



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

공학전문석사 학위 연구보고서

수요관리를 위한 소비자측 ESS의 최적화
및 TOU 요금제의 개선에 관한 연구

Optimization of Consumer's ESS
and Improvement of TOU Pricing
for Demand Management

2019년 2월

서울대학교 공학전문대학원

응용공학과 응용공학전공

박 건 호

수요관리를 위한 소비자측 ESS의 최적화 및 TOU 요금제의 개선에 관한 연구

지도교수 윤 용 태

이 프로젝트 리포트를 공학전문석사 학위
연구보고서로 제출함
2019년 2월

서울대학교 공학전문대학원
응용공학과 응용공학전공
박 건 호

박건호의 공학전문석사 학위 연구보고서를
인준함
2019년 2월

위 원 장 박 종 남 (인)

위 원 윤 용 태 (인)

위 원 박 종 근 (인)

국문초록

국내외 전력판매 사업자들이 적용하고 있는 계시별요금제 (Time of Use, TOU)는 사용량에 따라 계절별·시간대별 각각 두·세단계의 단가를 적용하는 요금제이다. 이는 사용량이 많은 시간대에는 비싼 요금을, 사용량이 적은 시간대에는 저렴한 전력요금을 소비자에게 부과함으로써, 최종 소비자의 부하패턴이 판매사업자가 의도한 방향으로 변화하도록 유도하기 위함이다. 판매사업자의 이러한 부하패턴 유도활동을 수요관리 (Demand Management, DM)라고 한다.

소비자의 최종 목적은 필요한 전력을 충분히 사용하면서 전력요금을 최소화 하는 것이다. 판매사업자가 TOU 요금제를 시행하면 소비자는 부하시간대이동(Load Shift), 최대수요감소 (Peak Shaving) 등의 수요반응(Demand Response, DR)을 보인다. 이에 대해 전력요금이 저렴한 시간대에 전기에너지를 저장했다가 필요한 시기에 방전하여 전기에너지를 공급해주는 에너지저장장치(Energy Storage System, ESS)의 활용은 소비자에게 좋은 대응전략이 될 수 있다.

소비자가 ESS를 활용하면 소비자는 전력요금을 절감할 수 있으며 판매사업자는 지속적인 수요관리의 효과를 거둘 수

있다. 하지만 ESS의 높은 투자비는 소비자가 보편적으로 ESS를 활용할 수 없게 하는 걸림돌이 되고 있다. 따라서 TOU 요금제를 적용받는 소비자의 ESS 활용이, 판매사업자가 의도한 수요관리의 효과성과 소비자의 경제성을 확보하려면 ESS 용량산정과 운영방법에 대한 상세한 연구가 필요하다.

이 논문에서는 소비자의 ESS 투자비와 전력요금에 영향을 미치는 요인들을 분석하여, MINLP(Mixed Integer Nonlinear Programming) 모델로 목적함수를 수립하여 최적화하였다. 이 함수는 개별 소비자의 부하패턴에 맞는 ESS의 최적용량을 산출할 뿐만 아니라 각 시간별 충방전 스케줄을 산출할 수 있다. 이 산식들을 GAMS 프로그램으로 구현한 뒤 소비자의 실제 수요데이터를 적용하여 시뮬레이션을 수행하였다.

그러나 시뮬레이션 결과, 한국에서 현재 적용중인 TOU 요금단가는 소비자가 ESS를 활용할 충분한 편익을 주지 못했다. 따라서 이 한계점을 극복하기 위해 TOU 요금단가를 개선하는 방법을 제안하였고, 개선한 TOU 단가를 적용하여 다양한 부하패턴 소비자의 시뮬레이션을 수행하였다. 그 결과 개선된 TOU 요금제도는 소비자에게 ESS를 활용할 충분한 유인을 제공하며, 판매사업자에게 지속적인 수요관리의 효과를 줄 수 있음을 증명하였다.

주요어 : 수요관리, 계시별요금제(TOU), 에너지저장장치(Energy Storage System, ESS), 용량산정, 운영최적화, GAMS

학 번 : 2017-26123

목 차

제 1 장 서론	1
제 2 장 모델의 수식화	8
제 1 절 모델 개요 및 목적 함수	8
제 2 절 제약조건	16
제 3 장 사례 시뮬레이션	19
제 1 절 시뮬레이션 기초 데이터	19
제 2 절 현재 TOU 기반 시뮬레이션	23
제 4 장 TOU 개선 및 시뮬레이션	25
제 1 절 효과적인 수요관리를 위한 TOU 개선	25
제 2 절 개선 TOU를 활용한 부하패턴별 시뮬레이션	34
제 5 장 결론	42
참고문헌	44
Abstract	48

표 목 차

[표 1.1] 전력산업 분야별 ESS 활용용도	6
[표 3.1] TOU 요금표	19
[표 3.2] TOU 계절별·시간별 구분	19
[표 3.3] 계절별 요금절감액과 ESS 투자비용	23
[표 4.1] TOU 개선방법별 요금절감액	27
[표 4.2] TOU 개선B의 조정비율에 따른 단가 및 절감액	28
[표 4.3] TOU 개선B의 조정비율에 따른 요금절감액	29
[표 4.4] 개선된 TOU 요금표	30
[표 4.5] EX1의 ESS 활용 전·후 비용 비교	31
[표 4.6] ESS 전력용량에 따른 EX1 소비자의 편익 변화	31
[표 4.7] EX1 소비자의 수요 변화	34
[표 4.8] EX2 소비자의 수요 변화	35
[표 4.9] EX3 소비자의 수요 변화	36
[표 4.10] EX2 소비자의 ESS 활용 전·후 비용 비교	37
[표 4.11] ESS 전력용량에 따른 EX2 소비자의 편익 변화	37
[표 4.12] EX3 소비자의 ESS 활용 전·후 비용 비교	38

그 립 목 차

[그림 1.1] 수요반응 프로그램(DRP)의 분류	2
[그림 1.2] 부하평준화를 통한 수요관리	5
[그림 1.3] ESS를 활용한 수요관리	5
[그림 2.1] ESS 최적용량 산출	9
[그림 2.2] ESS 활용 전·후 수요 비교	9
[그림 2.3] ESS 구성도	14
[그림 4.1] TOU 개선B의 조정비율에 따른 요금절감액	29
[그림 4.2] ESS 전력용량에 따른 EX1 소비자의 편익 변화	31
[그림 4.3] EX1 소비자의 수요 변화	34
[그림 4.4] EX2 소비자의 수요 변화	35
[그림 4.5] EX3 소비자의 수요 변화	36
[그림 4.6] ESS 전력용량에 따른 EX2 소비자의 편익 변화	37

제 1 장 서론

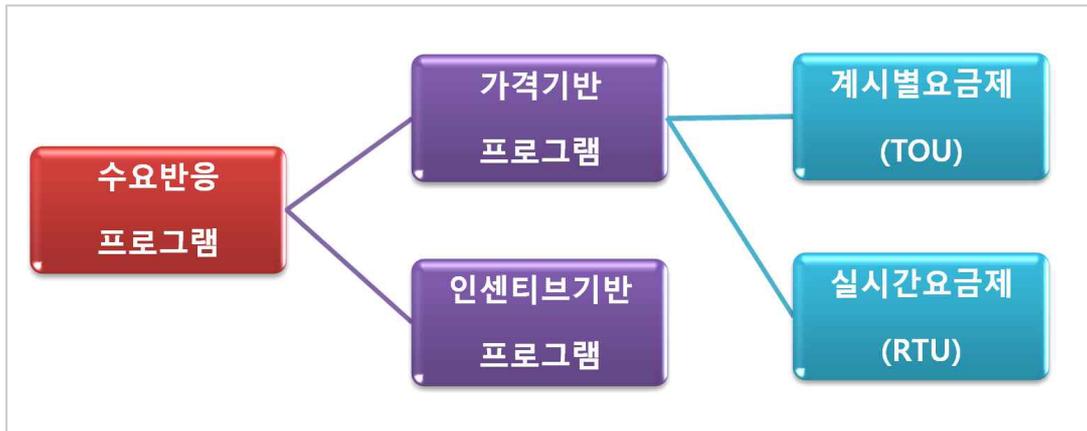
판매사업자의 사업목적은 최소의 비용을 투자해 소비자의 전기에너지 서비스 욕구를 충족시키는 것이다. 이를 위해 판매사업자는 전력공급설비 확충에 중점을 두어 왔으며, 공급자의 효율개선 등의 활동으로 비용을 최소화 하였다. 이런 방식을 공급측관리(Supply Side Management, SSM)방식이라고 한다. 그러나 최근 전원입지 확보난 가중, 전력설비 인근지역의 집단민원, 환경 규제의 강화, 전력설비 건설에 따른 막대한 투자 재원의 조달문제 등으로 공급설비의 적기확보가 어려워지고 있어 공급측 관리의 한계점이 드러나, 수요측 관리와의 최적 조합을 찾는 수요 관리의 중요성이 강조되고 있다[1,2].

SSM의 반대되는 개념인 수요관리(Demand Side Management, DSM 혹은 Demand Management, DM)은 판매사업자가 소비자 측의 에너지 수요를 제어하기 위해 다양한 프로그램을 실행하는 것을 말하며, 이런 프로그램들은 새로운 발전설비를 구성하지 않고도 추가적인 에너지와 용량자원을 제공해 줄 수 있다[3].

미국에너지부(The U.S. Department of Energy, DOE)는 판매사업자가 최종소비자에게 시간대별 다양한 전력요금을 부과하거나 혹은 인센티브를 지급하는 등의 혜택을 제공하여, 전력시장의 시장가격이 높을 때나 계통 안정도가 낮을 때 소비자 스스로 일상적인 전력사용 패턴과 다른 형태의 전력소비를 하도록 유도함으로써, 최소의 비용으로 소비자가 필요한 전기를 안정적으로 공급하기 위한 판매사업자의 제반활동을 수요반응(Demand Response, DR)이라고 정의하였다[4].

