	38,044	
		제주	155,718	
박성민·김성수(2014) (원/kWh)	시나리오별 송전혼잡비용	기본 시나리오	16	
		신재생에너지 변동 시나리오	21	
		송전망 건설지연 시나리오	46	
김효진 외(2015) (원/kWh)	송전망 회피 비용	414		
한국지역난방공사(2018) (원/kWh)	송전망 건설비용 회피	11.74 (2013년)	12.32 (2017년)	전력거래소 (2014)
	송전손실 회피	4.13 (2010년)	4.67 (2017년)	김용하 외(2011)
	송전 혼잡비용 회피	16.0 (2013년)	16.80 (2017년)	박성민·김성수 (2014)
	송전망 피해 회피	41.4 (2014년)	42.72 (2017년)	김효진 외(2015)

주: 한국지역난방공사(2018) 결과는 기존 연구를 바탕으로 송전망 회피 관련 편익을 종합한 결과임

국내 분산형 전원의 분산편익을 추정한 다양한 연구들이 존재한다. 김용하 외(2011)는 분산형 전원으로서의 국내 열병합발전 전체의 송전망 관련 편익을 도출하였다. 구체적으로 2010년 기준 송전망 건설 회피 편익 80,581원/kW, 송전손실 절감 편익 15,576원/kW, 합계 96,157원/kW를 산정하였다. 전력거래소(2014)에서는 지역별 송전 회피비용을 추정하였으며, 평균적으로 연간 60,935원/kW로 분석되었으며 비수도권, 수도권, 제주 순으로 편익이 높게 나타났다. 박성민·김성수(2014)는 M-Core 모형을 이용해 LMP(Locational Marginal Price)를 추정해 송전혼잡비용을 도출하였고, 송전혼잡비용을 발전량으로 나누어 시나리오별 송전혼잡비용을 추정하고 있다. 김효진 외(2015)는 조건부 가치측정법(CVM)을 이용해 유연탄 발전을 열병합발전으로 대체할 때 소비자들의 낼 추가적 지불의사를 추정하였다. 1,000가구에 대한 설문조사를 통해 추가 지불의사액으로 41.4원/kWh를 도출하였다. 한국지역난방공사는(2018)은 기존의 연구들을 바탕으로 송전망 회피와 관련한 편익을 합산한 결과 2013년 73.27원/kWh, 2017년 76.51원/kWh의 분산전원 편익을 산정하였다.

분산편익이 발생하는 발전기나 사업자에 대해 편익의 일부를 보상하는 정책은 올해 6월에 발표된 ‘분산에너지 활성화 추진전략(산업통상자원부, 21. 6. 30)’에 명시되어 있다. 비록 보상크기에 대한 구체적인 내용은 없으나 ‘분산에너지 활성화 특별법’ 제정을 통해 보상에 대한 법률적 근거를 마련할 계획이다.

본고에서는 분산편익 보상이 정책적으로 실현되었을 때, 실제로 구역전기사업자의 경제성 변화를 분석하기 위해서 다음과 같은 분산편익 보상안을 가정하였다. 구역전기사업자가 가지고 있는 발전기 용량에 대해 차등 지원하는 방안으로 40MW 이하는 20원/kWh, 40~150MW는 10원/kWh, 150~500MW는 5원/kWh이다. 구역전기사업자가 직접 생산한 전력에 대해서 보상하는 방안을 원칙으로 하되 생산한 모든 전력을 보상하는 경우와 생산한 전력 중 소비자에게 직접 판매한 전력량에 대해서만 보상하는 경우로 구분하여 분석을 진행하였다. 그 외 CHP역송 판매량, 외부수열, PLB 열생산량 등은 2019년 사업자 실적을 유지하는 것으로 가정하였다.

나. 전력 거래기간 개선: 전력거래소와의 연중 거래

구역전기사업자는 사업구역 내 공급 전력이 부족하거나 남는 경우에 한국전력 또는 전력거래소와 거래할 수 있다. 한국전력과 거래는 연중 상시 가능하며, 전력거래소는 3~11월 동안만 거래가 가능하다. 한국전력과 거래하는 경우 사업자와 한국전력 사이의 보완공급약관을 따르며 전력거래소와 거래 시 전력시장운영규칙을 적용받는다.

