

이슈페이퍼

KEEI ISSUE PAPER

정책 이슈페이퍼 19-03

계시별 요금제 개선방안 연구

KOREA
ENERGY
ECONOMICS
INSTITUTE

정연제 · 박광수



정책 이슈페이퍼 19-03

계시별 요금제 개선방안 연구

정연제·박광수

목 차

- I. 계시별 요금제 현황 / 1
- II. 계시별 요금제의 문제점 / 5
- III. 계시별 요금제 개선방안 / 11
- IV. 요금 조정의 파급효과 / 14
- 〈참고자료〉 / 18

I 계시별 요금제 현황

□ 계시별 요금제(TOU; Time-of-Use)의 정의

- 계시별 요금제는 전력소비가 급증하는 계절(여름/겨울)과 시간대(최대부하)에는 높은 요금을 적용하고, 상대적으로 전력소비가 적은 계절(봄/가을)과 시간대(경부하, 중간부하)에는 낮은 요금을 적용하는 제도임.

□ 계시별 요금제의 시행 목적

- 첫째, 전기요금 가격기능에 의한 수요관리 강화로 전력수급 안정에 기여하기 위함임.
- 둘째, 수요관리를 통한 신규투자비 절감 및 자원이용의 합리화를 도모할 수 있음.
 - 최대수요 전력이 증가할수록 발전설비 건설을 위한 신규 투자비가 증가함에 따라 공급원가가 상승함.
- 셋째, 전력수요 크기에 따라 발생하는 계절별 시간대별 공급원가 차이를 반영하기 위한 것임.
 - 부하형태에 따라 계통운영상의 전원구성이 달라지므로 시간마다 전력 공급 원가가 달라지게 됨. 이를 요금에 제대로 반영하기 위해서는 실시간요금의 적용이 요구되나, 매 시간별 원가를 요금에 반영하기에는 전력량 계측과 실시간 원가변동 추적이란 현실적 제약이 발생함.
 - 따라서 실시간 변동원가는 아닐지라도, 각 시간을 계통부하수준에 따라 경부하, 중간부하, 최대부하로 구분하여 각 구간별 평균적 원가 변동을 반영하기 위한 요금제도가 계시별 요금제임.

□ 계시별 요금제의 도입 경과

- 1977년 12월 산업용 전력을 대상으로 시간대별 차등요금제를 최초 적용.
 - 계약전력 500kW 이상의 산업용(을)을 대상으로 최초 도입되었으며, 계절별 차등요금제는 시행하지 않고 시간대별로만 차등요금제를 적용함. 다만 최대부하 적용 시간대를 하계와 동계에 다르게 적용함으로써 계절별 차등을 준 것이 특징임.
 - 도입 초기 경부하, 중부하, 최대부하의 전력량요금 수준은 1:2:5의 비율로 책정됨.

〈표 1〉 시간대별 구분(1977.12)

구분	하계(3~9월)	동계(10~2월)
경부하	22:00 ~ 06:00	22:00 ~ 06:00
중부하	06:00 ~ 19:00	06:00 ~ 18:00
최대부하	19:00 ~ 22:00	18:00 ~ 22:00

주: 일요일은 최대부하를 중부하대로 함.

자료: 한국전력공사, 과거 전기요금표; 정연제·박광수(2018)에서 재인용.

- 1988년 11월에는 시간대별뿐만 아니라 계절별로도 다른 요금을 적용하기 시작하였으며, 1990년 5월부터는 그 적용 대상을 산업용뿐만 아니라 일반용 및 교육용까지로 확대함.
 - 전자식 계량기 도입과 함께 시간대별 전력사용량 검침 기술이 확보됨에 따라 계시별 요금제의 적용 대상을 확대함.
 - 이와 함께 다양한 선택요금제를 도입하여 소비자가 자신의 부하 패턴에 따라 최적화된 요금제를 선택할 수 있는 환경이 조성됨.

〈표 2〉 시간대별 차등요금제 도입 경과

구분	산업용		일반용	교육용	농사용
5,000kW 이상	'77.12월 적용	기타사업	'95.5월 적용	'12.1월 적용	
1,000kW 이상			'04.3월 적용		
500kW 이상			'12.1월 적용	추후 적용 검토	
300kW 이상	'80.2월 적용				
고압	'13.5월 적용				

자료: 한국전력 사이버지점; 정연제·박광수(2018)에서 재인용.

〈표 3〉 현행 계절별·시간대별 구분

계절별 시간대별	여름철 (6~8월)	봄·가을철 (3~5, 9~10월)	겨울철 (11~2월)
경 부 하 시간대	23:00~09:00	23:00~09:00	23:00~09:00
중간부하 시간대	09:00~10:00	09:00~10:00	09:00~10:00
	12:00~13:00	12:00~13:00	12:00~17:00
	17:00~23:00	17:00~23:00	20:00~22:00
최대부하 시간대	10:00~12:00	10:00~12:00	10:00~12:00
	13:00~17:00	13:00~17:00	17:00~20:00
			22:00~23:00

자료: 한국전력공사 전기요금표.