북미, 유럽 등 세계 많은 나라에서 수요자원이 공급자원(발전자원)과 동등하게 도매전력시장에 참여할 수 있도록 제도화 될 정도로 수요관리에 대한 중요성과 활용성의 변화되고 있다. 수요관리로 인한 전력계통의 피크전력 감소는 피크시간대의 계통한계가격(system marginal price, SMP)을 하락시켜 전력판매사업자의 전력구매비용을 낮추어 준다[31,32]. 특히, 우리나라 전력시장의 발전단가는 원자력발전이 60.8원/kWh이지만, LNG복합발전은 113.0원/kWh, 유류(Oil)는 165.4원/kWh로 전원별 발전단가 차이가 크고, 전력판매사업자의 전력구입단가는 최저 69.3원/kWh에서 최고 107.91원/kWh로 변동하며 특정시기에 고원가 발전의 비중이 상대적으로 높아진다[33]. 이에 소비자가 스스로 최대수요를 감축하거나 부하시간대를 이동하면 판매사업자의 전력구매비용을 낮추는데 크게 기여할 수 있다.

수요반응 프로그램(Demand Response Program, DRP)은 인센티브기반 프로그램(incentive-based demand response)과 가격기반 프로그램(price-based demand response)으로 나눌 수 있다[4,25]. 인센티브기반 프로그램은 소비자가 부하관리나 에너지 효율향상을 위한 별도설비를 구매하여 운영하거나, 사전에 합의된 감축목표를 달성하여 부하를 조정할 경우 보조금을 지원받는 형태의 수요관리 방식이다. 예를 들면, 소비자가 최대전력관리장치를 설치하는 경우 보조금을 지원받거나, ESS를 설치하여 경부하 시간대에 충전하면 경부하 충전요금의 50% 감면해주는 등의 방식이다. 하지만 이러한 인센티브 방식은 관리대상이 국소적이거나, 수요관리 효과가 유지되기 위해 지속적인 부가비용이 발생한다는 한계점이 있다.



[그림1.1] 수요반응 프로그램(DRP)의 분류

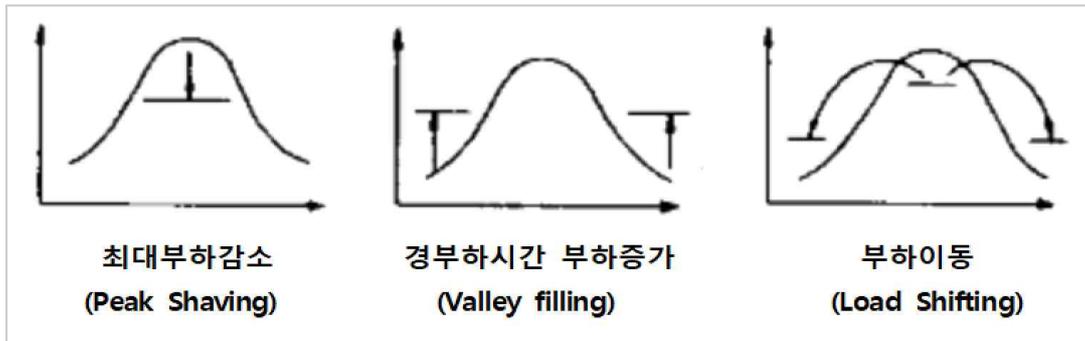
이와 달리 가격기반 프로그램은 전력사용량이 많은 시간대에는 비싼 요금을 부과하고 사용량이 적은 시간대에는 저렴한 요금을 부과하여, 소비자의 부하패턴을 판매사업자의 의도대로 변화되도록 유도하는 수요관리 방식이다. 이 방식은 추가비용 지출 없이 광범위한 소비자에게 장기적인 수요반응을 유도하는데 효과적이다. 가격기반 수요반응 프로그램의 대표적인 것으로는 실시간요금제(Real Time Pricing, RTP)와 계시별요금제(Time Of Use, TOU)가 있다. RTP는 전력수요에 따라 변동하는 전력시장가격을 소비자에게 실시간으로 반영하여 요금을 부과하는 방식으로, 판매사업자가 소비자의 전력량을 실시간으로 계량하고 요금을 결정·산출하는 기술적 제약이 있을 뿐 아니라 짧은 시간간격 내에 가격이 큰 폭으로 변동할 수 있어 전력시장의 불안정 요인이 될 수 있다는 의견 등으로 현재까지 널리 사용되고 있지는 않다[6].

TOU는 소비자에게 계절별·시간별로 두·세단계의 차등요금을 부과하여 전력수요가 높은 계절이나 시간대의 전력사용량을 줄이게 하거나 가격이

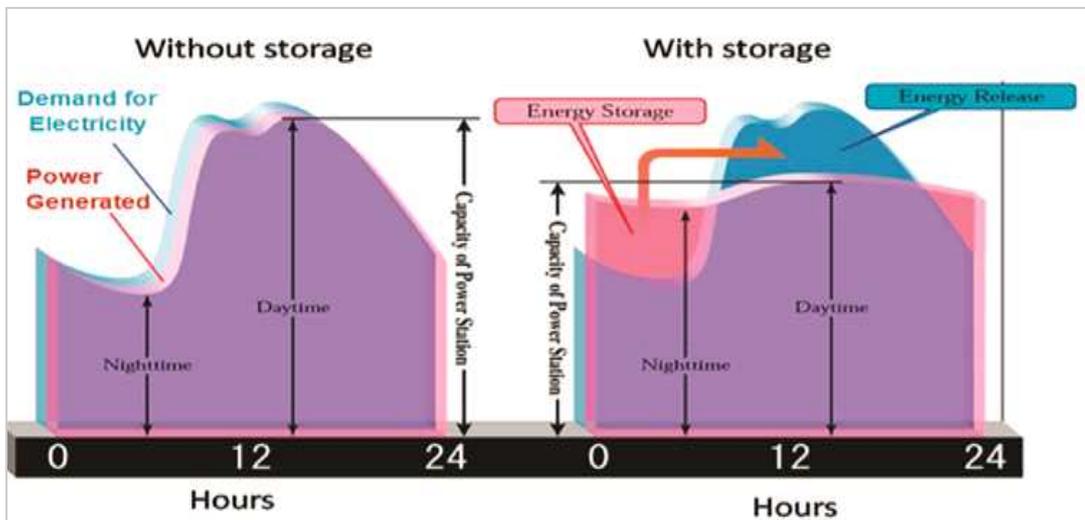
저렴한 시간대로 전력사용을 유도하는 방법이다. TOU 요금제는 PG&E(Pacific Gas and Electric, 미국), HO(Hydro Ottawa, 캐나다), TCP(Taiwan Power Company, 대만), KEPCO(Korea Electric Power Corporation, 한국) 등 여러 나라의 전력판매 회사에서 널리 사용되고 있다[5-10,25].

한국의 전력요금은 기본요금과 사용량요금으로 구성되어 있다. 한국의 특고압 표준전압인 22.9[kV], 154[kV], 345[kV]를 사용하는 소비자는 모두 최대수요전력 측정이 가능하며, 사용전력량을 정기적으로 통신망을 통해 서버에 전송할 수 있는 스마트미터가 설치되어 있다. 이러한 소비자의 기본요금은 계약전력이 아닌 최대수요전력과 연동되어 산정된다 [11]. 판매사업자는 최대수요 전력계를 설치한 소비자에게 계약전력이 아닌 연중 최대전력을 기준으로 기본요금을 부과함으로써 전기요금 절감을 위해 고객 스스로 최대수요를 억제하도록 유도한다. 그리고 한국의 사용량요금 산정은 “여름-봄가을-겨울” 세단계의 계절 구분과 “경부하-중간부하-최대부하” 세단계 시간구분으로 구성된 TOU 요금제를 적용함으로써 소비자에게 수요반응을 유도한다.

전력시장에서 소비자의 최종 목적은 전기를 필요한 만큼 충분히 쓰면서 전력요금을 최소화 하는 것이다. 위와 같이 판매사업자가 계절별·시간별 요금을 차등하여 사용량 요금을 부과하고 피크전력과 연동된 기본요금을 산정하면, 소비자는 최대부하감소(Peak Shaving), 경부하시간 부하증가(Valley Filling), 부하이동(Load Shifting) 등 수요평탄화(Load Flattening)로 반응한다[그림1.2][10].



[그림1.2] 부하평준화를 통한 수요 관리[10]



[그림1.3] ESS를 활용한 수요 관리[15]

이에 대해 [그림1.3]에서 보듯이 전력요금이 저렴한 시간대에 전기에너지를 저장했다가 필요한 시기에 방전하여 전기에너지를 공급해주는 에너지저장장치(Energy Storage System, ESS)는 소비자에게 좋은 대응전략이 될 수 있다. ESS는 물리적, 화학적 또는 전자기적 형태 등 다양한 저장방법으로 잉여 생산·공급된 에너지를 저장했다가 필요한 시기에 에너지를 공급 할 수 있는 시스템 또는 장치로서, 국내외에서 기술개발이 활발히 진행 중이며 다양한 실증사례와 상용모델이 등장하고 있다[12-15].

[표1.1] 전력산업 분야별 ESS 활용용도

전력 분야	ESS 활용용도	
발전	전력공급 시간대 이동을 통한 차익거래	
	발전 지연 및 증감발 완화를 통한 시스템 균형화	
	발전설비 보수시 대체 전력 공급	
계통 · 망	전력계통 보조서비스 (Ancillary service)	주파수 제어
		전압 및 무효전력 제어
	송전망 혼잡 완화	
	송배전간 지연 조정	
	마이크로그리드, 분산전원 운영 보완	
소비자	수요 시간대 이동	TOU 요금 최적화
		최대수요 삭감
	주파수, 전압 안정화를 통한 소비전력 품질 향상	
	계통정전 대비 비상전원공급을 통한 전력신뢰도 향상	

ESS는 [표1.1]와 같이 전력산업에 활용되고 있다. 발전분야에 활용될 때는 시스템 출력 안정화와 발전시간대 이동을 통한 차익거래로 수익창출이 가능하고, 전력계통에 활용될 때는 발전기 자체기동(Black start)을 위한 전원공급, 주파수나 무효전력 및 전압을 조정하는 등의 계통보조 서비스(Ancillary service)를 포함해 송전망 혼잡 완화, 마이크로그리드이나 분산전원의 운영 보완 등의 역할을 수행 할 수 있다[12-14].