한국전력과 거래하는 경우 한국전력이 구입한 전력비용에 영업비용과 투자보수가 더해진 단가가 적용되고 전력거래소와 거래하는 경우 한국전력이 시장에서 거래하는 단가만 적용받고 한전에는 송전이용비만 지불하면 되기에 전력거래소와 거래하는 것이 구역전기사업자 입장에서 유리하다.

한전과 거래하는 경우에 보완전력구매에 대한 상한선인 월간 판매 전력량의 40%를 초과 시 페널티가 부과되어 구역전기사업자 입장에서 부담될 수 있다. 또 20MW 이상의 발전기로서 전력거래소의 발전지시에 발전 가능한 설비 구비 등을 만족하는 경우 전력거래소와 거래 시 용량요금을 추가로 보상받을 수 있다. 이러한 이유로 한국지역난방공사를 비롯한 구역전기사업자들은 전력거래소와의 거래를 연중 상시거래로 확대해줄 것을 지속적으로 요구하고 있다.

사업자 입장에서 전력거래소와 거래기간 확대는 분산편익 보상과 서로 배치될 수 있는 요인이다. 두 제도가 동시에 시행될 경우 분산편익 보상을 받기 위해서 CHP 발전량을 늘리면 전력거래소로부터 구입하는 전력량이 감소하기 때문에 전력거래기간 확대로부터 얻는 보상 수준이 감소한다. 따라서 구역전기사업자는 두 제도의 효과를 복합적으로 고려하여 적정 수준의 CHP 발전량을 결정해야 한다. 합리적인 의사결정에 따라 사업자가 구역전기사업을 운영하는 경우, 사회적 편익은 증대할 것이다.

본고에서는 전력거래소와 전력거래가 연중으로 확대되는 경우 구역전기사업자의 경제성 변화를 분석하였다. 구체적으로 12~2월 동안 전력거래소와 거래가 가능해지는 경우에 구역전기사업자가 전력거래소로부터 전력을 구매하는 비용을 절감하여 경제성을 개선할 수 있는지 분석하였다. 전력거래기간 확대에 따라 1, 2월 및 12월에 적용할 전력거래가격에 대한 가정은 사업자별로 산정하였는데 2019년 3~11월 전력거래소와 거래하는 가격(수전가격)을 적용하였다.

다. 사업자별 분산편익 보상 효과

분산편익 보상과 전력거래기간 확대가 실현되는 경우 그 효과를 분석하기 위해 5개의 구역전기사업자의 2019년 영업이익을 기준으로 정리한 것은 <표 9>의 '실적'이다. 다음으로 CHP 전력생산량 전체에 대하여 분산편익을 보상하는 경우 각 사업자의 영업이익은 '분산편익 1', CHP 전력생산량 중 직판량에 대해서 분산편익을 보상하는 경우 각 사업자의 영업이익 변화는 '분산편익 2'에 해당한다. '현행'은 단순히 2019년 실적 CHP 전력생산량에 대하여 추가로 분산편익을 보상하는 것이며 CHP 전력생산량 비중을 50~100%까지 나누어 분산편익 보상효과를 살펴보았다.

직판 수요전력을 공급하기 위하여 수전 대신 CHP 전력생산량을 증가시키는 경우에 분산편익보상 금액은 증가하지만, 영업이익 변동효과는 각 사업자별로 다르게 나타난다. 그 이유는 각 사업자의 열 수요 및 직판전력 수요가 일정한 상태에서 CHP 가동증가 및 수전전력량 감소는 연료비, 수전전력비 및 열손실 증가에 영향을 미치기 때문이며, 열손실 증가는 초과 열생산에 따른 연료비 증가로 나타난다. 예를 들어, '분산편익 1'로 분산편익을 보상하는 제도가 시행되면 사업자 A와 B를 제외하고 실질적인 영업이익 개선효과가 없다는 것을 알 수 있다. 이러한 차이는 각 사업자의 직판수요량 수준과 기저열원 비중과 같은 사업자 특성 때문에 발생한다.