□ 계시별 요금제의 현황

- 현재 우리나라의 계시별 요금제는 산업용(갑)II, 일반용(갑)II, 산업용·일반용(을), 교육용(을)을 대상으로 적용 중이며, 산업용·일반용(갑)I, 교육용(갑), 일반용(갑)에 대해서는 계절별 요금제만 적용하고 있음.
- 산업용 및 일반용의 경우 계약전력 300kW를 기준으로 (갑)과 (을)을 구분하고 있으며, 계약전력 300kW 미만 고객 중 시간대 계량기가 설치된 고객은 (갑)I, 그렇지 않은 고객은 (갑)II로 분류됨.
- 교육용의 경우 산업용 및 일반용과 달리 계약전력 1,000kW를 기준으로 (갑)과 (을)을 구분함.

- 계절과 상관없이 23시부터 다음 날 오전 9시까지는 경부하 시간대로 구분되며, 하루 중 전력수요가 가장 높은 시간대에 적용하는 최대부하 시간대는 계절별 특징을 반영하여 설정됨.
- 여름철 및 봄·가을철의 경우 주로 낮 시간대(10~12시, 13~17시)를 최대부하 시간대로 분류하고 있으며, 겨울철은 저녁 시간대에 난방 수요가 증가하는 현상을 고려하여 10~12시, 22~23시를 최대부하 시간대로 운영 중임.

〈표 4〉 현행 일반용(을)·산업용(을) 전기요금표

구 분		기본요금 (원/kW)	전 력 량 요 금 (원/kWh)			
			시간대	여 름 철	봄·가을철	겨 울 철
고 압 A	선 택 Ⅰ	7,220	경 부 하	61.6	61.6	68.6
			중간부하	114.5	84.1	114.7
			최대부하	196.6	114.8	172.2
	선 택 Ⅱ	8,320	경 부 하	56.1	56.1	63.1
			중간부하	109.0	78.6	109.2
			최대부하	191.1	109.3	166.7
	선 택 Ⅲ	9,810	경 부 하	55.2	55.2	62.5
			중간부하	108.4	77.3	108.6
			최대부하	178.7	101.0	155.5
고 압 B	선 택 Ⅰ	6,630	경 부 하	60.0	60.0	67.0
			중간부하	112.3	82.3	112.3
			최대부하	193.5	112.6	168.5
	선 택 Ⅱ	7,380	경 부 하	56.2	56.2	63.2
			중간부하	108.5	78.5	108.5
			최대부하	189.7	108.8	164.7
	선 택 Ⅲ	8,190	경 부 하	54.5	54.5	61.6
			중간부하	106.8	76.9	106.8
			최대부하	188.1	107.2	163.0
고 압 C	선 택 Ⅰ	6,590	경 부 하	59.5	59.5	66.4
			중간부하	112.4	82.4	112.0
			최대부하	193.3	112.8	168.6
	선 택 Ⅱ	7,520	경 부 하	54.8	54.8	61.7
			중간부하	107.7	77.7	107.3
			최대부하	188.6	108.1	163.9
	선 택 Ⅲ	8,090	경 부 하	53.7	53.7	60.6
			중간부하	106.6	76.6	106.2
			최대부하	187.5	107.0	162.8

주: 산업용 및 일반용 적용대상 고객 중 계약전력 300kW 이상에게 적용.

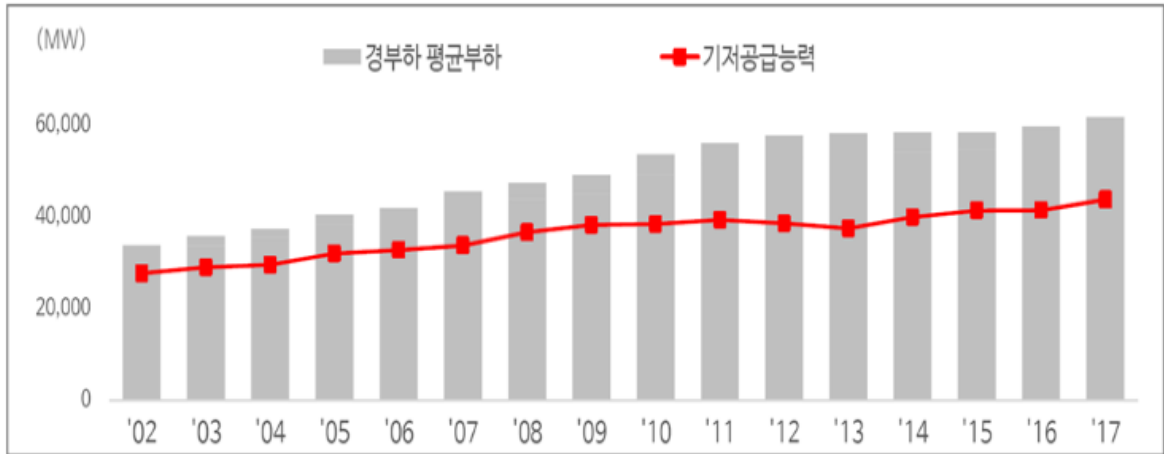
자료: 한국전력 전기요금표(2017.1.1. 시행).