이러한 ESS가 수요관리의 수단으로 최종 소비자에게 활용된다면 판매사업자와 소비자 모두에게 편익을 가져다 줄 수 있다. 소비자는 전력시간대를 이동시킴으로서 최대수요를 관리할 수 있고 TOU 요금제 하에서 단

가가 저렴한 시간대로의 부하이동을 통한 전력요금 절감이 가능하다 [12,13]. 판매사업자는 소비자의 자발적이고 지속적인 수요관리 참여를 유도하고 전력계통의 피크전력을 낮추어 판매사업자의 전력구매비용을 줄일 수 있다. 따라서 판매사업자는 소비자의 ESS 활용을 적극 유도해야 할 것이다.

하지만 이러한 장점들에도 불구하고 ESS의 높은 투자비는 소비자가 보편적으로 ESS를 활용할 수 없는 걸림돌이 되고 있다. 따라서 TOU 요금제를 적용받는 소비자가 ESS를 설치할 경우 경제성을 분석하여 최적의 ESS 용량을 선정하고 효율적으로 운영하기 위한 상세한 연구가 필요하다[16-18].

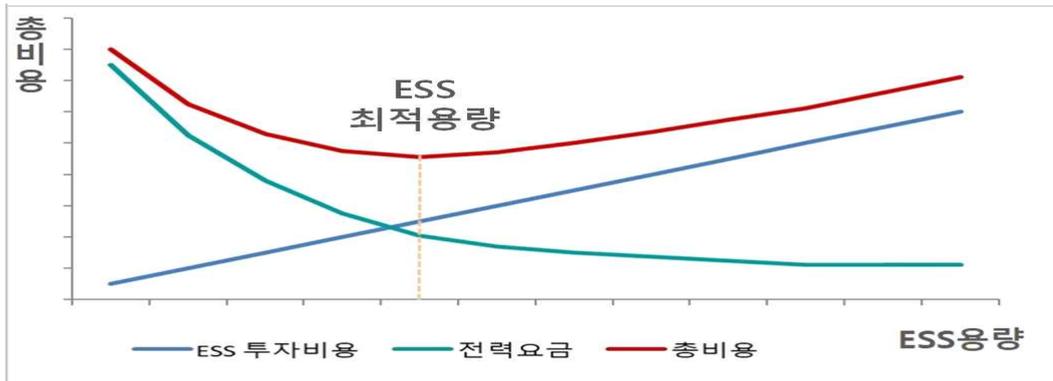
이 논문에서는 한국에서 TOU 요금제를 적용받는 전력소비자가 ESS를 활용하여 수요관리와 요금절감 편익을 기대 할 경우, 투자비용과 편익을 산출하여, ESS 운영자인 소비자 입장에서 경제성이 있는지 그리고 판매사업자 입장에서 현재 TOU 단가가 소비자에게 합리적인 수요반응을 유도할 수 있는지에 대해 분석할 것이다. 이를 위해 제2장에서 연구모델을 설정하고 다양한 부하에 맞는 최적의 ESS용량과 시간대별 충방전량을 산출할 목적함수와 제약조건을 수식 할 것이다. 그 다음 제3장에서 사례 소비자의 데이터를 활용한 시뮬레이션을 통해 ESS 투자비용을 포함한 총 소요비용과 절감비용을 산출해 볼 것이다. 이와 함께 현행 TOU 제도가 ESS 활용에 어떠한 유인을 제공하는지, ESS 활용 후 수요관리의 효과가 어떻게 나타나는지 살펴볼 것이다. 이 결과를 바탕으로 4, 5장에서는 효율적인 수요관리를 위한 TOU 요금제 개선방안을 제안하고, 다양한 부하패턴 소비자의 사례분석을 통한 검증을 시행하여 결론을 도출할 것이다.

제 2 장 모델의 수식화

제 1 절 모델 개요 및 목적 함수

ESS가 설치된 소비자는 전력계통(Main Grid)에서 받는 에너지량과 ESS의 충·방전 에너지량을 스스로 제어할 수 있기 때문에, 계통과 연결된 일종의 “마이크로그리드(Microgrid)”라고 볼 수 있다. 일반적으로 마이크로그리드의 투자비용과 전력요금, 발전량 구성 및 연료비 문제 및 에너지저장, 탄소배출권 등의 문제는 크게 두 가지 방식으로 해결한다. 선형(Linear), 비선형(Nonlinear), 확률론적(Stochastic), 동적(Dynamic), 미차등(Non-differential) 프로그래밍 등의 모델링을 적용하여 최적화하거나, 발견적접근(Heuristic Approach), 에이전트기반접근(Agent Based Approach), 진화적인접근(Evolutionary Approach), 모델예측제어접근(Model Predictive Control), 신경망접근(Neural Network Approach)방식의 방정식을 풀어 문제를 해결한다[26].

이 논문에서는 비선형 모델 중 MINLP(Mixed Integer Nonlinear Programming) 모델을 활용한 목적함수를 수립하고 이를 최적화함으로써, 전력요금을 최소화하고 적정한 ESS 용량과 시간별 충·방전스케줄을 구하는 문제를 풀 것이다[23]. 그리고 ESS만의 운영전략 분석하기 위해 소비자는 전력계통을 통해서만 전력을 공급받으며, 태양광 등의 분산전원을 설치하지 않고 상계거래를 하지 않는 고객으로 모델링한다. 계통은 소비자에게 안정적인 전력을 충분히 공급하며, 소비자는 계약전력을 초과하지 않는 전력을 사용한다. 선로의 제약조건은 무시한다.



[그림2.1] ESS 최적용량 산출



[그림2.2] ESS 활용 전·후 수요 비교

[그림2.1]은 ESS 투자비와 소비자의 전력요금에 대한 상관관계를 통한 ESS 최적용량 산정의 개념을 보여준다[19]. ESS의 용량을 결정하는 문제는 ESS를 사용했을 때 발생하는 투자비와 운영비용의 합을 최소화하는 방법으로 풀 수 있다. [그림2.2]는 ESS 활용 전·후의 수요변화를 나타낸 그림이다. 큰 사이즈의 ESS는 투자비는 많이 들지만, 많은 양의 전력에너지를 저장할 수 있고 최대부하 시간대의 전력사용량을 효과적으로 줄여줄 것이다. 반면 작은 사이즈의 ESS는 ESS의 투자비용은 줄여주지만 최대부하를 삭감하는 효과나 부하이동에 대한 효과는 적어 상대적으로 전력요금이 많이 나올 것이다.

ESS의 경제성 검토는 ESS 용량에 따른 ESS의 투자비용과 TOU 요금 체계에서 발생하는 편익의 비교가 핵심으로 이 논문에서는 ESS의 용량을 변수로 놓고 투자비와 경제성을 살펴볼 것이다. ESS의 설비투자비와 편익을 비교하여 경제성을 분석하는 방법에는 회수기간법(Payback Period Method), 순현재가치(Net Present Value, NPV), 비용편익분석방법(Benefit/Cost Analysis, B/C) 등의 방법을 사용하기도 한다[27,28]. 회수기간법은 최초 투자비(-)에서 기간별 이익(+)을 합산하여 누적 현금흐름의 가치가 음(-)에서 양(+)으로 변하는 시점, 즉 손익분기점에 도달하는 기간을 산출하는 방법이다. NPV는 연간 할인율(이자율)을 고려한 현금유입(Cash Inflow)의 현재가치와 현금유출(Cash Outflow)의 현재가치 합계를 구하여 산출된 값이 0보다 클 경우 경제성이 있다고 판단하는 방법이다. B/C는 현금유입의 현재가치(Benefit)를 현금유출의 현재가치(Cost)로 나누어(B/C) 이 값이 1보다 클 경우 경제성이 있는 것으로 보는 방법이다.

이러한 방법들은 ESS의 용량이나 충·방전 시간이 고정되어 있거나 몇 가지 사례를 검토할 때 적절한 반면 이 논문처럼 ESS 용량과 시간단위의 충·방전량이 변수이고 이를 최적화하는 함수에서는 적용하기에는 어려움이 있다. 국내외 다양한 선행연구에서 할인율 적용 없이, 마이크로그리드를 운영하거나 ESS를 활용하는 기간 동안의 총 비용과 총 편익을 계산하거나, 연간 투자비용과 연간 편익을 비교하여 연구를 수행하였으며[4-6,19,25,26], 이 논문에서는 모든 비용을 연간비용으로 환산하여 목적함수를 수립하였다.

위 내용들을 바탕으로 ESS를 설치한 후 소비자가 최종 지불하는 비용 Z [원]의 목적함수를 아래와 같이 식 (2.1)~(2.6)로 수립하였다.

$$\min Z = C_B + C_{ESS} \quad (2.1)$$

$$C_B = C_D + C_U \quad (2.2)$$

$$\begin{aligned} &= \sum_{m=1}^M [\rho_d \cdot \{ \max D_Z(m, d, h) \}] \\ &+ \sum_{m=1}^M \sum_{d=1}^D \sum_{h=1}^H [\rho_u(m, d, h) \cdot D_Z(m, d, h)] \end{aligned} \quad (2.3)$$

$$C_{ESS} = C_E + C_P \quad (2.4)$$

$$= X \cdot C_{energy} + Y \cdot C_{power} \quad (2.5)$$

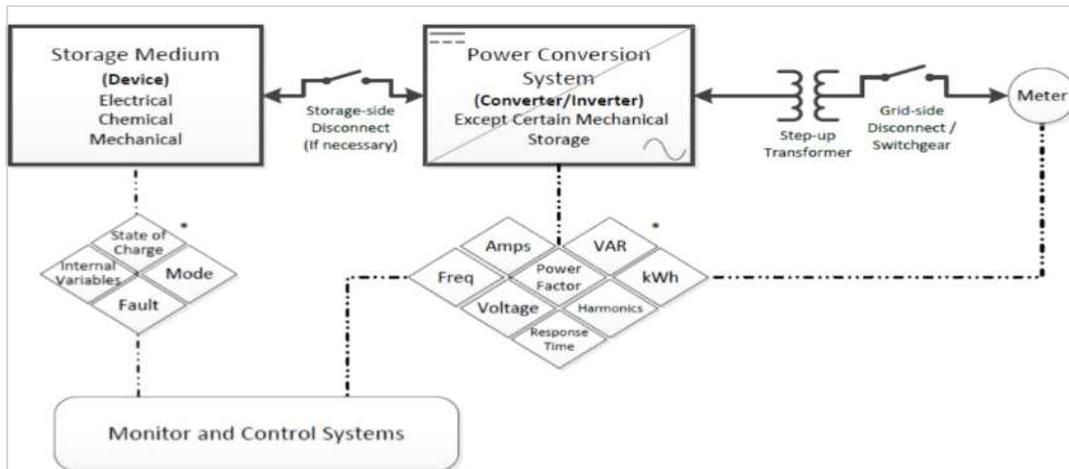
$$\begin{aligned} &= \frac{\max[SOC(m, d, h)]}{\alpha} \cdot C_{energy} \\ &+ \frac{\max[|D_{ESS}(m, d, h)|]}{\beta} \cdot C_{power} \end{aligned} \quad (2.6)$$

