

- 한국소비자단체협의회 물가감시센터 -

전기요금 분석 보고서

2024.08

목 차

I	문제제기
II	전력시장 구조 및 관련 정책에 대한 이해
III	한국전력공사 재무 및 비용 분석
IV	산업구조, 전기요금 체계의 문제점과 개선 제안
V	결론



한국소비자단체협의회
Korea National Council of Consumer Organizations

I. 문제제기

1. 전기요금 정상화 필요성 대두

- 한국전력공사는 2022년 연결기준 약 29조원의 매출총손실과 32조원의 영업손실을 기록하였으며 2023년 1조 4천억원의 매출총손실과 4조 5천억원의 영업손실을 기록함. 코로나, 러·우 전쟁의 영향으로 원자재 가격이 급등하여 지난 3년 연속 매출총손실과 영업손실을 기록하고 있으며 그에 따라 정부는 전기 요금의 정상화에 대한 필요성을 지속적으로 강조하고 있음
- 안덕근 산업통상부 장관은 취임 후 진행된 첫 기자간담회에서 전기, 가스요금 인상과 관련한 질문에 요금의 정상화가 반드시 필요하다고 강조함. 단, 고물가에 산업과 민생에 직격탄이 될 수 있어 적절한 시점을 찾는 중이라 답변함
- 전기요금 인상은 지난해 5월 이후 멈춘 상태임. 가정용 전기요금은 지난해 3분기 이후 약 1년간 동결 상태이며 지난 4분기에 산업용 전기요금만 kWh 당 10.6원 인상되었음
- 한전의 누적 적자폭과 부채 금액이 급증하고, 판매단가와 원가의 차이가 크지 않은 현 상황에서 판매요금 정상화는 불가피할 것으로 보임. 단, 파급효과가 큰 전기요금의 특성상 요금인상 시기와 폭은 신중한 논의와 결정이 필요함

2. 현실과 동떨어진 근시안적인 정책 추진

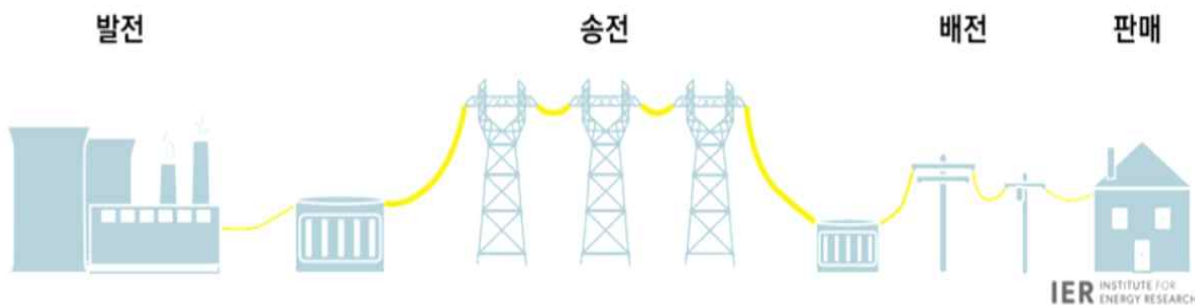
- 한전의 누적 적자와 높은 부채를 계속해서 방치하는 경우 경제 전반적으로 악영향을 미칠 수 있음. 영업으로 충당이 되지 않는 자금을 조달하기 위한 과도한 채권 발행은 금융시장에 부정적인 영향을 끼칠 수 있으며 원가 대비 낮은 전기 공급은 정부의 기업에 대한 보조금으로 받아들여져 국제적인 통상 이슈로 불거질 수 있음
- 이와 같은 현실에도 불구하고, 정부 및 국회에서는 폭염에 누진제 완화, 전기요금 감면 논의를 시작하는 등 요금 인하 움직임을 보이고 있음
- 국민들의 생활과 밀접한 관계가 있는 전기요금 조정에는 신중한 접근이 필요하다는 부분은 동의하는 바이지만 정치적 논리에 따라 근시안적인 접근을 거듭하는 경우 향후 국민들의 생활과 경제 전반에 걸쳐 더 큰 부담으로 다가올 수 있음. 책임 있는 자세로 국민들을 설득하는 노력과 장기적인 안목의 정책 추진이 요구되는 바임

II. 전력시장 구조, 현황 및 관련 정책에 대한 이해

1. 전력시장 구조

- 전기는 발전소에서 생산된 후 소비로 이어지기까지 발전, 송전, 배전 및 판매 단계를 거침. 2001년 이전까지는 모든 단계를 한전이 통합 운영하는 독점체제였으나 1999년 발표된 전력산업 구조개편 기본계획을 발표하며 한전의 독점체제로 운영되던 전력시장의 개편을 추진함

<그림 II-1 전기의 발전, 송전, 배전, 판매>



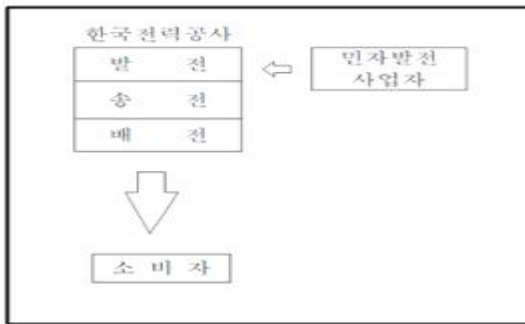
출처: Institute for Energy Research

- 전력산업 구조개편 기본계획을 통해 독점체제인 전력산업에 경쟁을 도입하여 전력공급의 효율성을 제고하고 소비자의 선택권 확대를 위한 편익 증진을 달성하고자 하였음. 단기적으로 발전부문을 수개의 발전회사로 분할하여 경쟁을 도입하여 발전원가 절감을 도모하고 장기적으로 배전부문 또한 수개의 배전회사로 나누어 전력 도·소매 부문에 본격적인 경쟁 도입 및 송전망을 개방하여 민간업체도 전국적인 송전망을 자유로이 이용토록 보장하여 공정한 경쟁 여건을 조성하는 것을 목적으로 함

- 전력산업 구조개편을 통해 위 단계 중 ‘발전’ 부문이 한전에서 완전 분리되었고 발전자회사, 민간 기업 등 다수의 공급자가 전기를 생산하면 한전은 단일 구매자로 입찰된 전기를 모두 구매하는 현재 형태의 전력 시장이 형성되었음
- 하지만 당초 발전 뿐 아니라 도매 및 소매 단계에까지 순차적으로 경쟁을 도입하려던 계획은 이해관계자들의 반발, 민영화 이슈 등으로 2단계 이후 논의가 중단되었으며 이후 전력시장 구조개편과 관련한 움직임은 미미한 실정임
- 전력시장 구조개편이 2단계에 머무르면서 자연적 독점, 공기업 체제로 운영된 전력산업은 경영비효율, 가격왜곡 등의 부작용을 초래함. 전력 가격이 원가를 제대로 반영하지 못하고 코로나 이후 원재료 가격과 물가 상승으로 인한 한전은 막대한 적자를 기록하고 있음
- 전력시장 구조 개편이 멈춰있는 동안 최근 세계 전력산업은 에너지 안보와 기후변화 대응을 위한 에너지 전환 이행, 소비자들의 적극적인 시장참여와 인식 변화 등 주위 환경의 많은 변화가 이루어짐. 전력시장 구조에 대한 건설적인 논의와 변화가 요구되는 시점임