II 계시별 요금제의 문제점

1. 기저설비를 초과하는 수요증가로 전력 생산비용 상승

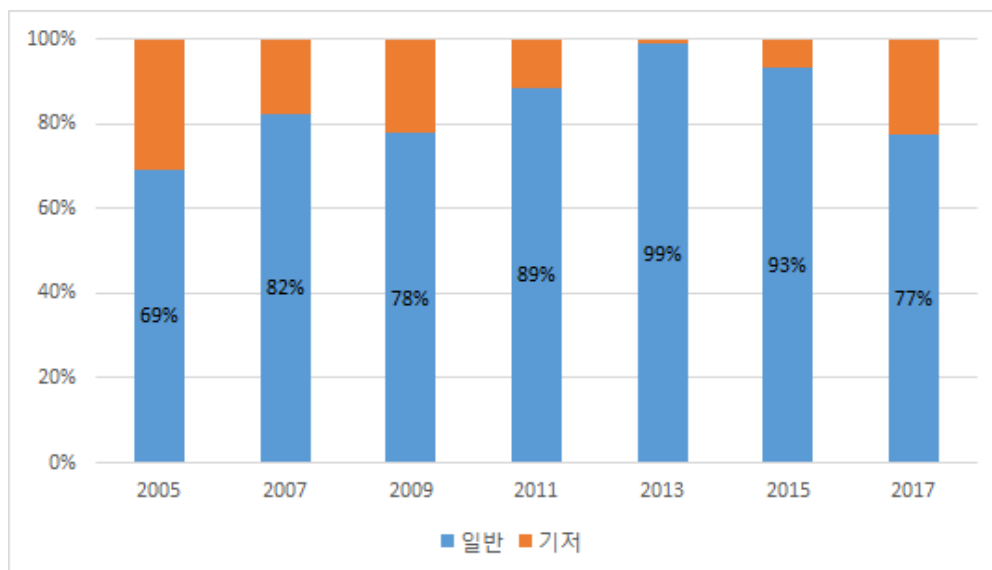
- 계시별 요금제 도입의 가장 중요한 목적 중 하나는 심야시간대 기저발전설비의 이용률을 높이고 부하이전을 통한 전력생산 비용절감을 위한 것임.
 - 1970년대 후반 이후 원자력 발전소가 가동을 시작함에 따라 기저발전의 전력 생산비중이 높아지기 시작했으며, 이로 인해 부하율을 높여야 할 필요성이 제기됨.
 - 도입 초기에는 기저설비 용량 이내에서 부하이전이 이루어져 자원이 효율적으로 이용되는 등 도입 취지에 맞게 운영이 이루어진 것으로 평가됨.
- 하지만 2001년 이후 지속적인 부하이전과 저렴한 전력으로의 대체 소비 증가로 인해 경부하 시간대의 전력수요가 기저발전량을 초과하는 상황이 발생하기 시작함.
 - 산업체의 경우 열을 이용하던 생산 공정을 전기로 대체하기 시작하였으며, 가정 부문에서는 심야전력을 난방에 이용하는 수요가 폭발적으로 증가함.
 - 이러한 현상의 주된 원인은 석유나 LNG 가격 상승 폭에 비해 전기요금 조정 속도가 더디었기 때문이며, 이에 더해 경부하 시간대의 전기요금이 1차 에너지원의 가격에 비해 훨씬 저렴했기 때문임.
 - 2005년 이후 경부하 시간대의 계통한계가격(SMP; System Marginal Price)을 결정하는 발전기의 비율을 분석해 보면, LNG 발전기나 유류 발전기 같은 일반 발전기가 차지하는 비중이 높아져 경부하 시간대의 수요 증가에 따른 전력생산비 역시 높아졌음을 알 수 있음.

[그림 1] 기저발전 설비 공급능력 대비 경부하 시간대 평균부하 변화 추이



자료: 한국전력공사 자료 재구성; 감사원(2019)에서 재인용.

[그림 2] 발전기별 경부하시간대 SMP 결정 비율



주: 해당 년도의 23~09시 SMP 결정 설비를 기저와 일반으로 구분.