Z : 소비자가 지불하는 총 비용 [원]
 C_B : 소비자의 전력요금(Electricity Bill) [원]
 C_{ESS} : ESS 투자비(ESS Investment Cost) [원]
 C_D : 기본요금(Demand Charges) [원]
 C_U : 사용량요금(Usage Charges) [원]
 ρ_d : 기본요금 단가 [원/kW]
 $\rho_u(m, d, h)$: m달 d날 h시각의 사용량요금 단가 [원/kWh]
 $D_0(m, d, h)$: m달 d날 h시각의 소비자 고유 수요[kW]
 $D_Z(m, d, h)$: m달 d날 h시각의 ESS 적용 후 소비자의 수요[kW]
 C_E : ESS의 에너지용량 비용 [원]
 C_P : ESS의 전력용량 비용 [원]
 X : ESS의 에너지용량 [kWh]
 Y : ESS의 전력용량 [kW]
 C_{energy} : ESS의 에너지용량 단가 [원/kWh]
 C_{power} : ESS의 전력용량 단가[원/kW]
 $SOC(m, d, h)$: m달 d날 h시각의 ESS 충전잔량 [kWh]
 $D_{ESS}(m, d, h)$: m달 d날 h시각의 ESS 총방전량 [kW]
 $D_{ch}(m, d, h), D_{dis}(m, d, h)$: m달 d날 h시각의 ESS 총방전량 [kW]
 α : ESS 에너지용량 계수
 β : ESS 전력용량 계수

소비자의 (h-1)시 00분 ~ h시 00분까지 누적 사용량[kWh]은 h시의 사용량[kWh]으로 전력량계와 판매사업자의 관리시스템에 기록되며, 이때 기록되는 수치는 시간단위 사용량[kWh/h=>kW]으로 해당 시간의 “수요 전력(Demand Power)[kW]”으로도 볼 수 있다. [그림2.1]은 소비자의 매 시각 사용량을 그래프로 표현한 것이다. m달 d일 h시의 소비자 고유수요 [kW] $D_0(m,d,h)$ 는 이에 대응되는 m달 d일 h시 ESS의 충·방전 전력[kW] $D_{ESS}(m,d,h)$ 와 가감되어 소비자의 최종수요[kW] $D_Z(m,d,h)$ 가 된다.

여기서, ESS 투자비용 C_{ESS} 는 소비자가 ESS를 설비하고 운영하는데 필요한 비용, ESS의 구매비용, 설치비용 및 운영 시 발생하는 열화 및 효율 등을 감안한 ESS 관련 모든 비용을 합한 것에서 전력요금을 제외한 비용이다. 소비자가 전력판매 사업자에게 전력을 구매하고 지불하는 전력요금 C_B 는 기본요금과 사용량 요금으로 구성된다.

기본요금은 최대수요전력 연동방식으로 적용된다. 매월 기본요금 적용 전력의 산정은 검침 당월을 포함한 직전 12개월 중 12월분, 1월분, 2월분, 7월분, 8월분, 9월분 및 당월분의 최대수요전력 중 가장 큰 최대수요 전력으로 적용한다[11]. C_D 는 매월 사용량 중 가장 큰 값을 그 달의 피크전력으로 기록하고 최근 12개월간 기록된 피크전력 중 가장 큰 피크 전력 값에 고정된 용량요금 단가인 ρ_d [원/kW]를 곱해 12개월 동안 매월 소비자에게 청구된다. 한편, 사용량 요금인 C_U [원]는 계절별·시간대별 분류된 사용량단가 $\rho_u(m,d,h)$ [원/kWh]와 각 시점의 수요 $D_Z(m,d,h)$ [kW]를 시간[h]별로 곱해서 더한 것이다[19,20].



[그림2.3] ESS 구성도(IEEE[21])

ESS는 크게 저장장치부분(Storage Medium)과 전력변환장치(Power Convert System, PCS) 및 시스템 관리 장치들로 구성되어 있다. 시스템 관리 장치는 통신, 모니터링, 제어장치 등을 포함하며 시스템의 균형을 맞추어 ESS가 안정적으로 운영될 수 있는 보조적인 역할들을 수행한다. ESS는 이러한 요소를 바탕으로 고정된 전력용량(Power Capacity)과 에너지용량(Energy Capacity)의 특징을 결정한다. 전력용량은 ESS가 제공할 수 있는 순간적인 출력의 최대값으로 kW나 MW의 단위를 사용한다. 에너지용량은 ESS가 저장할 수 있는 전기에너지의 총량으로 kWh나 MWh의 단위를 사용한다[그림2.3][21].

식(2.4)~(2.5)는 ESS의 에너지용량이나 전력용량이 커지면 이에 비례하여 설비투자비와 설비운영비는 증가하는 것을 보여준다. 이 비용 중 전력용량 1kW이 커지면 증가하는 비용은 C_{power} [원/kW]이고, 저장장치 용량이 1kWh 늘어날 때 마다 증가하는 비용은 C_{energy} [원/kWh]이다[19,22]. 이 비용들은 전력요금을 제외한 설비구입 및 설치

비용과 운영비, 설비교체 비용을 모두 더하여 각 구성요소의 내용연수로 나누어 연간 비용으로 환산하여 구한 상수이다[6].

ESS의 충전잔량(State of Charge, SOC)는 ESS 내에 어느 정도의 에너지가 저장되거나 소비되어 남아있는지에 대한 해당 시점의 상태 값으로 ESS 운영상 중요한 변수이다. 우리가 구하고자 하는 ESS의 최적 에너지용량 X [kWh] 는 SOC의 최대값으로 결정하면 가장 경제적이다. 이때 ESS 에너지용량에 대해 한번에 최대로 충전 가능한 비율(Depth of Discharge, DOD)과 저장효율(Storage Efficiency) 등을 고려한 계수 α 로 나누어 X 값을 보정한다. 사용할 ESS의 DOD가 90%이면 α 에 0.9를 반영하고, 사용할 ESS 상용모델의 충전 가능한 범위가 10%~90%일 경우 실제 활용가능한 SOC의 범위는 80%이므로 α 에 0.8를 반영한다. ESS의 최적 전력용량 Y [kW]은 ESS가 충·방전한 전력 D_{ESS} [kW]의 최대값에 ESS 각 모델별 충방전 전환효율(AC-DC Conversion Efficiency) 등을 고려한 계수 β 로 나누어 계산한다[21].

제 2 절 제약조건

1. 전력균형 및 계약전력 제한조건

$$D_Z(m, d, h) = D_0(m, d, h) + D_{ESS}(m, d, h) \quad (2.7)$$

$$0 \leq D_0(m, d, h), D_Z(m, d, h) \leq D_{cont} \quad (2.8)$$

$$D_{ESS}(m, d, h) = D_{ch}(m, d, h) - D_{dis}(m, d, h) \quad (2.9)$$

$$D_{ch}(m, d, h) \geq 0, \quad D_{dis}(m, d, h) \geq 0 \quad (2.10)$$

$$D_{ch}(m, d, h) \cdot D_{dis}(m, d, h) = 0 \quad (2.11)$$

식 (2.7)은 $D_Z(m, d, h)$ 는 소비자의 원래 수요량 $D_0(m, d, h)$ 에 ESS의 충방전량 $D_{ESS}(m, d, h)$ 를 가감하여 최종적으로 전력계통에서 공급받는 수요량이며, 식 (2.8)는 ESS를 사용여부에 관계없이 전력계통에서 소비자는 계약전력 이상의 전력은 소비하지 않는 조건이다, 식 (2.9)~(2.11)은 충전량과 방전량은 음수가 아니며, 동시에 값을 가질 수 없다는 제약조건이다. 충전량과 방전량의 차인 충방전량 $D_{ESS}(m, d, h)$ 가 양수일 때 ESS는 충전모드, 음수일 때는 방전모드, 0일대는 대기모드이다.

2. ESS 충전량과 SOC 제약조건

$$\sum_{h=1}^H [D_{ch}(m, d, h)] = \sum_{h=1}^H [D_{dis}(m, d, h)] \quad (2.12)$$

$$SOC(m, d, 24) = 0 \quad (2.13)$$

$$SOC(m, d, h+1) = SOC(m, d, h) + D_{ESS}(m, d, h+1) \quad (2.14)$$

$$SOC(m, d, h) \geq 0 \quad (2.15)$$

$$D_Z(m, d, h) \leq \max[D_0(m, d, h)] \quad (2.16)$$

$$Y \leq X \leq 14Y \quad (2.17)$$

TOU 요금제는 하루마다 순환하는 요금제이므로 당일 충전한 에너지는 다음 날에 방전할 필요가 없으며, 그럴 경우 ESS의 에너지용량만 커져서 투자비용이 증가하게 된다. 따라서 식 (2.12)처럼 하루 동안 충전량의 총합은 하루 동안의 방전량과 같으며, 식 (2.13)에서 보듯 매일 24시가 되면 충전잔량은 0으로 당일 충전한 모든 에너지를 방전하는 전략으로 운영한다. 식 (2.14)~(2.15)은 SOC는 음수가 아닌 수로 시간의 흐름에 따라 연속성을 지닌다. SOC 유효충전 구간이 정해져 있는 ESS는 목적함수 부분에서 설명했듯이 제약조건에서 유효충전 구간의 값만 계산한 뒤 목적함수에서 식 (2.14)의 α 값을 적용하여, 실제 유효 SOC량 구간을 고려한 값으로 환산하면 된다.