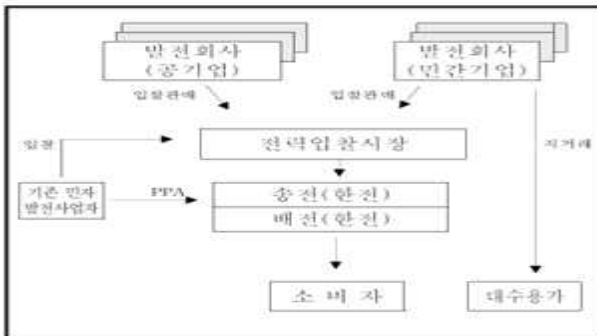
<참고. 전력산업 구조개편 단계적 추진방안>

가. 제1단계(현행체제)



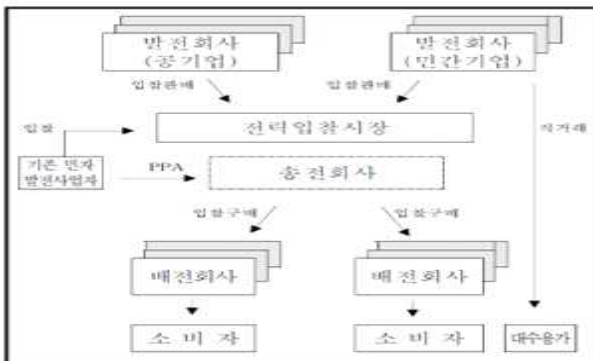
- 한전이 발·송·배전을 모두 독점
- 일부 민자발전사업자가 한전에 전력공급

나. 제2단계(발전경쟁단계)



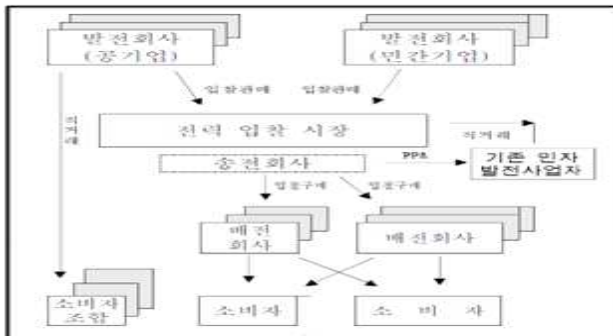
- 발전부분을 한전에서 완전 분리하여 수개의 발전사업자간 분할 경쟁
- 송·배전은 한전이 전담
- 대수용가에 대한 전력 직거래 개시

다. 제3단계(도매경쟁단계)



- 배전부분을 한전에서 완전 분리하여 경쟁체제 도입 (입찰구매경쟁)
- 송전망을 개방하여 배전회사의 자유로운 사용 보장

라. 제4단계(소매경쟁단계)



- 배전망도 개방하여 일반소비자가 발전회사를 직접 선택하여 전력을 공급받을 수 있는 최종 단계

출처: 전력산업 구조개편 기본계획(산업자원부)

2. 전력시장 현황

- 2023년 전력판매량은 545,965,956MWh로 2019~2023년 기간 동안 연평균 1.2%, 총 4.9%의 증가율을 보임

<표 Ⅱ-1 용도별 판매량>

(단위 : MWh)

용도	2019	2020	2021	2022	2023
주택용	72,638,868	76,303,405	79,914,811	80,996,133	82,348,423
일반용	116,226,510	113,638,542	119,550,386	127,192,892	130,843,830
교육용	8,560,660	7,515,352	8,422,605	9,073,974	9,231,947
산업용	289,240,198	278,660,247	291,333,422	296,035,507	290,555,371
농사용	18,882,368	19,028,829	20,603,212	21,420,089	20,762,855
가로등	3,571,475	3,506,999	3,444,429	3,424,194	3,398,721
심야용	11,378,658	10,616,342	10,161,945	9,789,953	8,824,809
합계	520,498,737	509,269,716	533,430,810	547,932,742	545,965,956

출처: 한국전력통계

- 용도별로 살펴보면 산업용 판매량이 전체 판매량의 53.2%~55.6% 수준으로 절반 이상을 차지하고 일반용이 22.3%~24.0%, 주택용이 14.0%~15.1% 정도를 차지함
- 용도별 판매량은 주택용이 연평균 3.2%, 총 13.4% 증가로 증가율이 가장 높았고 일반용이 평균 3.1% 총 12.6%로 두 번째로 높게 증가하였음. 산업용은 연평균 0.2%, 총 0.5% 증가로 해당 기간 판매량에 큰 변화는 없었음

<표 II-2 용도별 판매수입 추이>

(단위 : 천원)

용도	2019	2020	2021	2022	2023
주택용	7,623,684,703	8,232,506,704	8,723,165,593	9,826,366,412	12,332,006,320
일반용	15,147,479,418	14,955,272,361	15,358,188,585	17,692,429,103	22,172,939,544
교육용	889,053,067	781,516,149	856,494,476	1,012,042,827	1,281,676,366
산업용	30,821,348,917	29,914,726,353	30,730,573,149	35,127,215,030	44,661,860,463
농사용	901,438,826	921,881,230	946,732,375	1,218,629,359	1,559,251,607
가로등	406,828,844	401,011,598	389,133,677	426,407,864	518,974,903
심야용	766,666,517	711,663,815	667,199,674	726,993,690	898,784,213
합계	56,556,500,292	55,918,578,210	57,671,487,528	66,030,084,285	83,425,493,417

출처: 한국전력통계

- 판매수입의 경우 2019년 약 56.6조원에서 2023년 약 83.4조원으로 총 47.5% 가량 증가하였으며 2019~2023년 기간 동안 연평균 10.7%의 증가율을 보임
- 용도별로 살펴보면 산업용이 전체 판매수입의 53.2%~54.5% 수준으로 절반 이상을 차지하고 일반용이 22.3%~24.0%, 주택용이 14.0%~15.1% 정도를 차지함
- 용도별 판매수입은 용도별로 연평균 4.8%~15.4%, 총액 기준으로 21.7%~28.0%의 증가율을 보임. 22년과 23년의 판매수입이 크게 증가하였으며 판매량의 증가가 비교적 크지 않은 상황에서 판매수입의 증가는 아래 표에서 확인할 수 있듯이 요금 인상의 영향이 큰 것으로 확인됨

<표 II-3 용도별 전기요금>

(단위 : 원/kWh)