표 9 분산편익보상 시 구역전기사업자의 영업이익 변화

(단위: 백만 원)

구분	분산편익 1					분산편익 2				
	A	B	C	D	E	A	B	C	D	E
실적	(2,349)	(1,216)	(74)	(573)	240	(2,349)	(1,216)	(74)	(573)	240
현행	(709)	450	161	355	1,223	(1,881)	(358)	116	(28)	1,064
50%	(5,079)	(286)	(129)	(3,235)	(1,471)	(6,251)	(1,094)	(171)	(3,618)	(1,630)
60%	(4,131)	87	(167)	(2,743)	(1,737)	(5,303)	(721)	(208)	(3,127)	(1,896)
70%	(3,182)	399	(202)	(2,276)	(2,123)	(4,354)	(409)	(243)	(2,659)	(2,282)
80%	(2,250)	680	(237)	(1,849)	(2,644)	(3,422)	(128)	(277)	(2,232)	(2,803)
90%	(1,329)	961	(258)	(1,483)	(3,567)	(2,498)	153	(297)	(1,866)	(3,726)
100%	(456)	1,176	(268)	(1,194)	(4,555)	(1,613)	367	(305)	(1,576)	(4,714)

주1: 분산편익 1은 전체 발전량에 대해서 보상하는 경우, 분산편익 2는 발전량 중 직접 판매한 전력량에 대해 보상하는 경우임

주2: ()의 값은 영업이익이 0보다 작은 경우를 의미함. 즉, 영업이익이 적자인 경우를 의미

분산편익 보상의 재원 크기를 검토하기 위해 사업자별 분산편익 보상금액을 산정하였다. 5개의 사업자 기준으로 현재 CHP 발전량에서 일정 요건 수준 하에서 필요한 분산편익 보상의 예산 규모를 <표 10>과

<표 11>에서 확인할 수 있다. <표 10>에서 CHP 발전량 전체에 대해서 분산편익을 보상하는 경우 최대 99억 원의 예산이 필요하다. 또한, CHP 발전량 중 직판에 대해서만 분산편익을 보상하는 경우 최대 74억 원의 예산이 필요하다는 것을 <표 11>에서 알 수 있다. 따라서 현재 구역전기사업에 대해 분산편익을 보상하는 경우 보상요건에 따라 차이가 발생할 수 있으나 연간 최대 약 100억 원의 재원이 필요하다고 볼 수 있다.

표 10 분산편익 보상금액: 발전량 전체 (분산편익 1)

(단위: 백만 원)

구분	A	B	C	D	E	합계
현행	1,639	1,665	234	927	982	5,447
50%	1,584	1,778	913	1,075	1,183	6,533
60%	1,666	1,972	1,032	1,214	1,388	7,272
70%	1,748	2,166	1,148	1,352	1,593	8,007
80%	1,831	2,360	1,262	1,477	1,798	8,728
90%	1,894	2,554	1,320	1,596	2,003	9,367
100%	1,936	2,748	1,335	1,701	2,208	9,928

표 11 분산편익 보상금액: 발전량 중 직판량 (분산편익 2)

(단위: 백만 원)

구분	A	B	C	D	E	합계
현행	467	857	190	544	823	2,881
50%	412	970	870	692	1,024	3,968
60%	494	1,164	990	830	1,229	4,707
70%	576	1,358	1,107	969	1,434	5,444
80%	659	1,552	1,222	1,094	1,639	6,166
90%	726	1,746	1,281	1,213	1,844	6,810
100%	779	1,940	1,298	1,320	2,049	7,386

분산편익 보상과 함께 전력거래기간을 확대하는 경우 일부 사업자를 제외하고 수전전력요금 감소로 인한 영업이익 변화효과는 아래 <표 12>에 나타나 있다. <표 12>에서 알 수 있듯이, 전력거래기간 확대에 따른 사업자의 영업이익은 대부분 증가하는 것으로 나타났다. 구체적으로 2019년 영업실적 기준으로 최대 2억 7천만 원의 추가적인 영업이익을 얻을 수 있는 것으로 나타났다.

표 12 전력거래기간 확대에 따른 구역전기사업자의 영업이익 변화

(단위: 백만 원)

사업자	A	B	C	D	E
영업이익 변화	142	159	14	241	269

주: 분산편익 보상은 '분산편익 1'을 기준

전력거래기간 확대를 통한 이익 증가의 효과를 높이기 위해서는 일정 기간 동안 CHP의 가동을 줄여야 한다. 반면에 분산편익 보상을 확보하기 위해서는 CHP 전력생산량을 증가시켜야 하며, 12월, 1월 및 2월의 3개월뿐만 아니라 다른 월의 CHP 전력생산량을 늘려야 하므로 전반적인 수전량은 감소하게 된다. 이와 같은 두 가지 제도개선 효과를 통해 사업자가 영업이익을 극대화하기 위해서는 구역전기사업자는 최적의 효과를 나타내는 CHP 발전량을 결정해야 한다.