우리가 ESS를 활용하는 목적에 부합하기 위해 식 (2.16)에서 보듯 ESS

를 충방전한 후의 전력은 ESS 활용 전 고유 수요전력을 넘지 않아야한다. 그리고 식 (2.17)은 ESS의 전력용량과 에너지용량과의 관계를 나타낸다. TOU 요금제는 경부하가 10시간, 중간부하 8시간, 최대부하 6시간으로 ESS는 전력요금 최소화를 위해 요금이 저렴할 때(경부하 혹은 중간부하) 충전하여 비쌀 때(최대부하 혹은 중간부하) 방전할 것으로 예상된다. 따라서, 최대방전시간 14시간은 넘지 않을 것이다.

제 3 장 사례 시뮬레이션

제 1 절 시뮬레이션 기초 데이터

[표3.1] TOU 요금표

구분		기본요금 (원/kW)	전력량요금[원/kWh]			
			시간대	여름철 (6월~8월)	봄·가을철 (3~5, 9~10월)	겨울철 (11월~2월)
고압 A	선택 Ⅱ	8,320	경부하	56.1	56.1	63.1
			중간부하	109.0	78.6	109.2
			최대부하	191.1	109.3	166.7

[표3.2] TOU 계절별·시간별 구분

계절별 시간대별	여름철 (6월~8월)	봄·가을철 (3~5, 9~10월)	겨울철 (11월~2월)
경부하 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	12:00~13:00 17:00~23:00

시뮬레이션에 적용하는 전력요금 단가는 2018년 한국전력공사에서 적용 중인 계약전력 “일반용전력”의 선택구분 “고압A, 선택Ⅱ”의 TOU 요금 단가를 적용한다. 전기공급약관 제18조(전기사용장소) 및 제18조의 2(전기사용계약단위)의 관련으로 한전에서는 소비자의 전력사용 용도에 따라

산업용, 일반용, 주택용, 교육용, 농사용 등의 전기사용계약단위별 계약종별을 구분하여 요금단가를 책정한다. 그중 일반용 및 산업용 전력은 한국전력공사 판매량 전체의 78.2%를 차지한다. 한전은 표준전압 22.9kV 이상을 사용하는 일반용, 산업용 소비자 전체에게 TOU 요금제를 도입하고 있으며, 계약전력에 따라 300kW 미만은 갑종, 300kW 이상은 을종, 그리고 사용전압에 따라 고압A, 고압B로 세부적으로 다시 나눈다. 그리고 소비자는 자신의 사용량에 따라 선택 I, II, III의 요금단위를 선택할 수 있다[11].

이 시뮬레이션에서는 한전에서 22.9kV의 전압으로 전력을 공급받는 계약전력 300kW이상 일반용(을)전력 사용자 중 85.1%가 선택하여 사용하고 있는 “일반용전력(을) 고압A 선택II”의 요금단가를 기준으로 비용을 산출해 볼 것이다[표3.1]. 한국의 TOU 요금제는 계절별 3단계, 시간대별 3단계의 TOU 요금단가를 사용한다[표3.2]. 이 논문에서는 각 계절별 부하특성을 모두 반영하기 위해 1월(겨울철), 4월(봄가을철), 7월(여름철)의 데이터를 적용하여 ESS 활용과 미활용 시 편익을 비교하였다.

한전에서는 소비자의 전력사용량을 15분 단위로 서버에 저장하며 이 데이터를 합산하여 1시간 단위의 사용량을 산출한다. 한전에서 이 정보를 iSAMRT 홈페이지(<https://pccs.kepco.co.kr/iSmart/>)를 통해 소비자에게 공개하고 있다. iSAMRT에서 제공하는 고객 전력데이터의 1시간 단위 사용량은 그 시각의 수요전력이 되며, 매시간단위 전력사용량과 각 시간별 단가를 곱해 시간당 사용량 요금이 계산된다[24].

기본요금은 매월 기본요금 적용전력은 직전 12개월 중 여름철과 겨울철 및 당월분의 최대수요전력 중 가장 큰 최대수요전력으로 적용하여 계산한다[11]. 시뮬레이션에서 기본요금 적용전력은 ESS 미활용 경우 기존에 발생한 최대전력이 적용되며, ESS 활용 시는 목적함수를 통해 최적화된 최대전력을 적용하여 기본요금이 산정된다.

사례소비자 EX1는 업무시설과 쇼핑시설을 갖춘 복합건물로 2017년 7월에 최대전력 24.3MW를 기록하였으며, 계약전력 60.0MW로 서울에서 일반용 전력을 사용하는 소비자 중 단일계약전력이 가장 큰 소비자이다. 이 소비자는 전형적인 일반용 전력의 부하패턴을 가지고 있다.

TOU 요금제를 적용받는 전력사용자가 ESS 활용 시 발생하는 편익을 계산하는 과정에서 상수로 적용되는 “ESS 투자비용”은 기술발전과 시장 상황에 따라 계속 변화된다. 이 논문에서는 ESS 최적화 선행 논문 중 투자비용을 연간비용으로 환산하여 적용한 IEEE의 논문[19]에서 적용한 ESS 전력용량 단가 44,000[원/kW·년], 에너지용량 단가12,100[원/kWh·년](원달러 환율 1,100원으로 산정)을 적용하여 시뮬레이션을 수행하였다. 시뮬레이션에서 충전효율과 충전전 전환효율 등은 무시하겠다. 즉, α 와 β 는 1로 고정하고 계산하겠다.

사례 소비자의 사용량 데이터와 위에서 도출한 MINLP(Mixed Integer Nonlinear Programming) 모델의 목적함수와 제약조건을 GAMS(The General Algebraic Modeling System)로 최적화하여 결과를 산출하였다 [23]. 에너지관리 분야의 문제를 풀 때 사용하는 툴(Tool)은 GAMS 외에

도 Anylogic, CPLEX, DigSILENT Power Factory, DSTATCOM DSpace, FuseViz, MATLAB/Simulink, MATPOWER, SCENRED 등 다양한 프로그램이 있으며, 이중에서 GAMS는 비선형, 선형, 혼합정수 (Mixed Integer)모델이나 이들이 복합된 큰 규모 모델의 대수적 방정식을 수립하고 최적화하는데 적합하다[26].

제 2 절 현재 TOU 기반 시뮬레이션

[표3.3] 계절별 요금절감액[원/1kWh]과 ESS 투자비용[원/1kW-1kWh]

구분		전력량요금[원/kWh]			계
		여름철 (92일)	봄·가을철 (153일)	겨울철 (120일)	
전력 요금 절감액	요금단가 차이 최대값	135.0	53.2	103.6	-
	최대 절감액	12420.0	8139.6	12432.0	32991.6
ESS 투자비	kWh당 전력비용	11090.4	18443.8	14465.8	44000.0
	kWh당 에너지비용	3049.9	5072.1	3978.1	12100.0
	투자비 소계	14140.3	23515.9	18443.8	56100.0
절감액 / 투자비		87.83 %	34.61%%	67.40%	58.81%

주1) 현재 요금단가는 0.1원단위로 사용되고 있어, 산출비용은 0.01원 단위까지 계산 후 반올림으로 산출하여 합산금액이 개별금액 합과 일치하지 않을 수 있음

ESS 단가 44,000[원/kW·년], 12,100[원/kWh·년] 및 사례소비자의 실제 사용량 데이터를 적용하여 GAMS프로그램으로 시뮬레이션한 결과 현재 TOU 전기요금제에서는 적정한 **ESS 사이즈는 0kW-0kWh**이며, 충방전 운영스케줄을 계산할 수 없다는 결과가 나왔다. 즉 ESS를 사용하지 않는 것이 소비자에게 더 경제적이라는 말이다.

왜 이렇게 나온 것인지 [표3.3]을 통해 분석해보자. 현재 TOU 요금은 시간대별 요금의 단가차가 가장 많이 나는 여름철이라도, 요금이 저렴한 경부하 시간에 충전하고 요금이 비싼 최대부하 시간에 방전하면 매 시간 135원(=191.1원-56.1원) 절약될 뿐이다. 경부하 시 충전 및 최대부하 시 방전하는 단순한 방식으로 얻는 시간별 이익을 현재 계절별 단가로 계산

해보면 절감되는 금액은 kWh당 32991.6원이 된다. 이에 반해 ESS 1kW-1kWh당 설치투자비는 56,100원이 투입된다. 그러므로 최종소비자는 피크저감 효과에 따른 kW당 8,320원의 기본요금 감액 효과를 반영하더라도, 현재의 TOU 단가로는 ESS 투입된 비용의 손익분기점을 넘기지 못하여 소비자의 ESS 활용 및 유효한 수요관리 효과를 유도할 수 없다.

제 4 장 TOU 개선 및 시뮬레이션

제 1 절 효과적인 수요관리를 위한 TOU 개선

그렇다면 4장에서는 TOU가 어떻게 개선이 되어야 전력망에서 소비자들이 ESS를 활용한 수요관리에 적극 참여할 것인지, TOU 요금제를 개선해보자. 이때, TOU 요금단가의 조정은 평균요금의 조정 없이 경부하와 최대부하의 단가차이만 조정하여야 요금인상의 개념이 아닌 순수한 수요관리를 위한 요금개편으로서 소비자와 전력시장에서 설득력을 얻을 것이다.

[표3.3]을 다시 살펴보면 ESS 투자비 대비 전력요금 절감액의 계절별 비율의 차이가 큰 것을 알 수 있다. 그럼 우선 각 계절별로 ESS 투자비용이 회수되는 것을 목적으로 TOU를 개선해보자(개선방안A). 계절별 요금절감 목표금액은 계절별 ESS 투자비이고, 그 금액을 초과할 때까지, 경부하 단가는 0.1%씩 하락시키고 최대부하 단가는 0.1%씩 상승시킨다.