용도	2019	2020	2021	2022	2023
주택용	105.0	107.9	109.2	121.3	149.8
일반용	130.3	131.6	128.5	139.1	169.5
교육용	103.9	104.0	101.7	111.5	138.8
산업용	106.6	107.4	105.5	118.7	153.7
농사용	47.7	48.5	46.0	56.9	75.1
가로등	113.9	114.4	113.0	124.5	152.7
심야용	67.4	67.0	65.7	74.3	101.9

출처: 전력시장통계

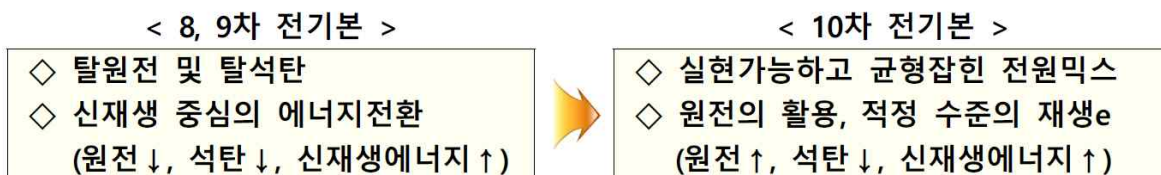
- 2021년까지 큰 변화가 없던 용도별 전기요금은 2022년과 2023년 큰 폭으로 인상되었음. 2019년 대비 2023년 용도별로 30.0%~57.3% 가량 인상되었고 농사용 요금이 57.3%로 가장 크게 인상되었음
- 용도별로 살펴보면 단위당 일반용 요금이 169.5원으로 가장 높고 그 뒤로 산업용, 가로등용 순으로 높았으며 농사용이 75.1원으로 가장 낮음
- 판매량과 판매수입 비중이 높은 주택용, 일반용 및 산업용 요금을 살펴보면 주택용 요금이 약 42.7%, 일반용이 30.0%, 산업용이 44.2% 인상되었음. 인상폭의 차이로 산업용 요금이 주택용 요금보다 소폭 높아짐

3. 국내 전력산업 정책

- 향후 20년 동안의 에너지 수요·공급 전망, 에너지 확보·공급 대책, 에너지 관련 기술 개발과 인력 양성 계획 등의 내용을 담은 에너지기본계획을 에너지 분야의 최상위 법정계획으로 수립함 (5년 주기)

- 에너지 기본계획을 기본으로 전력수급기본계획, 해외자원개발기본계획, 신재생에너지기본계획 등 하위 10여개 계획들이 수립되며 그 중에서도 핵심으로 꼽히는 것이 에너지원별 발전 비중 등을 정하는 전력수급기본계획임. 현재 국내 정책은 제3차 에너지기본계획(2019)와 제10차 전력수급기본계획(2023)에 바탕을 두고 있으며 정부는 24년 5월 제11차 전력수급기본계획 실무안을 발표하였음
- 제10차 전력수급기본계획에서(이하 ‘전기본’)은 에너지전환 정책에 방향에 따라 석탄발전 감축 확대 등 환경성을 보다 강화한 것을 제 9차 전력수급기본계획의 성과로 평가하는 한편, 안정적 전력수급 관리를 위해 태양광발전 증가, 전기화 수요, 에너지안보 등의 정책환경 변화를 계획 수립시에 반영해야 할 것을 개선과제로 보았음
- 특히, 글로벌 에너지 공급위기 및 가격상승 영향으로 에너지안보의 중요성이 커지고 있는 상황에서 원전을 점진적으로 감축하면서 석탄 발전 대신 LNG 발전을 기저 전원으로 대체하는 것은 글로벌 에너지 가격 변동에 취약할 것으로 평가함
- 제10차 전력수급기본계획에서는 에너지안보를 위해 안정적인 전력수급을 최우선 과제로 경제성(비용효율성), 환경성(온실가스 감축), 안전성 등을 함께 고려하여 전력망 보강, 전력시장 개편 등 전력수급 기반 강화를 기본 목적으로 함

<그림 Ⅱ-2 전기본 기본방향>



출처: 제10차 전력수급기본계획

- 제10차 전기본에서 가장 눈에 띄는 변화는 원전의 적극 활용임. 신한울 3·4호기 건설을 재개하고 신한울 2호기, 신고리 5·6호기를 적기 준공하며 안전성 확보를 전제로 운영허가 만료 원전(30년까지 총 10기)의 계속 운전을 추진함
- 발전량 및 발전비중, 전원별 구성은 다음과 같으며, 향후 실효량 기준 전원 구성은 LNG, 원전, 석탄, 신재생 순이며 원전 및 신재생 발전량과 비중이 증가할 것으로 전망하고 있음

<표 II-3 발전량 및 발전비중 전망>

(단위 : TWh)

구분	원전	석탄	LNG	신재생	수소 (암모니아)	기타	합계
2030년	201.7 (32.4%)	122.5 (19.7%)	142.4 (22.9%)	134.1 (21.6%)	13.0 (2.1%)	8.1 (1.3%)	621.8 (100%)
2036년	230.7 (34.6%)	95.9 (14.4%)	62.3 (9.3%)	204.4 (30.6%)	47.4 (7.1%)	26.6 (4.0%)	667.3 (100%)

출처: 제10차 전력수급기본계획

<표 II-4 연도별 전원구성(실효용량기준) 전망>

(단위 : GW)

구분	원전	석탄	LNG	신재생	양수	기타	합계
2023년	26.1 (21.5%)	39.7 (32.8%)	43.5 (35.9%)	6.1 (5.1%)	4.7 (3.9%)	1.0 (0.8%)	121.1 (100%)
2026년	28.9 (21.1%)	37.2 (28.3%)	52.4 (39.8%)	7.9 (6.0%)	4.7 (3.6%)	0.4 (0.4%)	131.5 (100%)
2030년	28.9 (21.4%)	31.3 (23.2%)	58.6 (43.4%)	10.5 (7.8%)	5.2 (3.9%)	0.5 (0.3%)	135.0 (100%)
2033년	31.7 (22.3%)	29.3 (20.7%)	62.0 (43.8%)	12.3 (8.7%)	5.8 (4.1%)	0.5 (0.4%)	141.6 (100%)
2036년	31.7 (21.9%)	26.7 (18.5%)	64.6 (44.7%)	14.5 (10.0%)	6.5 (4.5%)	0.5 (0.4%)	144.5 (100%)

출처: 제10차 전력수급기본계획

- 실무안에 따르면 2038년 최대 전력수요는 129.3GW로 전망되었으며 적정예비율(22%) 고려시 2038년까지 필요한 설비는 157.8GW, 확정설비는 147.2GW임. 따라서 10.6GW의 발전설비가 추가로 필요하며 이 10.6GW는 대형원전, SMR, 그리고 LNG 열병합 등으로 충당할 계획

<표 II-5 발전량 및 발전비중 전망>

(단위 : TWh)