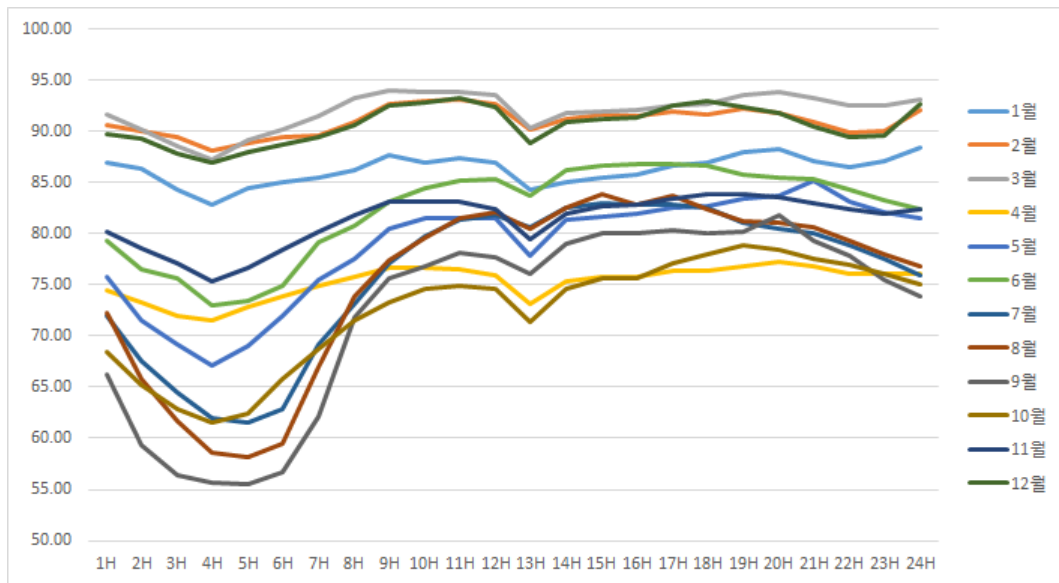
자료: 한국전력거래소, 『전력시장통계』, 각 년도 자료; 정연제·박광수(2018)에서 재인용.

2. 공급원가를 적절히 반영하지 못하는 요금구조

- SMP의 계절별 시간대별 추이를 살펴보면 현재의 계시별 요금구조가 원가를 제대로 반영하지 못하고 있음.
 - 경부하 시간대의 SMP가 최대부하 시간대의 SMP에 비해 낮긴 하지만, 경부하 시간대와 최대부하 시간대의 요금수준 격차에 비하면 그리 크지 않음.
 - 산업용(을) 기준으로, 현재 경부하 시간대의 전력량 요금은 kWh당 53~69원 수준이지만, 발전비용(정산단가)은 LNG가 112원, 유류가 165원임(한국전력거래소, 2018).
 - 또한 현행 경부하 시간대 요금은 계절별(월별) 원가 차이도 제대로 반영하지 못하고 있는 것으로 보임.
 - 여름철과 봄·가을철의 경부하 시간대 요금은 현재 동일하게 설정되어 있지만, 겨울철은 10% 정도 높게 설계되어 있음. 반면, 시간대별 SMP는 계절별(월별)로 차이가 뚜렷하게 나타나, 현재의 시간대별 요금 수준이 계절별 부하 차이는 물론 SMP의 차이도 제대로 반영하지 못하고 있음을 보여줌.

[그림 3] 월별/시간대별 SMP(2017)

(단위: 원/kWh)



자료: 한국전력거래소, 2018년도 『전력시장통계』; 정연제·박광수(2018)에서 재인용.

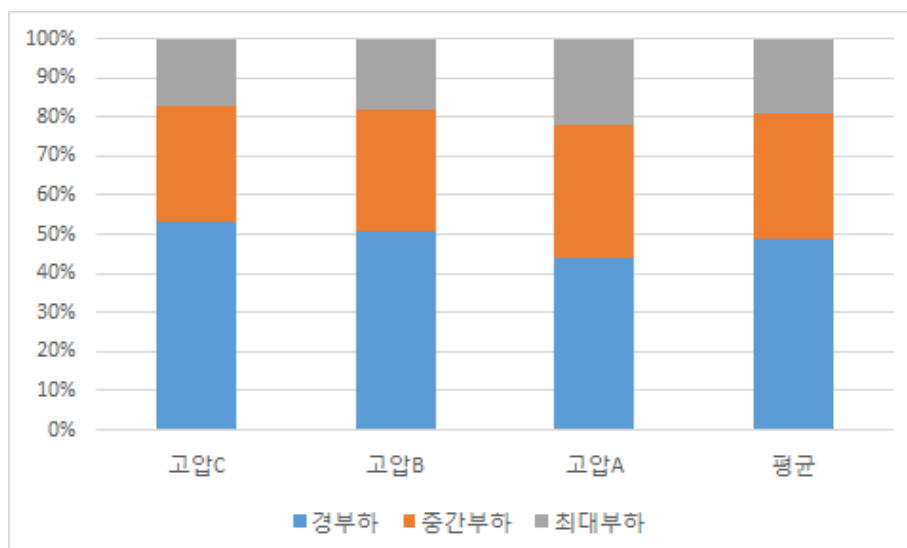
3. 최대부하 시간대로부터 경부하 시간대로의 교차보조

□ 공급원가와 괴리된 현행 요금수준은 최대부하 시간대로부터 경부하 시간대로의 교차보조를 야기하고 있음.