이때 중간부하 단가는 식(4.1)과 (4.2)와 같이 시간가중치 계절평균단가(MP_{S_n})와 계절가중치 연간평균단가(MP)를 변화시키지 않는 값을 산출하여 적용하였다. 여기서 TOU 단가의 경부하, 중간부하, 최대부하의 시간 비중이 다르므로 시간가중치를 고려하여 계절평균단가는 각 시간대별 요금단가에 각각 24시간 중 10시간, 8시간, 6시간의 비율을 곱한 후의 평균으로 계산하였다. 이와 같은 방법으로 계절별 일수 비율이 365

일 중 여름철 92일, 봄가을철 153일, 겨울철 120일로 다르므로 계절가중치 연간평균단가는 계절일수 비율 가중치와 계절평균단가를 통해 구한다. 이 값들이 현행 TOU 평균과 일치하는 값을 중간부하 값으로 산정하여 전체 전력요금의 평균을 조정하지 않고 TOU를 조정하였다.

$$MP_{S_n} = \rho_{Snh1} \times r_{h1} + \rho_{Snh2} \times r_{h2} + \rho_{Snh3} \times r_{h3} , n=1,2,3 \quad (4.1)$$

$$MP = MP_{S1} \times r_{S1} + MP_{S2} \times r_{S2} + MP_{S3} \times r_{S3} \quad (4.2)$$

MP_{S_n} : n 계절의 시간가중치 계절평균단가

(n=1 여름철, n=2 봄·가을철, n=3 겨울철)

MP : 계절가중치 연간평균단가

$\rho_{Snh1}, \rho_{Snh2}, \rho_{Snh3}$: n계절 경부하, 중간부하, 최대부하 요금단가

r_{h1}, r_{h2}, r_{h3} : 경부하, 중간부하, 최대부하 시간비율

(각 10시간/24시간, 8시간/24시간, 6시간/24시간)

r_{S1}, r_{S2}, r_{S3} : 여름철, 봄가을철, 겨울철 계절비율

(각 92일/365일, 153일/365일, 120일/365일)

[표4.1]를 보면 개선방안A에서는 여름철단가를 7.6%만 조정해도 손익분기점을 넘지만 봄가을의 경우 60.8%를 조정해야만 계절별 손익분기점을 넘는다. 이렇게 단가를 조정하면 ESS 투자비에 대한 소비자의 요금절감이 가능하여 소비자의 ESS 활용은 늘어날 수 있다.

[표4.1] TOU 개선방법별 요금절감액 산출

[원/1kW-1kWh]

구분		전력량요금[원/kWh]			요금 절감액 [원]	
		여름철 (92일)	봄·가을철 (153일)	겨울철 (120일)		
현행	경부하(10시간)	56.1	56.1	63.1	현재 32991.6	
	중간부하(8시간)	109.0	78.6	109.2		
	최대부하(6시간)	191.1	109.3	166.7		
		단가차 최대값	135.0	53.2	103.6	목표 56100.0
		계절별 절감 목표액	14140.3	23515.9	18443.8	
		MPs	107.5	76.9	104.4	
		MP	93.7			
개선 A	계절별 조정비율	7.6%	60.8%	21.9%	56149.0	
	경부하(10시간)	51.8	22.0	49.3		
	중간부하(8시간)	103.6	71.5	99.1		
	최대부하(6시간)	205.6	175.8	203.2		
		단가차 최대값	153.8	153.8		153.9
		계절별 절감액	14149.6	23531.4		18468.0
		MPs	107.5	76.9		104.4
		MP	93.7			
개선 B	계절별 조정비율	30.6%	30.6%	30.6%	56133.8	
	경부하(10시간)	38.9	38.9	43.8		
	중간부하(8시간)	86.7	75.0	95.2		
	최대부하(6시간)	249.6	142.7	217.7		
		단가차 최대값	210.7	103.8		173.9
		계절별 절감액	19384.4	15881.4		20868.0
		MPs	107.5	76.9		104.4
		MP	93.7			

주2) 현재 요금단가는 0.1원단위로 사용되고 있어, 산출비용은 0.01원 단위까지 계산 후 반올림

[표4.2] TOU 개선B의 조정비율에 따른 단가 및 절감액

[원/1kW-1kWh]

구분		전력량요금[원/kWh]			요금 절감액 [원]
		여름철 (92일)	봄·가을철 (153일)	겨울철 (120일)	
현행	경부하(10시간)	56.1	56.1	63.1	32991.6
	중간부하(8시간)	109.0	78.6	109.2	
	최대부하(6시간)	191.1	109.3	166.7	
	단가차 최대값	135.0	53.2	103.6	
	MPs	107.5	76.9	104.4	
조정 10%	경부하(10시간)	50.5	50.5	56.8	40545.7
	중간부하(8시간)	101.9	77.4	104.8	
	최대부하(6시간)	210.3	120.2	183.3	
	단가차 최대값	159.8	69.7	126.5	
	계절별 절감액	14701.6	10664.1	15180.8	
조정 20%	경부하(10시간)	44.9	44.9	50.5	48093.4
	중간부하(8시간)	94.5	76.3	100.2	
	최대부하(6시간)	229.3	131.1	200.0	
	단가차 최대값	184.4	86.2	149.5	
	계절별 절감액	16964.8	13188.6	17940.0	
조정 30%	경부하(10시간)	39.3	39.3	44.1	55677.6
	중간부하(8시간)	87.1	75.0	95.6	
	최대부하(6시간)	248.4	142.1	216.7	
	단가차 최대값	209.1	102.8	172.6	
	계절별 절감액	19237.2	15728.4	20712.0	
조정 40%	경부하(10시간)	33.7	33.7	37.9	63222.5
	중간부하(8시간)	79.8	73.9	90.8	
	최대부하(6시간)	267.5	153.0	233.4	
	단가차 최대값	233.8	119.3	195.5	
	계절별 절감액	21509.6	18252.9	23460.0	

주3) 경부하, 최대부하 단가는 TOU 조정비율만큼 가감하여 산정 후
MPs, MP를 유지시키는 값으로 중간부하 단가 선정

[표4.3] TOU 개선B의 조정비율에 따른 요금절감액 산출

[원/1kW-1kWh]

TOU 조정비율	요금절감액				목표금액
	여름철	봄가을철	겨울철	연간	
5%	13,557	9,405	13,811	36,773	56,100
10%	14,694	10,670	15,190	40,554	
15%	15,831	11,936	16,568	44,335	
20%	16,968	13,201	17,947	48,117	
25%	18,106	14,466	19,326	51,898	
30%	19,243	15,731	20,705	55,679	
30.6%	19,384	15,881	20,868	56,133	
35%	20,380	16,997	22,084	59,460	
40%	21,517	18,262	23,462	63,241	
45%	22,654	19,527	24,841	67,023	
50%	23,791	20,793	26,220	70,804	



[그림4.1] TOU 개선B의 조정비율에 따른 요금절감액 [원/1kW-1kWh]

하지만 계통의 여름과 겨울의 피크저감 효과는 크지 않게 되므로, 현재의 ESS의 설치 목적에 부합하지 않는다. 또한, 봄가을철의 최저단가가 판매사업자의 전력구입비용에 비해 지나치게 낮아지는 문제가 발생한다. 또한 여름철과 겨울철의 평균단가와 시간대별 최대단가차를 봄가을보다 높은 최초의 요금설계 취지와 반하는 요금설계가 되어 **개선방법A로 TOU 요금제를 개선하는 것을 적절하지 않아 보인다.**

다음 개선방안B는 산출된 연간금액이 손익분기점 금액에 도달할 때까지 모든 계절에 같은 비율로 최대부하 단가와 경부하 단가를 0.1%씩 상하로 조정하는 방법이다. 이때 중간부하 단가는 개선방안A와 같은 방법으로 계절평균단가와 연간평균단가를 현재의 값과 동일한 값으로 맞추는 값으로 산출한다[표4.1-4.2].

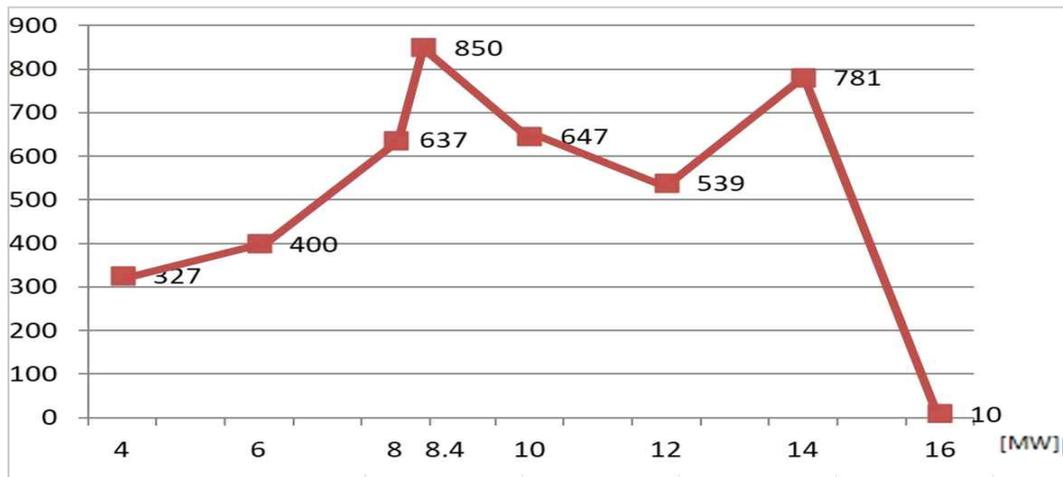
현재 TOU 요금에서 **30.6%이상** 단가를 조정하면 전력요금 절감금액이 목표금액에 도달하였다[표4.1-4.3][그림4.1]. **[표4.4]와 같이 개선방안B의 요금단가를 개선**하고, 각 계절별 대표 월(1,4,7,월)의 사용량데이터를 사용하여 GAMS로 최적화 하였더니, 사례 EX1의 **ESS 최적용량은 8.4MW-50.0MWh**이고, 이때 ESS의 시간별 충방전 전력량이 산출되었다[그림4.2][표4.6].