구분	원전	석탄	LNG	신재생	수소 (암모니아)	기타	합계
2030년	204.2 (31.8%)	111.9 (17.4%)	160.8 (25.1%)	138.4 (21.6%)	15.5 (2.4%)	10.6 (1.7%)	641.4 (100%)
2038년	249.7 (35.6%)	72.0 (10.3%)	78.1 (11.1%)	230.8 (32.9%)	38.5 (5.5%)	32.5 (4.6%)	701.7 (100%)

출처: 제11차 전력수급기본계획 실무안

- 11차 전기본은 원전과 재생에너지의 확대와 함께 노후 석탄발전의 일반 LNG 전환을 중단하고 양수·수소발전 등으로 전환하도록 권고하여 무탄소에너지 전환을 가속화하는 한편, 열병합 발전은 전기본 체계 하에서 합리적으로 용량을 관리해 나가는 방안을 제안함
- 그간의 관행에 따르면 실무안이 확정안에 그대로 반영될 가능성이 높은 가운데 이번 11차 실무안 내용에서 가장 주목받는 내용은 신규 대형원전 4.2GW(3기) 및 소형모듈원자로(SMR: Small Modular Reactor) 0.7GW(1기) 증설에 관한 부분임. 10차 전력수급계획부터 변화된 현 정부의 원전육성정책이 향후에도 지속적으로 추진될 것임을 확인할 수 있음
- 원자력, 석탄 비중을 낮춘 9차 수급계획과 달리 현 정부의 원전 비중 확대는 한전 입장에서 향후 연료비, 구입전력비 감소를 일부 기대할 수 있지만 재생에너지의 비중 확대로 전력구입비 감소 효과가 상쇄될 가능성, 안정적인 전력운영에 대한 우려 또한 존재하는 상황임

Ⅲ. 한국전력공사 재무 및 비용 분석

1. 한국전력공사 재무 분석

- 한국전력공사의 과거 5개년 실적 확인 결과 분석기간 동안 2020년을 제외하고 모두 영업손실을 기록하였음. 특히 2022년의 경우 약 32조, 45.8%의 역대 최대 규모의 영업손실을 기록하였음

<표 Ⅲ-1 한국전력공사 실적>

(단위: 백만원)

구분	2019	2020	2021	2022	2023	2024_2Q
매출액	59,172,890	58,569,314	60,574,819	71,257,863	88,219,461	43,766,450
매출원가	57,779,835	51,804,596	63,559,178	100,903,594	89,699,527	39,763,950
매출총이익	1,393,055	6,764,718	(2,984,359)	(29,645,731)	(1,480,066)	4,002,500
영업이익	(1,276,521)	4,086,275	(5,860,143)	(32,655,153)	(4,541,648)	2,549,605
당기순이익	(2,263,535)	2,092,469	(5,229,225)	(24,429,108)	(4,716,144)	710,353
매출총이익률	2.4%	11.6%	-4.9%	-41.6%	-1.7%	9.15%
영업이익률	-2.2%	7.0%	-9.7%	-45.8%	-5.2%	5.83%
당기순이익률	-3.8%	3.6%	-8.6%	-34.3%	-5.4%	1.62%
판매비율	4.5%	4.6%	4.8%	4.2%	3.5%	3.32%

출처: 전자공시시스템

- 분석기간 동안 한전의 매출액은 전기 판매량의 증가와 요금 조정 등으로 인하여 꾸준히 상승하였음. 2019년 대비 2023년 한전의 매출 규모는 약 49.1% 증가하였고, 요금 인상이 반영된 2022년과 2023년의 매출액은 전년 대비 각각 17.6%, 23.8% 상승하였음
- 매출액의 증가에도 불구하고 매출원가의 급격한 증가로 분석기간 중 4년간 영업손실을 기록함. 판매비와관리비율은 3.5%에서 4.8% 수준으로 유의미한 변동없이 일정한 수준을 유지하는 것에서 미루어볼 때 한전의 실적 부진은 원가의 영향이 크다는 것을 확인할 수 있음

- 원재료 가격이 안정되어 원가율이 개선된 이번 반기 한전은 약 2.5조의 영업이익을 달성하며 4개 분기 연속 영업이익을 기록함. 하지만 중동 분쟁 등 불안한 국제 정세와 높은 환율 부담 등으로 영업이익 폭은 줄어들고 있으며 누적 적자를 해소하기에는 요원한 현실임

<표 Ⅲ-2 한국전력공사 재무상태>

(단위: 백만원)

구분	2019	2020	2021	2022	2023
총자산	197,597,792	203,142,111	211,123,727	234,804,994	239,714,965
총부채	128,708,143	132,475,265	145,797,021	192,804,738	202,450,215
총자본	68,889,649	70,666,846	65,326,706	42,000,256	37,264,750
부채비율	186.8%	187.5%	223.2%	459.1%	543.3%
차입금 및 사채	67,876,541	69,724,581	80,529,513	120,605,365	133,631,830
총자본 대비 차입금및사채비율	98.5%	98.7%	123.3%	287.2%	358.6%
이자비용	1,953,289	1,990,288	1,886,100	2,737,755	4,418,661

출처: 전자공시시스템

- 조사기간 동안 한전의 총자산규모는 약 42.1조원 증가, 부채는 73.7조원 증가 하였으며 자본은 약 31.6조원 감소하였음. 실적 부진과 부채의 급격한 증가로 인하여 2019년 대비 2023년의 자본이 약 45.9% 감소하였음
- 조사기간 동안 한전의 부채비율은 186.8%에서 543.3%로 급격하게 증가하였음. 총부채 중 차입금 및 사채의 금액 또한 67.9조원에서 133.6조원으로 2배 가까이 증가하였으며 총부채에서 차지하는 비중 또한 52.7%에서 66.0%까지 지속적으로 증가하는 추세임
- 부채의 증가와 금리 상승이 맞물려 이자비용 또한 급증하였음. 2019년 1.9조원이던 이자비용(차입금 및 사채에 대한 이자비용만 포함)은 2023년 4.4조원까지 2배 이상 증가하였음. 작년 요금 조정 이후 영업이익이 발생하고 있지만 발생한 영업이익의 대부분이 이자비용을 충당하기에 급급함

- 한전의 실적과 재무는 단기간 내에 개선되지 않을 가능성이 높음. 영업으로 충분한 이익과 현금 흐름이 담보되지 않는 상황에서 노후화된 설비 교체와 정비, 신규 투자 등 자금을 조달하기 위해서는 추가로 채권 발행 등에 의존할 수밖에 없는 상황이며 이는 한전의 부채비율 증가, 금융비용 부담 증가 등 악순환이 계속될 수밖에 없음을 의미함

2. 한국전력공사 비용 분석

- 한전의 과거 5개년 성격별 비용(매출원가와 판매비와관리비를 더한 금액)은 다음과 같음. 원재료비(사용된 원재료), 장치산업의 특성에 따른 감가상각비와 수선비, 구입전력비의 발생 규모가 큼