4. 결론 및 시사점

지금까지 분산편익 보상과 전력 거래기간 개선에 따른 국내 구역전기사업자의 경제성 변화를 분석하였다. CHP 가동률을 높여 발전을 많이 할수록 실현되는 분산편익의 크기가 증가하기 때문에 분산편익 보상 시 CHP 가동률 또는 직접 생산한 전력 중 판매한 비중과 같은 일정한 보상요건이 전제 조건일 수 있으므로 분석 시 이를 고려하였다.

분산편익을 보상하게 되면 CHP의 발전량 또는 가동률에 따라 사업자별로 차이가 있으나 명확한 영업이익 개선효과가 있음을 확인할 수 있었다. 단, 분산편익 보상요건으로 CHP 가동률을 전제하는 경우 분산편익 보상 요건을 충족하기 위해 CHP 가동률을 높이면서 CHP LNG 연료비 증가, 수전전력 이익 감소, 과다 열생산에 따른 비용 발생 등의 역효과도 나타날 수 있다. 따라서 분산편익 보상이 구역전기사업의 경제성에 긍정적 효과를 가져오기 위해서는 CHP 가동 증가에 따른 비용을 상쇄할 수 있을 정도로 분산편익 보상 수준을 충분히 높이거나, CHP 가동률과 같은 보상요건을 완화하거나 구역전기사업자의 역송 단가를 높일 필요가 있다.

전력거래소와 전력거래 기간을 확대하는 방안을 분석한 결과, 전력거래 기간이 확대되면 수전전력비가 감소하여 영업이익이 소폭 증가하는 것으로 나타났다. 또한 용량요금을 받는 사업자의 경우, 용량요금을 추가로 받을 수 있어 추가적인 경제성 개선효과도 기대할 수 있다. 단, 12~2월 동안만 전력거래소로부터 전력을 구매하는데 발생하는 개선효과이며, 수전전력량이 증가하면 CHP 발전량이 감소하여 분산편익 보상 크기가 감소하는 결과도 초래할 수 있다. 따라서 구역전기사업자는 분산편익 보상제도와 전력 거래기간 개선이 동시에 시행되는 경우, CHP 가동률과 전력거래소와의 전력거래량을 동시에 결정하여 이윤을 극대화하고자 할 것이다.

현재 구역전기사업은 단순히 사업 요건이 악화되었을 뿐만 아니라 시장구조와 제도적 제약으로 사업 운영 자체가 불확실한 상태이다. 전력 수요와 열 수요는 대부분 포화상태에서 보유한 CHP를 운영하면 손해를

보는 구조이기 때문에 CHP 외 열원 용량과 최소 열 수요만을 고려하여 CHP 가동을 최소화하고 있다. 본고에서 고려하고 있는 분산편익 보상과 전력 거래기간 개선은 구역전기사업자로 하여금 전기와 열을 공급하는 행동을 합리적으로 하도록 유도할 수 있다. 더 나아가, 전력판매 또는 열판매 요금으로 회수할 수 없는 비용을 초과할 정도로 구역전기사업의 분산편익 보상 수준을 높일 경우 CHP 발전량을 높여 분산편익 실현과 분산형 전원 확대라는 구역전기사업의 도입 목적 달성에 기여할 수 있을 것이다.

참고문헌

국내 문헌

- 김용하, 이평호, 김영길, 조현미, 우성민, “국가 및 전력회사의 관점에서 열병합발전의 편익산정에 관한 연구”, 「전기학회논문지」, 제60권 5호, 2011, pp. 905-912
- 김효진, 최효연, 유승훈, “분산형 전원으로서의 집단에너지사업 열병합발전의 송전망 피해 회피편익 추정”, 「에너지공학」, 제24권 제3호, 2015, pp. 67-73
- 박성민, 김성수, “미래 전력 계통의 불확실성을 고려한 송전혼잡비용 분석”, 「전기학회논문지」, 제63권 제3호, 2014, pp. 131-137
- 전력거래소, 「분산형 집단에너지 전원 활성화를 위한 정책연구」, 2014. 12.
- 한국지역난방공사, 「집단에너지사업에서의 CHP 역할 연구」, 2018. 2.

웹사이트

- 국가법령정보센터 전기사업법, <http://www.law.go.kr/lsInfoP.do?lsiSeq=216205&efYd=20201001#0000>