[표4.4] 개선된 TOU 요금표

구분		기본요금 (원/kW)	전력량요금[원/kWh]			
			시간대	여름철 (6월~8월)	봄·가을철 (3-5, 9~10월)	겨울철 (11월~2월)
고압 A	선택 Ⅱ	8,320	경부하	38.9	38.9	43.8
			중간부하	86.7	75.0	95.2
			최대부하	249.6	142.7	217.7

[표4.5] EX1의 ESS 활용 전후 비용 비교(8.4kW-50.0kWh)

구 분	TOU 개선 전		TOU 개선 후	
	ESS 미활용	ESS 활용	ESS 미활용	ESS 활용
피크전력	24.3 MW	-	24.3 MW	18.1 MW
기본요금	607 백만원	-	607 백만원	450 백만원
사용량요금	2,986 백만원	-	3,128 백만원	2,435 백만원
ESS투자비	-	-	-	246 백만원
총 비용	3,593 백만원	-	3,735 백만원	3,131 백만원
비율	100.0%	-	104.0%	87.2%



[그림4.2] ESS 전력용량에 따른 EX1 소비자 편익 변화 [백만원]

[표4.6] ESS 전력용량에 따른 EX1 소비자 편익 변화

전력용량 [MW]	4	6	8	8.4	10	12	14	16
ESS 에너지용량 [kWh]	35.3	38.4	64.7	50	75.8	116.3	106.6	58.8
최대수요 [kW]	21.4	22.8	18.4	18.1	22.5	24.2	23.6	24.3
최적화 비용 [백만원]	3,408	3,335	3,098	2,885	3,088	3,196	2,954	3,725
소비자 편익 [백만원]	327	400	637	850	647	539	781	10

산출된 총방전량에 개선된 TOU 요금[표4.4]과 ESS 투자비용을 합한 총 비용은 ESS 사용전 비용의 87.2%로 감소하였다(투자비용, 기본요금 3개월분으로 환산). [그림4.2]와 [표4.6]에서는 ESS의 용량이 변화함에 따라 소비자의 편익이 어떻게 바뀌는지 보여주고 있으며, GAMS를 통해 산출된 총방전 값을 적용한 최종수요 값을 엑셀을 통해 계산해본 결과 GAMS에서 산출된 비용과 같은 값으로 계산되었다. 따라서 이 ESS 데이터는 유효함이 확인되었다.

또한 [표4.5]에서 보듯이 소비자 피크전력도 24.3MW에서 18.1MW로 감소되어 조정된 TOU 요금제는 소비자에게 요금절감을 통한 ESS 활용의 유인을 제공하며, 이때 ESS를 통한 부하이동 효과로 계통의 피크를 감소시켜 수요관리를 유도하기에 적정함을 보여주었다.

이와 같이 시간대에 따른 전력단가의 변화에 따라 소비자는 ESS를 활용하여 전력소비 패턴을 최적화하고 전력요금과 투자비용을 절감하였다. 그런데, 전력요금이 변화하면 ESS를 사용한 소비시간대의 변화 뿐 아니라 전력수요량 자체가 변화하지는 않을까? 하는 의문이 들 수도 있다. 이는 수요의 “가격탄력성”이라는 개념으로 설명할 수 있다.

탄력성(Elasticity)이란 독립변수가 1% 변화했을 때 종속변수 변화하는 비율[%]을 나타내는 지표이다. 수요의 가격탄력성은 가격이 변화했을 때 수요가 얼마나 변화하는지를 나타내는 것으로, 가격이 1% 변화했을 때 3%의 수요 변화가 발생했다면 가격탄력성은 3이다. 이때 가격탄력성이 1보다 크면 탄력적이라고 보고, 1보다 작으면 비탄력적이라고 본다[2,29].

전력수요의 가격탄력성을 다룬 논문들의 결과는 0.02에서부터 1.02로 다양하게 나타났으나, 대부분 1보다 낮았다[30]. 즉, 전력은 비탄력적인 상품이며 요금이 변화해도 수요의 변화는 거의 발생하지 않는다는 것이다. 따라서, 이 논문에서는 TOU 요금단가 변경에 따른 수요변화량은 무시하였다.

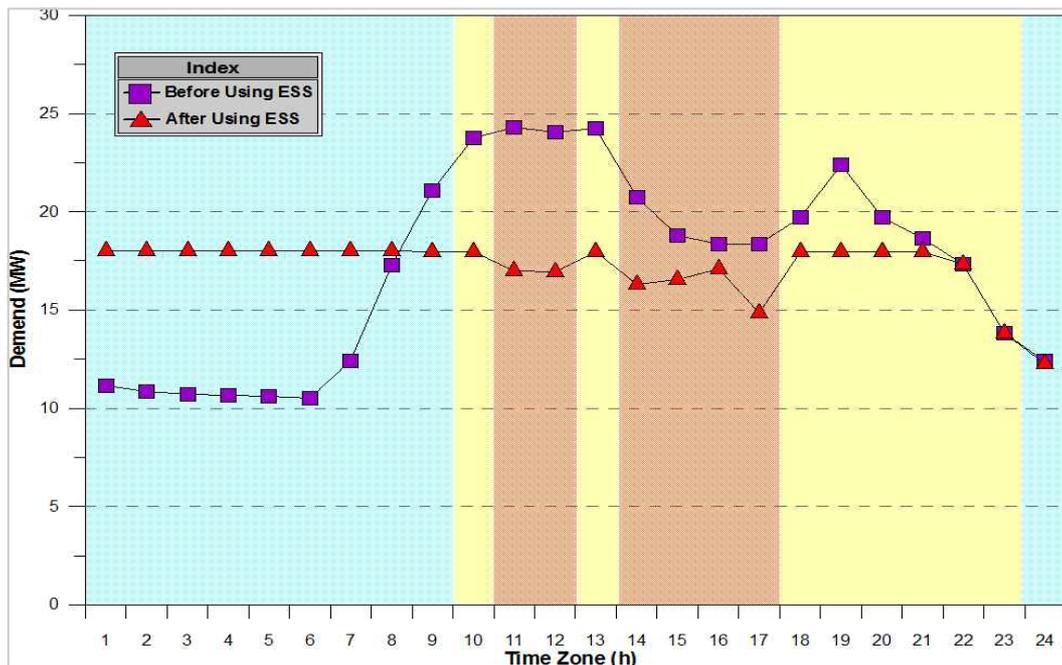
제 2 절 개선 TOU를 활용한 부하패턴별 시뮬레이션

[표4.7] EX1 소비자의 수요 변화

[MW]

시	시간대	ESS 활용전	ESS 활용후	ESS 충방전 전력	시	시간대	ESS 활용전	ESS 활용후	ESS 충방전 전력
1	경	11.1	18.0	6.9	13	중간	24.2	18.0	-6.3
2	경	10.9	18.0	7.1	14	최대	20.7	16.3	-4.4
3	경	10.7	18.0	7.3	15	최대	18.8	16.6	-2.2
4	경	10.7	18.0	7.3	16	최대	18.4	17.1	-1.3
5	경	10.6	18.0	7.4	17	최대	18.4	14.8	-3.5
6	경	10.5	18.0	7.5	18	중간	19.7	18.0	-1.8
7	경	12.4	18.0	5.6	19	중간	22.4	18.0	-4.5
8	경	17.3	18.0	0.7	20	중간	19.7	18.0	-1.8
9	경	21.1	18.0	-3.1	21	중간	18.7	18.0	-0.7
10	중간	23.8	18.0	-5.8	22	중간	17.3	17.3	0.0
11	최대	24.3	17.0	-7.3	23	중간	13.8	13.8	0.0
12	최대	24.0	16.9	-7.1	24	경	12.4	12.2	-0.2

주4) ESS 충·방전 전력 값의 양의 값은 충전값이고 음의 값은 방전값이다.



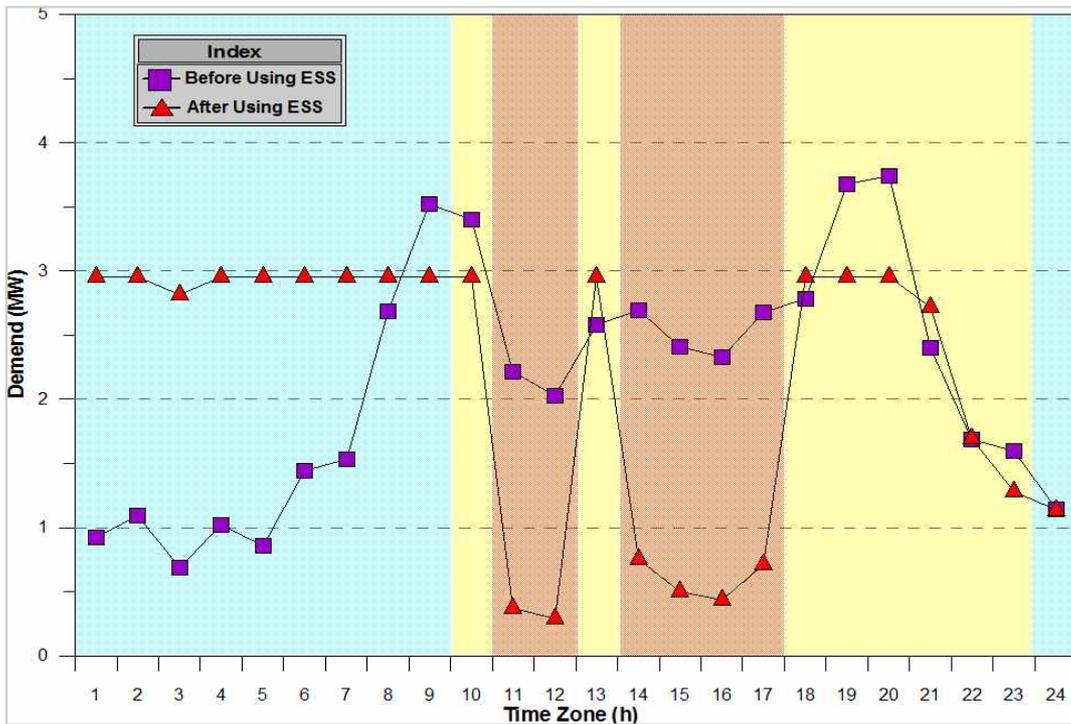
[그림4.3] EX1 소비자의 수요 변화

[표4.8] EX2 소비자의 수요 변화

[MW]

시	시간대	ESS 활용전	ESS 활용후	ESS 충방전 전력	시	시간대	ESS 활용전	ESS 활용후	ESS 충방전 전력
1	경	0.9	3.0	2.0	13	중간	2.6	3.0	0.4
2	경	1.1	3.0	1.9	14	최대	2.7	0.8	-1.9
3	경	0.7	2.8	2.1	15	최대	2.4	0.5	-1.9
4	경	1.0	3.0	1.9	16	최대	2.3	0.4	-1.9
5	경	0.9	3.0	2.1	17	최대	2.7	0.7	-2.0
6	경	1.4	3.0	1.6	18	중간	2.8	3.0	0.2
7	경	1.5	3.0	1.4	19	중간	3.7	3.0	-0.7
8	경	2.7	3.0	0.3	20	중간	3.7	3.0	-0.8
9	경	3.5	3.0	-0.6	21	중간	2.4	2.7	0.3
10	중간	3.4	3.0	-0.4	22	중간	1.7	1.7	0.0
11	최대	2.2	0.4	-1.8	23	중간	1.6	1.3	-0.3
12	최대	2.0	0.3	-1.7	24	경	1.1	1.1	0

주5) ESS 충·방전 전력 값의 양의 값은 충전값이고 음의 값은 방전값이다.