<표 Ⅲ-3 한국전력공사 성격별 비용>

(단위: 백만원)

구분	2019	2020	2021	2022	2023
사용된 원재료	17,084,029	13,544,827	18,575,160	34,832,581	27,135,770
급여	4,609,976	5,278,637	5,394,159	5,471,459	5,515,166
퇴직급여	809,739	561,996	600,961	615,370	460,302
복리후생비	563,945	639,390	725,700	695,839	695,203
보험료	106,129	103,308	122,453	127,507	147,690
감가상각비	10,966,756	11,369,496	11,767,104	12,301,131	12,864,913
무형자산상각비	156,915	170,466	166,161	156,160	163,174
대손상각비	-12,719	20,648	17,968	23,634	62,808
지급수수료	1,011,710	744,322	717,486	771,947	801,768
광고선전비	44,305	37,720	38,782	44,291	39,161
교육훈련비	24,077	18,108	18,199	22,140	23,964
차량유지비	17,177	16,596	17,001	21,024	18,172
도서인쇄비	6,837	7,201	6,868	6,746	6,160
업무추진비	7,019	7,334	7,299	6,538	5,082
임차료	216,918	227,410	237,120	234,119	206,556
통신비	19,485	18,647	19,528	17,622	17,519
운반비	5,420	11,369	54,235	114,857	103,601
세금과공과	540,350	555,031	622,629	676,497	687,066
소모품비	39,681	44,995	50,419	56,776	54,504
수도광열비	44,245	42,958	55,285	77,952	57,407
수선비	2,298,854	2,544,901	2,615,164	2,739,424	2,774,262
경상개발비	735,715	700,642	689,397	727,810	717,561

여비교통비	84,233	71,689	78,185	95,061	93,497
피복비	16,908	22,950	18,534	21,822	19,940
조사분석비	4,797	4,572	4,844	5,448	5,224
협회비	13,699	14,404	9,823	18,381	16,667
구입전력비	18,269,732	15,725,220	21,632,127	41,984,858	38,304,309
기타	2,763,479	1,978,202	2,172,371	2,046,022	1,763,663
합계	60,449,411	54,483,039	66,434,962	103,913,016	92,761,109

출처: 전자공시시스템

- 발전소 추가 건설 등의 대규모 설비 투자가 존재하지 않고 정해진 주기에 따라 발전소 설비에 대한 정비가 이루어짐에 따라 감가상각비와 수선비의 경우 분석기간 동안 일정한 규모로 비용이 발생하였음. 비정상적인 증가 또는 감소를 보이는 다른 항목의 비용들도 확인되지 않았으며 일반적인 영업환경 하에서 한전의 비용은 원재료비와 구입전력비의 영향이 절대적임을 확인할 수 있었음

<표 Ⅲ-4 한국전력공사 비용 점유비>

(단위: 백만원)

구분	2019	2020	2021	2022	2023
사용된 원재료	28.3%	24.9%	28.0%	33.5%	29.3%
급여	7.6%	9.7%	8.1%	5.3%	5.9%
퇴직급여	1.3%	1.0%	0.9%	0.6%	0.5%
복리후생비	0.9%	1.2%	1.1%	0.7%	0.7%
보험료	0.2%	0.2%	0.2%	0.1%	0.2%
감가상각비	18.1%	20.9%	17.7%	11.8%	13.9%
무형자산상각비	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
대손상각비	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%
지급수수료	1.7%	1.4%	1.1%	0.7%	0.9%
광고선전비	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
교육훈련비	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
차량유지비	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
도서인쇄비	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
업무추진비	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
임차료	0.4%	0.4%	0.4%	0.2%	0.2%
통신비	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
운반비	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%
세금과공과	0.9%	1.0%	0.9%	0.7%	0.7%
소모품비	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%

수도광열비	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
수선비	3.8%	4.7%	3.9%	2.6%	3.0%
경상개발비	1.2%	1.3%	1.0%	0.7%	0.8%
여비교통비	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
피복비	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
조사분석비	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
협회비	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
구입전력비	30.2%	28.9%	32.6%	40.4%	41.3%
기타	4.6%	3.6%	3.3%	2.0%	1.9%

출처: 전자공시시스템

- 분석기간 중 성격별 비용의 점유비를 확인하면 앞서 언급한 4가지 항목의 비용(원재료비, 감가상각비, 수선비, 구입전력비)가 79.3%에서 88.4%까지 전체 비용의 대부분을 차지하고 있음
- 특히 30% 내외이던 구입전력비가 2022년부터 40% 이상의 비중을 차지하며 전체 비용에서 차지하는 비율이 약 10%p 가량 크게 증가하였음
- 한전의 실적과 비용 구조를 확인한 결과, 공공성을 띄는 재화의 특성, 그로 인하여 정책에 따라 결정되는 탄력적이지 않은 판매요금과 대부분의 원재료가 수입에 의존하여 통제와 예측이 어려운 원재료 시세 및 민간발전사로부터의 전력구입비 등 한전의 자체적인 노력만으로는 실적 개선과 원가 절감에는 분명한 한계가 존재한다는 것을 확인할 수 있었음

IV. 산업 구조, 전기요금 체계의 문제점과 개선 제안

1. 전력구입 측면(도매시장)

(1) 현황 및 문제점

- 현행 도매시장은 ‘변동비반영시장(CBP: Cost-Based Pool)’으로 전력수요 예측 → 공급가능용량 입찰 → 가격결정 발전계획 수립 → 시장가격 결정 → 운영발전계획 수립 → 실시간 급전운영 → 계량 및 정산 → 대금 결제’의 순서로 거래가 이루어지고 있음
- 전력시장의 시장가격은 1시간 단위로 전력거래 당일 하루 전에 결정되며, 하루 전에 예측된 전력수요곡선과 공급입찰에 참여하는 발전기들로 형성되는 공급곡선이 계통제약을 만족하며 교차하는 점에서 시장가격이 매 시간 단위로 결정됨
- 공급입찰에 참여한 발전기(발전사업자들은 거래일 전날 공급가능한 발전용량을 입찰)의 비용 최소화 원칙에 따라 가장 발전비용이 높은 발전기를 한계가 가격결정발전기(Marginal Plant)로 처리하고 이 한계가격(SMP: System Marginal Price)이 해당 시간대의 시장가격으로 결정됨
- SMP는 시간대별로 산정되므로 하루 24개의 SMP가 산출됨. 전력시장에서는 매시간대별 SMP 값으로 매시간대 정산금액을 산정하며 일·월·연 평균 SMP를 실제 정산에 사용하지는 않으며 단순평균 SMP는 추이 등을 파악하는 것에 의미가 있음

<표 IV-1 연도별 계통한계가격(SMP)>

(단위: 원/kWh)

구분	2019	2020	2021	2022	2023
통합 SMP	90.7	68.9	94.3	196.7	167.1
육지 SMP	90.1	68.5	94.0	196.0	167.0
제주 SMP	152.8	101.5	127.9	252.2	176.9