- 최대부하 시간대에 전력소비 비중이 높은 기업은 적정 수준 이상의 요금을 지불하는 반면, 경부하 시간대에 소비 비중이 높은 기업은 낮은 수준의 요금으로 인한 혜택을 봄.
- 전수연(2013)의 추정에 따르면 경부하 시간대에 낮은 요금으로 전력을 판매하여 발생한 손실은 약 2조 2,331억 원이고 반면 최대부하 시간대에 구입단가보다 비싸게 전력을 판매하여 얻은 이익은 약 1조 9,544억 원임 (2012년 기준).

- 최대부하 시간대의 전력 구입단가는 kWh당 108.4원으로 판매단가 154.8원에 비해 46.4원이 낮음. 반면 경부하 시간대의 전력 구입단가는 81.8원/kWh원으로 판매단가 61.8원/kWh에 비해 20원이 높은 것으로 분석함.
- 감사원(2019)에 따르면 경부하 시간대의 요금은 원가 대비 0.71~0.78배 수준인 반면, 최대부하 시간대의 요금은 원가 대비 1.23~1.78배 수준임.
- 이러한 교차보조로 인한 혜택을 주로 받는 업체는 전력다소비 업종인 경우가 많음.
- 전력사용량이 많은 수용가일수록 경부하 시간대 사용 비중이 높음.

[그림 4] 산업용 전압별 시간대별 전력사용비중(2017)



주: 고압C: 345kV, 고압B: 154kV, 고압A: 22.9kV

자료: 한국전력공사 내부자료; 정연제·박광수(2018)에서 재인용.

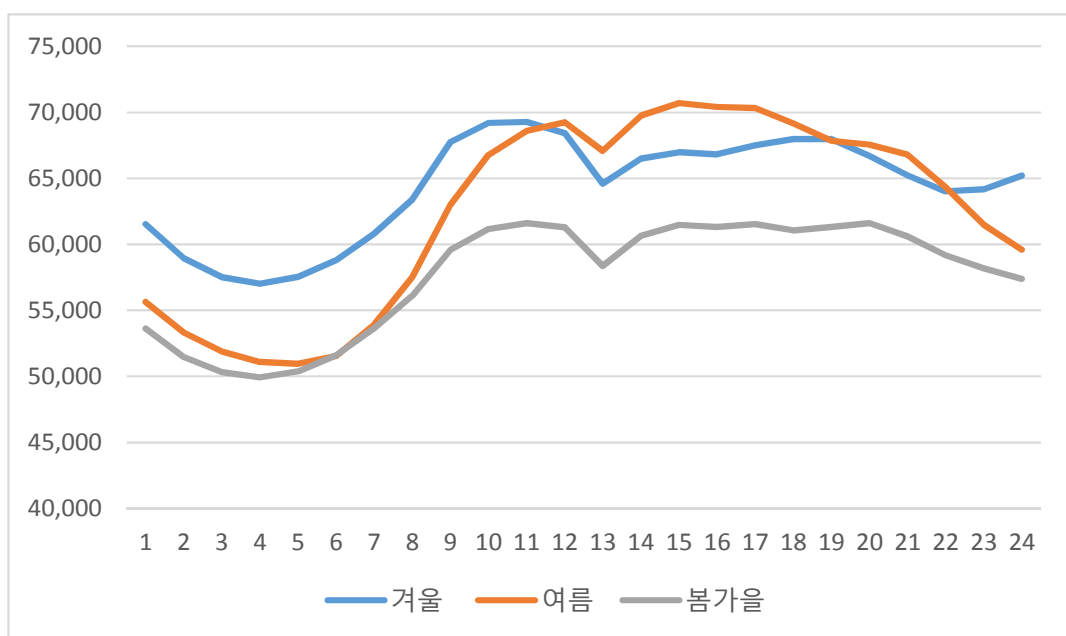
- 수전전압이 높은 수용가일수록 경부하 시간대의 판매비중이 높음. 즉, 산업용 전력 사용자는 대규모 설비일수록 자가발전기 가동, 조업 일정 조정 등을 통해 요금이 낮은 경부하 시간대에 전력을 많이 사용하고 있으며 최대부하 시간대에는 상대적으로 전력을 적게 사용함.

4. 부하구조를 반영하지 못하는 계시별 구분

- 계절별 시간대별 구분은 계통부하수준을 토대로 결정되어야 하나, 현재의 계시별 구분은 2013년 11월 이후 조정없이 계속 적용중임.
 - 현행 계시별 구분이 계통부하를 제대로 반영하여 결정된 것인지에 대한 검토가 필요함.
- 여름과 타 계절 간의 시간대별 부하구조에 차이가 뚜렷하므로 이를 반영한 계시별 구분 조정이 필요한 것으로 판단됨.
 - 겨울과 봄·가을의 부하형태는 거의 일치하고 있는 반면 여름은 다른 패턴을 보이고 있으며, 시간대에 따른 변동성도 여름철이 다른 계절에 비해 훨씬 큼.
 - 겨울과 봄·가을은 오전의 전력소비가 오후보다 큰 반면 여름은 오히려 오후의 전력소비량이 많음.
 - 모든 계절에서 심야시간대의 소비량이 상대적으로 적고 주간 시간대 소비량이 많지만, 겨울이나 봄·가을에 비하여 여름의 변동 폭이 크게 나타남.