출처: 전력시장통계

- SMP는 한전이 발전사로부터 전력을 구매하는 비용으로 한전의 실적과 높은 상관관계를 가짐. 조사기간 동안 유일하게 영업이익이 발생한 2020년의 통합 SMP가 다른 연도와의 차이가 매우 큰 수준이며 역대 최대 규모의 손실을 기록한 2022년의 통합 SMP는 kWh당 196.7원으로 2020년 대비 3배 가까이 높은 수준임

<표 IV-2 연료원별 SMP 결정횟수>

(단위: 횟수, %)

구분	원자력	비율	석탄	비율	LNG	비율	유류	비율	양수	비율	신재생	비율	기타	비율
2019	-	-	921	10.5	7,818	89.2	21	0.2	-	-	-	-	-	-
2020	-	-	2,150	24.5	6,634	75.5	-	-	-	-	-	-	-	-
2021	-	-	856	9.8	7,904	90.2	-	-	-	-	-	-	-	-
2022	2	0.0	1,008	11.5	7,621	87.0	125	1.4	-	-	4	0.0	-	-
2023	-	-	1,316	15.0	7,230	82.5	212	2.4	-	-	2	0.0	-	-

출처: 전력시장통계

- 과거 기간 연료원별 SMP 결정횟수를 살펴보면 주로 석탄 또는 LNG가 SMP 결정횟수에 대부분을 차지함을 확인할 수 있음. 석탄과 LNG 두 전원이 97% 이상을 차지하며 타 전원의 비중은 미미한 수준임. 석탄의 비율은 2020년 24.5%로 가장 높았으며 그 외의 연도는 10%대이며 LNG가 80% 이상의 비율을 차지하였음

- LNG의 SMP는 기저 전원(원전, 석탄) 대비 높은 수준이며 석탄발전 총량제 도입, 원전 비중 축소 등 앞서 언급한 정책의 영향으로 기저발전의 발전량 축소, LNG 및 신재생 발전량의 증가와 맞물려 한전의 전력구입비 증가폭이 확대되었음을 유추할 수 있음

<표 IV-3 연료원별 정산단가>

(단위: 원/kWh)

구분	2019	2020	2021	2022	2023
원자력	58.3	59.6	56.2	52.5	55.0
석탄	86.4	81.5	99.1	157.0	139.9
LNG	118.7	98.6	121.7	239.3	214.2
유류	228.5	193.0	224.4	310.1	356.7
양수	121.3	112.8	140.1	277.6	240.8
신재생	100.0	80.3	106.4	205.8	171.4
기타	93.0	84.5	95.0	196.3	160.0
평균	89.4	80.4	95.0	153.1	137.1

출처: 전력시장통계

- 연료원별 정산단가를 살펴보면 차이를 보다 자세히 확인할 수 있음. 기저전 원인 원자력의 정산단가는 52.5~59.6원, 석탄 발전의 경우 81.5~157.0원으로 타 연료원에 비해 낮은 수준이며 유류의 경우 193.0~356.7원으로 조사기간 중 가장 높은 수준임. LNG의 경우 98.6~239.3원으로 3번째로 정산단가가 높음
- 조사기간 동안 최소 정산단가와 최대 정산단가의 변동폭은 원자력이 13.5%로 가장 낮은 수준이었으며 LNG의 경우 142.7%, 신재생의 경우 156.3%로 변동폭이 가장 높았음. 원재료 가격 증가와 LNG, 신재생의 비중 확대가 한전의 전력구입비 증가폭을 확대하고 있음을 확인할 수 있음
- 앞서 언급한 바와 같이 현행 도매시장은 발전사들의 용량입찰과 발전 지시, 그에 따른 SMP 결정으로 도매시장에서의 전력 구입 측면에서 한전의 권한에 한계가 존재함

- 과거 전력산업 구조개편에서 발전부문을 한전에서 분리하며 발전사업자 간 경쟁을 통해 원가절감을 기대하였으나 용량만을 입찰하는 현행 도매 시장은 불완전한 경쟁체제로 당초 목표했던 효과를 기대하기 어려움. SMP가 결정되는 구조상 발전회사들의 원가절감 유인이 크지 않음
- 발전자회사의 경우 정산조정계수의 도입으로 한전과 전력거래대금 정산 시 일부 조정이 이루어지지만 민간발전사의 경우 조정되는 내용이 없어 현행 도매시장 구조에서는 민간발전사의 이익이 커지는 결과가 발생함. 민간발전사의 경우 발전비용을 낮추는 만큼 오롯이 이익이 커지는 결과로 이어지며 한전의 전력구입 비용, 소비자의 전기요금 어디에도 긍정적인 효과는 발생하지 않음

(2) 개선 제안

1) 지역별 SMP 차별화

- 지역별로 인건비, 물가 차이 등 발전사업자별 발전비용은 분명히 차이가 있음에도 불구하고 전국 단일 가격의 SMP는 전력구입비용을 과다하게 발생시킬 소지가 있음
- 동일한 연료의 발전소일지라도 소재한 지역에 따라 발전비용에는 분명한 차이가 있음. 지역별 차이를 고려하지 않고 동일한 연료라는 이유로 같은 정산 금액을 지급하는 경우 발전사업자의 초과이익만을 발생시키며 한전과 소비자 입장에 긍정적인 영향은 발생하지 않음
- 따라서 현재의 전국 단일 가격의 SMP가 아닌 지역별 특성과 발전사업자의 입지를 고려하여 지역별 SMP를 각각 결정하는 것이 필요함

2) 입찰 시장 및 제도 개선

- 앞서 살펴본 바와 같이 현행 용량 입찰 시장은 당초 목표했던 발전사업자 간 경쟁으로 인한 원가절감 효과가 크지 않고 정책 방향에 따라 한전의 전력구입비 증가를 초래함
- 또한, 연료원별 정산단가 수준으로 볼 때, 연료원별 발전비용은 큰 차이가 있을 것으로 추정됨. 연료원별 특성을 고려하지 않고 단일 가격으로 결정되는 SMP는 한전의 전력구입비 증가에 일조하고 있음
- 연료원별로 입찰 시장을 세분화하는 것이 하나의 대안이 될 수 있을 것으로 생각됨. 입찰 시장 세분화로 각 연료원별 특성과 비용을 반영하고 SMP를 각각 결정하면 정산금액 및 한전의 전력구입비를 감소할 수 있을 것으로 기대됨
- 또한, 도매시장에서 구매자인 한전의 협상력을 제고할 수 있는 방안 마련이 필요함. 현재 용량입찰, 단일가격 SMP 하에서는 한전의 권한이 매우 한정적임
- 입찰 시 용량뿐만 아니라 가격 입찰이 필요한 이유임. 가격입찰이 이루어지는 경우 동일한 연료원 간에도 입찰 가격에 차이가 발생할 수 있으며 상대적으로 높은 가격으로 입찰한 발전사업자의 원가 절감을 도모할 수 있을 것임

2. 요금 체계 측면

(1) 현황 및 문제점

- 한전과 전력 시장의 근본적인 문제이자 궁극적으로 해결해야 할 목표는 전기요금의 현실화임. 하지만 국민 생활과 밀접한 재화의 특성상 가격 인상에 대한 저항이 상당한 만큼 일반 소비자들이 합리적으로 받아들일 수 있는 방안 마련이 필요함
- 전기요금의 구조, 용도별 요금 차이 등 요금체계에 대한 문제점은 지속적으로 지적되고 있으나 개선되고 있지 않으며 요금 인상 시에도 근거나 설명 없이 인상되고 있는 실정임

(2) 개선 제안

1) 지역별 요금 조정

- 소비자에게 전기가 판매되기까지 발전 - 송전 - 배전 - 판매의 과정을 거치며 소비자가 지불하는 전기요금에는 이 과정에서 발생하는 모든 원가가 반영되어 있음. 즉, 전기를 생산하는 비용뿐만 아니라 전기를 생산하는 지역에서 소비하는 지역까지의 송전과 배전 원가를 고려해야함
- 발전비용에 기반 하여 산정되는 정산단가를 통해 지역별 발전비용을 추정할 수 있으며 지역별 정산단가는 아래 표와 같음

<표 IV-4 지역별 정산단가>

(단위: 원/kWh)

구분	2019	2020	2021	2022	2023
서울	96.1	80.9	104.4	199.4	170.6
부산	71.6	67.4	72.1	88.4	87.7
대구	111.7	92.1	113.7	230.8	212.4

인천	99.2	89.9	111.0	207.3	188.3
광주	122.5	96.4	120.2	225.1	192.2
대전	152.5	130.2	146.9	243.3	222.6
울산	84.3	80.8	86.8	112.9	102.0
세종	116.2	85.8	107.1	194.7	174.1
경기	115.4	94.5	118.6	232.3	204.8
강원	96.6	83.9	105.5	169.4	156.1
충북	107.7	82.3	108.3	206.6	165.6
충남	90.5	85.0	101.6	167.8	145.9
전북	99.7	79.7	105.0	203.2	167.8
전남	79.8	69.5	75.9	111.4	92.0
경북	61.7	60.7	58.4	62.5	63.6
경남	86.0	84.0	103.4	160.0	148.4
제주	211.7	174.6	221.2	360.2	316.8

출처: 전력시장통계

- 2023년 기준, 정산단가가 가장 낮은 지역은 경북으로 63.6원이며 가장 높은 지역은 대전(제주제외)으로 222.6원으로 약 159원의 차이가 있음
- 지역에 소재한 발전소의 유형, 입지에 따라 정산단가가 큰 폭으로 차이가 나는 것을 분명히 확인할 수 있음. 예를 들어 원자력 발전소와 가까운 부산의 경우 대도시임에도 불구하고 2023년 정산단가가 87.7원으로 경북에 이어 두 번째로 낮은 수준임

- 또한, 아래 표 IV-5와 IV-6에서 확인할 수 있듯이 지역별로 발전량, 용도별 사용량 차이가 큼. 서울, 경기 등 수도권 지방은 발전량 대비 사용량이 매우 높은 반면, 강원 지방은 발전량이 사용량을 초과함

<표 IV-5 행정구역별 발전량(2023)>

(단위 : MWh)

구분	원자력	석탄	LNG	신재생	유류	양수	기타
서울	-	-	4,522,395.3	460,488.9	-	-	132,259.0
부산	30,509,290.3	16,212.5	6,270,546.4	564,457.3	-	-	137,171.1
대구	-	718.3	1,722,566.2	328,207.9	74,498.6	-	6,751.0
인천	-	22,174,371.0	24,038,457.1	1,819,572.9	135,847.1	-	26,643.4
광주	-	-	326,679.4	494,285.3	-	-	19,746.0
대전	-	-	118,596.4	114,244.8	-	-	71,060.5
울산	22,543,329.4	-	6,898,718.5	391,307.2	-	-	202,235.0
세종	-	-	3,773,589.6	128,998.7	-	-	10,634.0
경기	-	1,705,207.1	80,695,135.7	4,750,915.7	44,861.0	286,495.0	164,469.3
강원	-	26,905,090.3	2,729,885.0	6,124,191.4	-	595,089.5	74,272.8
충북	-	-	-	2,930,768.2	84,478.6	-	176,302.3
충남	-	86,576,689.9	11,277,901.2	8,041,529.8	40,018.3	-	47,662.7
전북	-	4,484,722.0	998,074.5	9,321,705.7	14,637.6	512,857.2	43,674.0
전남	41,952,956.3	5,261,023.4	11,121,467.7	7,766,075.4	56,775.1	-	1,107,303.5
경북	85,488,519.6	927,800.1	1,473,752.3	5,518,637.8	79,472.0	1,060,991.7	107,201.2
경남	-	40,414,561.9	345,537.4	2,544,897.2	55,107.6	1,328,443.7	20,023.2
제주	-	-	1,427,140.6	2,871,875.2	371,845.0	-	84,581.9

출처: 한국전력통계

- 발전량이 가장 높은 지역은 충남으로 연간 약 105,983,802MWh를 생산하였으며 이중 석탄 발전이 86,576,690MWh로 약 81.7%의 비중을 차지함. 발전량이 가장 낮은 지역은 대전으로 연간 생산량이 303,902MWh에 불과함
- 전력 산업의 특성상 지역별로 연료원이 집중되어 있음. 원자력 발전소의 경우 부산, 울산, 전남, 경북 4곳에 소재하며 석탄 발전의 경우 충남, 경남, 강원, 인천에 주로 소재하고 있는 것을 확인할 수 있음

<표 IV-6 행정구역별 용도별 판매전력량(2023)>

(단위 : MWh)

구분	가정용	공공용	서비스업	농림어업	광업	제조업
서울	14,692,966	3,801,000	29,153,018	19,802	1,932	1,550,238
부산	5,143,237	1,318,707	7,614,648	113,291	19,867	7,345,915
대구	3,643,338	919,691	5,425,031	110,744	22,693	6,167,353
인천	4,909,826	1,096,854	7,361,938	160,298	82,428	12,264,324
광주	2,261,231	606,241	3,155,443	85,373	2,824	2,972,131
대전	2,171,029	1,140,535	4,197,137	37,142	1,309	2,374,987
울산	1,655,912	553,125	1,239,957	88,937	12,193	28,276,003
세종	663,134	383,229	811,553	94,558	12,598	1,970,428
경기	21,681,941	6,366,362	35,224,624	2,741,735	258,949	74,038,437
강원	2,347,691	1,575,416	6,212,163	785,989	434,639	5,758,759
충북	2,467,050	1,419,800	4,001,572	948,222	119,604	20,494,549
충남	3,343,172	1,220,812	4,858,509	2,377,748	335,587	37,490,906
전북	2,608,515	1,136,577	4,411,432	1,717,006	65,496	11,504,422
전남	2,630,641	1,341,290	4,188,745	3,471,862	70,917	22,281,411
경북	3,737,831	1,799,956	6,794,120	2,203,757	198,840	29,163,096
경남	4,912,623	1,552,871	7,831,881	2,344,777	61,544	19,648,100
제주	1,015,787	371,784	2,874,554	1,475,948	7,855	331,935