[그림 5] 2016년 계절별 시간대별 평균 전력소비량

(단위: kWh)



자료: 한국전력거래소 제공 자료; 정연제·박광수(2018)에서 재인용.

III 계시별 요금제 개선방안

1. 시간대별 요금수준의 조정

□ 요금수준의 조정은 원가주의 및 공평의 원칙이 준수되도록 해야 함.

- 전력생산에 소요된 모든 비용이 회수될 수 있어야 하며, 수용가 간의 교차보조가 일어나지 않도록 하는 것이 중요함.
 - 산업용과 타 계약종 사이에서 교차보조가 일어나지 않아야 하며, 같은 산업용 수용가 내에서도 교차보조가 일어나지 않도록 하는 것이 필요.
- 현재 산업용 전력의 원가회수율은 100%를 다소 초과할 것으로 예상되므로, 계시별 요금수준의 조정이 이루어진다고 하더라도 산업용 전체의 평균 판매 단가가 현재와 비슷한 수준이 되도록 조정하는 것이 필요함.
 - 2013년 기준 산업용 원가회수율은 97.9%였음. 당시 판매단가는 100.70원/kWh에서 2017년 107.20원/kWh로 6.2% 증가.
 - 2013년 이후 연료비 하락 등의 사유로 전체 전력의 총괄원가가 감소했다는 점을 고려한다면, 산업용의 2017년 원가회수율은 100%를 다소 초과한 것으로 보임.

□ 경부하 시간대의 전력량요금이 최소 기저발전의 구입단가 수준이 되도록 조정하는 방안을 고려해 볼 수 있음.

- 전력생산에 필요한 최소한의 변동비 수준을 회수할 수 있도록 하는 것이 중요하며, 그러한 맥락에서 기저발전의 구입단가 자료를 활용함.
 - 물론 기저발전의 구입단가 자료를 그대로 이용한다면 경부하 시간대뿐만 아니라 다른 시간대의 구입단가 자료가 섞여 있어, 경부하 시간대만의 구입단가 자료를 정확히 적용하는 것에는 한계가 있음.

- 하지만, 현재 시간대별 구입단가 자료를 정확하게 추정하는 것이 불가능하므로
기저발전의 구입단가를 기준으로 사용하기로 함.
- 원자력 발전을 기준으로 분석한 결과 경부하 시간대 요금을 현재보다
약 15% 정도 인상해야 하는 것으로 판단됨.
- 직전 3년간 원자력 발전의 가중평균 구입단가는 63.88원/kWh. 여름철
산업용(을) 고압B 선택II의 경부하 시간대 요금은 56.2원/kWh임.
- 경부하 시간대 요금을 인상하는 대신, 산업용 전력 전체의 판매수입 증가가
이루어지지 않는 수준으로 중간부하와 최대부하 시간대 요금을 인하해야 함.
- 정확한 수치를 산출하기 위해서는 요금수준 변화에 따른 각 시간대 전력
수요량의 변화를 추정하는 것이 필요하나, 본 연구에서는 관련 분석을
실시하지 않음.

2. 계절별 시간대 구분의 조정

- 계절별 및 시간대별에 따라 다른 수준의 요금을 부과하기 위해서는 계절
및 시간대별 구분의 근거가 명확해야 함.
- 현행 전기요금 체계는 2013년 11월 이후 조정이 이루어지지 않아 그동안의
부하패턴 변동 요인을 적절하게 반영하지 못하는 문제가 있음.
- 부하패턴 분석을 통해 현행 계절별 구분이 타당한지 살펴본 결과 같은
계절 구분에 포함된 월들의 부하패턴이 유사한 것으로 나타남.
- 여름철로 구분된 6~8월의 부하패턴 자료는 서로 간에 유사한 패턴을 보이고
있으며, 봄·가을철로 구분된 3~5월 및 9~10월의 부하패턴 역시 유사함.
- 하지만, 9월의 부하패턴은 6~8월의 부하패턴과 유사하므로 여름철 요금적용
기간을 현행 6~8월에서 6~9월로 확대하는 방안을 고려해야 함.

- 시간대별 구분에 대한 기준을 새로 정립할 필요가 있음.
 - 봄·가을철과 겨울철은 평균을 기준으로 하여 상하 5%를 초과하는 시간대를 경부하 시간대와 최대부하 시간대로 하며, 여름철은 상하 10%를 초과하는 시간대를 경부하와 최대부하 시간대로 정하는 방법을 고려해 볼 수 있음.
 - 이러한 방법론을 적용한다면 경부하 시간대는 23시~09시 사이 9시간에 적용 되던 것이 00시~07시 사이의 7시간으로 축소됨.
 - 최대부하 시간대의 경우 여름과 겨울철은 4~5시간으로 축소되며, 봄·가을철에는 오히려 12시간으로 늘어나게 됨.
- 특히 최근에는 경부하 시간대로의 부하이전이 많이 이루어짐에 따라 경부하로 구분하는 것이 무의미하다고 판단되는 시간대가 많이 발생함.
 - 겨울철의 경우 하루 중 SMP가 가장 높은 시간대가 경부하 시간대인 경우가 종종 발생하고 있음.
 - 해외 사례를 비교해보더라도 우리나라의 경부하 시간대가 다소 넓게 설정된 것으로 보이므로, 기존 경부하 시간대 중 일부를 중간부하 시간대로 변경하는 것을 고민할 필요가 있음.