출처: 한국전력통계

- 발전량이 많은 지역과 사용량이 많은 지역은 일치하지 않음. 가장 사용량이 많은 지역은 경기 지역으로 연간 140,312,047MWh의 전기가 판매되었으며 충남, 서울 순으로 판매가 많았음
- 송전, 배전 단계의 비용을 고려한다면 전기 사용량이 많은 수도권 지역의 소비자들이 상대적으로 저렴한 가격으로 전기를 사용하고 있음. 이에 더해 기피 시설인 원자력 발전소, 석탄 발전소 등 소재지의 소비자들이 부담하는 환경비용까지 고려한다면 소비자들이 부담하는 전기요금의 불균형은 더욱 클 것으로 예상됨
- 지역과 무관하게 용도별로 동일한 현 요금체계는 소비자간 부담하는 요금에 실질적인 차이가 존재함. 지역별 특성을 고려한 요금 조정, 상대적으로 높은 비용을 부담하는 지역의 소비자들에게 대한 혜택이 필요함

2) 농사용 전기요금 현실화

- 용도별 요금 불균형은 지속적으로 지적되고 있지만 개선되지 않음. 위의 표 II-1과 II-2에서 산출한 용도별 판매량과 판매수입 비중은 다음과 같음

<표 IV-7 용도별 판매량 비중>

(단위 : %)

용도	2019	2020	2021	2022	2023
주택용	14.0%	15.0%	15.0%	14.8%	15.1%
일반용	22.3%	22.3%	22.4%	23.2%	24.0%
교육용	1.6%	1.5%	1.6%	1.7%	1.7%
산업용	55.6%	54.7%	54.6%	54.0%	53.2%
농사용	3.6%	3.7%	3.9%	3.9%	3.8%
가로등	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%	0.6%
심야용	2.2%	2.1%	1.9%	1.8%	1.6%

출처: 소협 산출

<표 IV-8 용도별 판매수입 비중>

(단위 : %)

용도	2019	2020	2021	2022	2023
주택용	13.5%	14.7%	15.1%	14.9%	14.8%
일반용	26.8%	26.7%	26.6%	26.8%	26.6%
교육용	1.6%	1.4%	1.5%	1.5%	1.5%
산업용	54.5%	53.5%	53.3%	53.2%	53.5%
농사용	1.6%	1.6%	1.6%	1.8%	1.9%
가로등	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%
심야용	1.4%	1.3%	1.2%	1.1%	1.1%

출처: 소협 산출

- 산업용의 경우 판매량 대비 판매수입 비중이 계속해서 낮은 수준이었으나 2023년 요금 인상으로 판매수입 비중이 0.3% 높아졌으며 주택용의 경우 조사기간 동안 유사한 수준임

- 농사용의 경우 판매량이 3% 후반대의 비중을 차지하지만 판매수입은 1% 후반대로 가장 괴리가 큼. 판매량 대비 판매수입이 지나치게 낮은 농업용 전기요금에 대한 특례제도 개편과 조정이 필요함

V. 결론

1. 산업 구조에 대한 개선이 필요

- 한전의 비용은 고정비인 감가상각비와 비교적 일정하게 발생하는 수선비를 제외하면 원재료비, 전력구입비의 비중이 매우 높으며 누적적자를 해소하기 위해서는 이 비용을 줄이는 것이 관건임
- 하지만 현행 시장 구조 하에서는 한전의 비용 절감에 분명한 한계가 존재함. 현재 도매 시장에서 한전의 권한은 매우 제한적이며 전력 구입 가격에 영향력을 가지기 어려운 구조임
- 지역별, 연료원별로 입찰 시장을 세분화하여 발전소와 지역 입지 특성을 반영하고 용량 입찰뿐만 아니라 가격 입찰을 통해 발전사업자 간 경쟁과 원가 절감을 도모하여 한전의 전력 구입 가격을 낮출 구조적인 변화가 필요함

2. 요금 체계 개선 방안 마련 필요

- 요금 인상 필요성이 제기되는 가운데 합리적인 요금 체계 개선 방안 마련이 필요함
- 현재 지역별로 전기 생산과 소비량에 큰 격차가 존재함. 송전, 배전 단계, 발전소의 환경비용 등을 고려할 때 동일한 요금을 부담하는 것은 소비자간 불균형이 존재하는 것을 의미함
- 현재 지역별로 전기 생산과 소비량에 큰 격차가 존재함. 송전, 배전 단계, 발전소의 환경비용 등을 고려할 때 동일한 요금을 부담하는 것은 소비자간 불균형이 존재하는 것을 의미함. 지역별 차등 요금과 사용량이 상대적으로 적은 지역 주민들에 대한 혜택 제공이 필요함

- 상대적으로 저렴한 농사용 요금에 대한 재검토도 필요함. 저렴한 요금은 결과적으로 농사용을 사용하지 않는 일반 소비자들에게 전가되어 일반 소비자들이 더 큰 부담을 갖게 됨

3. 장기적 안목에서의 정책 수립과 추진, 소비자에게 충분한 설명 필요

- 전기 요금 인상이 불가피한 현 시점에서 국회에서는 오히려 요금을 낮추려는 움직임을 보이는 등 근본적인 해결책을 제시하는 것이 아닌 고민 없는 포퓰리즘을 쏟아내고 있음
- 한전 측에서는 아직도 20여원의 요금 인상 요인이 있음을 주장하고 있으며 정부와 전문가들 또한 요금 정상화가 시급하다고 언급하고 있음. 하지만, 단순히 한전의 적자만을 강조할 뿐 어떤 근거로 어떻게 요금을 인상할지 설명이 없음
- 전력수급계획 수립, 과거 전기요금 인상 등 굵직한 정책 수립과 변경에 국민들에게 상세한 설명과 근거 제시, 의견 수렴이 부족한 것이 현실임
- 장기적인 안목에서 근본적인 문제 해결을 위한 정책을 수립하고 정책 수립 과정에서 소비자들에게 충분한 정보 제공과 의견 수렴이 요구됨

전기요금 분석 보고서

(한국소비자단체협의회 물가감시센터)

서울특별시 중구 명동11길 20 (명동1가) 서울YWCA 701호
TEL 02-774-4060, FAX 02-774-4090
sohyub@consumer.or.kr, price@consumer.or.kr
<http://www.consumer.or.kr/>, <http://price.consumer.or.kr/>

※ 작성자 : 한국소비자단체협의회 물가감시센터 남정기 회계사