3. 교육용(을)의 확대 적용

- 계약전력 1,000kW 이상인 수용가에 대해서 적용 중인 교육용(을)의 적용 대상을 단계적으로 확대할 필요가 있음.
 - 교육용은 계약전력 1,000kW를 기준으로 (갑)과 (을)로 구분하고 있으며, 교육용(갑)에 대해서는 계절별 차등요금제만 적용 중임.

- 산업용 및 일반용의 경우 계약전력 300kW 이상 수용가에 대해 계시별 요금제를 적용하고 있는 것과 형평성 차원에서 맞지 않으므로, 교육용(을)의 적용 대상을 단계적으로 확대해야 함.

IV 요금 조정의 파급효과

□ 계시별 요금을 조정하는 경우 경제에 어떠한 영향을 주는지 살펴보기 위해 시나리오를 설정하여 분석함.

- 복잡한 요금구조를 모두 반영하여 분석하는 것이 어려우므로, 전력 소비 비중이 가장 큰 산업용(을)의 전기요금만을 조정하는 시나리오를 설정함.
- 전기요금 조정에 따른 경제적 파급효과를 분석하기 위해 본 연구에서는 연산 가능한 일반균형모형(CGE; Computable General Equilibrium)을 이용함.
 - CGE는 산업간의 상호 연관관계를 고려하여 각 산업과 가계 및 수출입 등 경제 전반에 걸치는 영향을 분석하는 모형임.

□ 산업용(을)의 고압B 선택II 요금을 아래와 같은 시나리오에 따라 조정한다고 가정 후, 그 파급효과를 분석함.

- 시나리오 1에서는 경부하 시간대 요금을 10% 인상한 경우를 가정함.
 - 이 경우 제조업 전체로는 전기요금이 2.5% 인상됨. 업종별로 시간대별 부하에 차이가 있으므로, 업종별 전력요금 조정률에는 다소 차이가 발생함.
 - 예를 들어, 경부하 시간대 소비 비중이 높은 1차금속의 경우는 전기요금이 3% 인상되는 효과가 나타나지만, 경부하 시간대 소비 비중이 낮은 의복이나 가죽, 출판업종은 요금 인상률이 2% 미만임.

- 시나리오 2에서는 경부하 시간대 요금을 10% 인상하고, 동시에 최대부하 시간대 요금을 10% 인하한 경우를 분석함.
- 제조업 전체로는 요금이 1.8% 하락함.
- 마지막으로 시나리오 3에서는 경부하 시간대 요금을 10% 인상하되 전체 요금 수준은 변화가 없도록 최대부하 시간대 요금을 인하함.

〈표 5〉 업종별 전력요금 조정률(%)

업종		시나리오 1	시나리오 2	시나리오 3
S08	식료	2.2	-2.4	-0.5
S09	음식	2.3	-2.0	-0.2
S10	담배	2.1	-2.4	-0.5
S11	섬유	2.4	-1.9	-0.1
S12	의복	1.9	-2.9	-0.9
S13	가죽	1.7	-3.2	-1.1
S14	목재	2.1	-2.4	-0.5
S15	펄프	2.6	-1.6	0.2
S16	출판	1.7	-3.2	-1.1
S17	석유	2.6	-1.5	0.2
S18	화학	2.5	-1.7	0.1
S19	고무	2.3	-2.2	-0.3
S20	비금속	2.5	-1.7	0.1
S21	1차금속	3.0	-0.9	0.7
S22	금속가공	2.0	-2.8	-0.8
S23	전자	2.5	-1.6	0.1
S24	의료정밀	2.7	-1.4	0.3
S25	전기장비	2.3	-2.1	-0.3
S26	자동차	2.2	-2.3	-0.4
S27	기타운송장비	1.9	-2.9	-0.9
S28	기타제조	1.5	-3.7	-1.5
제조업 전체		2.5	-1.8	0.0

자료: 정연제·박광수(2018)에서 재인용.

□ 시나리오 1에 따른 거시 경제 영향

- 2020~2040년의 연평균 GDP는 기준균형에 비해 0.102% 감소하고, 소비는 0.042%, 투자는 0.06% 감소할 전망이다.
- 수출과 수입 모두 감소하나 수출 감소폭이 더 커 무역수지가 악화되어 2020~2040년 기간에 연평균 3.6조 원에 달하는 적자가 예상됨.

□ 시나리오 2에 따른 거시 경제 영향

- 2020~2040년의 연평균 GDP는 기준균형에 비해 0.075% 증가하고, 소비는 0.034%, 투자는 0.45% 증가할 전망이다.
- 수출과 수입 모두 증가하지만 수입 증가보다 수출 증가폭이 커서 무역수지는 2020~2040년 기간에 연평균 2.6조 원에 달하는 흑자가 예상됨.

□ 시나리오 3에 따른 거시 경제 영향

- 전체 전기요금 수준의 변동은 없지만 산업별 조정 영향에 따라 2020년에는 GDP, 소비, 투자가 감소하고 무역수지가 악화됨.
- 하지만 이후에는 반대의 현상이 나타나 2020~2040년 평균으로는 GDP, 소비, 투자가 증가하고 무역수지도 개선될 전망이다.

□ 시나리오별 생산 변화

- 전력요금 변화가 산업별 생산에 미치는 영향은 전력요금 변화정도와 전력사용 비중에 영향을 받게 됨.
 - 전력요금 인상률이 높은 산업은 상대적으로 높은 생산비용에 직면하게 되고 판매재화의 가격이 상대적으로 높게 인상됨. 또한 생산에서 전력이 차지하는 비중이 높은 산업일수록 전력요금 변화에 민감하게 반응함.
 - 이와 같은 직접효과와 더불어 산업연관효과, 국내소비와 수출·수입 변화 등 간접적인 효과에 의해서 영향을 받음.
- 2020~2040년 기간 동안 시나리오 1에서는 생산량이 평균적으로 0.126% 감소한 반면 시나리오 2에서는 0.092% 증가하고 시나리오 3에서는 변화가 없는 것으로 추정됨.

□ 계시별 요금 조정에 따른 소득계층별 영향

- 소득계층별 고용은 여가와 소비 간의 대체효과, 임금변화에 따른 가격효과, 소득변화에 따른 소득효과 등 공급측 요인과 생산변화에 따른 노동에 대한 수요효과에 의해 복합적으로 영향을 받게 됨.
 - 본 연구는 노사협약, 효율임금 또는 부문 간 이동 등 임금의 경직성 때문에 비자발적 실업이 발생한다고 가정함. 이로 인해 경기침체기와 호황기의 고용과 실업의 패턴이 상이하게 나타남.
- 경기 침체기에는 고용의 경직성이 높은 고소득계층의 고용 감소와 실업 증가가 상대적으로 작고, 반대로 경기 호황기에는 저소득층의 고용이 고소득층보다 빠르게 증가하고 실업률은 고소득층보다 크게 감소함.
 - 시나리오 1에서는 소득재분배와 격차가 확대되고, 시나리오 2와 시나리오 3에서는 소득재분배가 개선되고 소득격차가 줄어드는 것으로 나타남.

□ 종합

- 경부하 시간대 요금만을 10% 인상하는 경우 경제성장 등에 부정적인 효과가 발생하지만 시간이 지남에 따라 영향은 감소함.
- 경부하 시간대 요금을 인상하고 같은 비율로 최대부하 시간대 요금을 인하하는 경우에는 제조업 모든 업종의 전기요금에 인하되는 결과를 보임에 따라 미약하지만 경제성장에 긍정적인 영향을 줌.
- 경부하 시간대 요금을 조정하는 대신 산업용 요금의 인상이 없도록 최대부하 시간대 요금을 조정하는 경우에는, 전반적으로 성장과 고용 등에 긍정적인 영향을 주고 소득분배도 개선시키는 것으로 분석됨.
- 즉, 경부하 시간대 요금은 너무 낮고 최대부하 시간대 요금은 너무 높은 현재 산업용의 시간대별 요금 구조를 개선하는 경우 경제에 긍정적인 영향을 줄 수 있을 것으로 기대됨.

〈 참고자료 〉

1. 참고문헌

감사원, 「전기요금제도 운영실태」 감사보고서, 2019.

전수연, 『전력가격체계의 문제점과 개선방안』, 사업평가현안분석 제48호, 국회예산정책처, 2013.

정연제·박광수, 『계시별 요금제 개선방안 연구』, 기본연구보고서 18-05, 에너지경제연구원, 2018.

한국전력거래소, 『전력시장통계』, 2018.

한국전력공사, 『한국전력통계』, 2018.

정책 이슈페이퍼 19-03

계시별 요금제 개선방안 연구

2019년 3월 28일 인쇄

2019년 3월 29일 발행

저 자 정 연 제 · 박 광 수

발행인 조 용 성

발행처 에너지경제연구원

44543 울산광역시 중가로 405-11

전화: (052)714-2114(대) 팩시밀리: (052)-714-2028

등 록 1992년 12월 7일 제7호

인 쇄 디자인범신 (042)254-8737

KEEI ISSUE PAPER



에너지경제연구원
Korea Energy Economics Institute

울산광역시 중구 종가로 405-11 | TEL: 052) 714-2114 | <http://www.keei.re.kr>