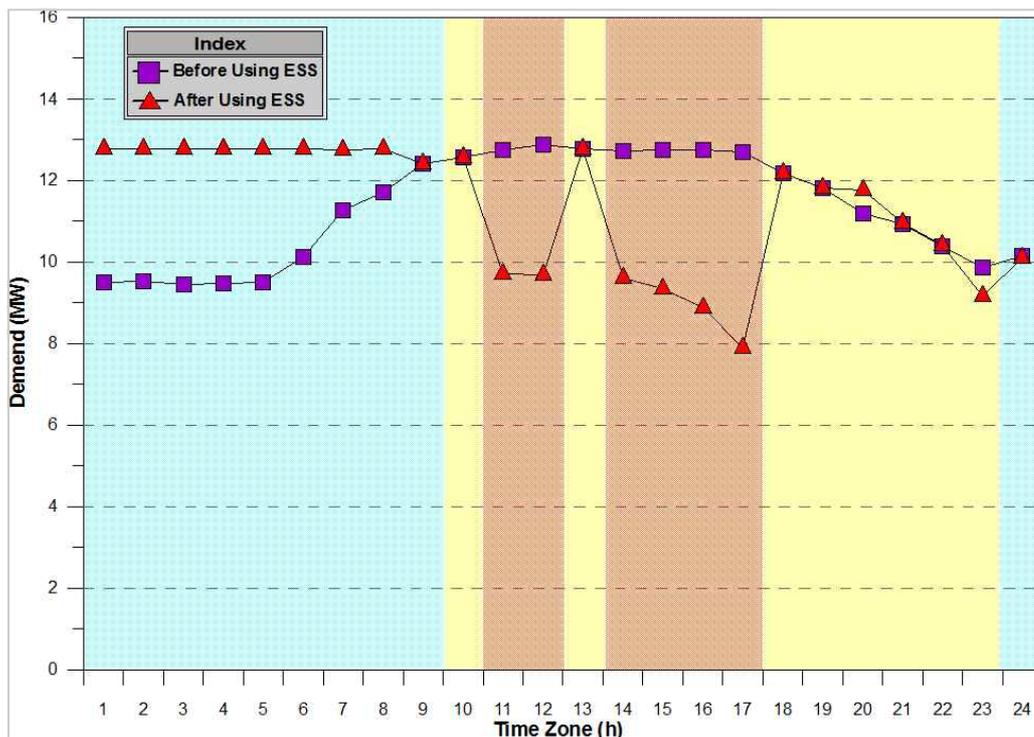
[그림4.4] EX2 소비자의 수요 변화

[표4.9] EX3 소비자의 수요 변화

[MW]

시	시간대	ESS 활용전	ESS 활용후	ESS 충방전 전력	시	시간대	ESS 활용전	ESS 활용후	ESS 충방전 전력
1	경	9.5	12.8	3.3	13	중간	12.8	12.8	0
2	경	9.5	12.8	3.3	14	최대	12.7	9.6	-3.1
3	경	9.5	12.8	3.3	15	최대	12.8	9.4	-3.4
4	경	9.5	12.8	3.3	16	최대	12.8	8.9	-3.9
5	경	9.5	12.8	3.3	17	최대	12.7	7.9	-4.8
6	경	10.1	12.8	2.6	18	중간	12.2	12.2	0
7	경	11.3	12.8	1.5	19	중간	11.8	11.8	0
8	경	11.7	12.8	1.1	20	중간	11.2	11.8	0.6
9	경	12.4	12.4	0	21	중간	10.9	11.0	0
10	중간	12.6	12.6	0	22	중간	10.4	10.4	0
11	최대	12.7	9.7	-3.0	23	중간	9.9	9.2	-0.7
12	최대	12.9	9.7	-3.2	24	경	10.2	10.1	-0.1

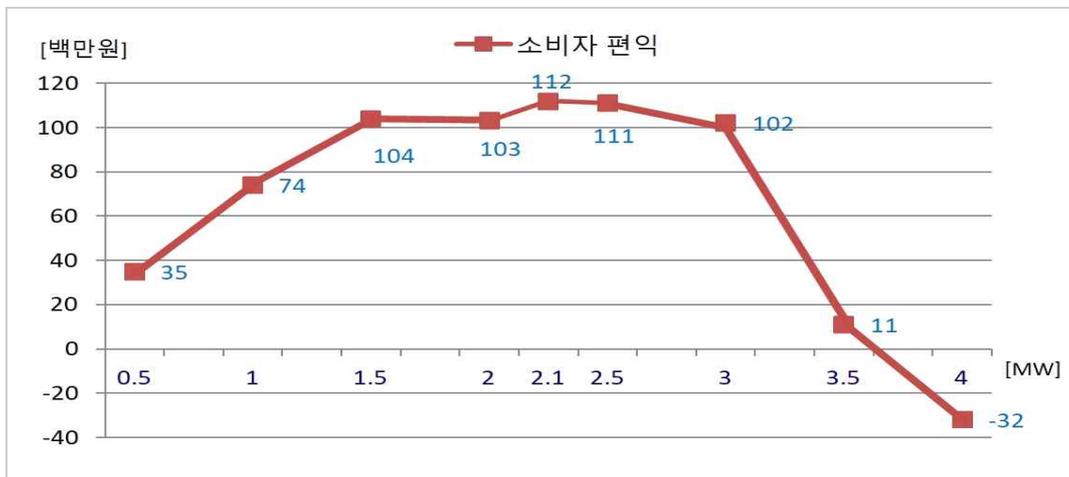
주6) ESS 충·방전 전력 값의 양의 값은 충전값이고 음의 값은 방전값이다.



[그림4.5] EX3 소비자의 수요 변화

[표4.10] EX2 소비자의 ESS 활용 전후 비용 비교

구 분	TOU 개선 전		TOU 개선 후	
	ESS 미활용	ESS 활용	ESS 미활용	ESS 활용
피크전력	3.7 MW	3.4 MW	3.7 MW	3.0 MW
기본요금	93 백만원	84 백만원	93 백만원	74 백만원
사용량요금	335 백만원	246 백만원	341 백만원	174 백만원
ESS투자비	-	92 백만원	-	68 백만원
총 비용	428 백만원	421 백만원	434 백만원	315 백만원
비율	100.0%	98.4%	101.4%	73.6%



[그림4.6] ESS 전력용량에 따른 EX2 소비자 편익 변화

[표4.11] ESS 전력용량에 따른 EX2 소비자 편익 변화

전력용량 [MW]	0.5	1	1.5	2.0	2.1	2.5	3.0	3.5	4.0
ESS 에너지용량 [kWh]	3.6	7.8	11.0	15.0	14.4	15.2	14.7	21.4	22.7
최대수요 [kW]	3.2	2.8	2.8	3.4	3.0	3.0	3.1	3.9	4.1
최적화 비용 [백만원]	393	354	324	325	316	317	326	417	460
소비자 편익 [백만원]	35	74	104	103	112	111	102	11	-32

[표4.12] EX3 소비자의 ESS 활용 전후 비용 비교

구 분	TOU 개선 전		TOU 개선 후	
	ESS 미활용	ESS 활용	ESS 미활용	ESS 활용
피크전력	12.9 MW	12.1 MW	12.9 MW	12.8 MW
기본요금	322 백만원	303 백만원	322백만원	320 백만원
사용량요금	1,877 백만원	1,739 백만원	1,907 백만원	1,384 백만원
ESS투자비	-	109 백만원	-	188 백만원
총 비용	2,199 백만원	2,152 백만원	2,228 백만원	1,892 백만원
비율	100.0%	98.4%	101.3%	86.0%

우리는 앞 절에서 개선된 TOU가 소비자에게 ESS를 활용할 유인을 제공하고, 이 때 ESS는 충분한 피크삭감 효과를 나타내는 것을 보았다. 우리가 첫 번째 사례로 소개한 EX1 소비자의 2017년 최대수요 발생일(7월21일) 부하곡선 변화를 보면 [그림4.3],[표4.7]과 같다. 여름철 사용량이 많은 10시~17시 중, 12시~13시는 중부하 시간대로 ESS가 방전하지 않으며, 나머지 최대부하 시간대에는 ESS가 방전하여 수요를 조정하는 것을 확인할 수 있다.

그러면 다른 부하패턴을 보이는 소비자들의 부하는 어떻게 최적화 될까, 몇 가지 사례를 살펴보자. 사례소비자 EX2는 계약전력 18.0MW인 서울의 지하철 노선 중 하나이다. 이 소비자는 대부분의 전력을 주간에 사용하며, 특히 출·퇴근 시간에 부하 사용량이 많아진다. EX2는 TOU를 개선하지 않아도 활용 가능한 **ESS 최적용량(3.7MW-16.5MWh)**과 시간대별 최적 충방전 전력이 산출되었다. 하지만 비용절감 금액이 ESS 사용전의 98.39%로 ESS 설치시 비용적 편익은 크지 않았다. 최대전력은 3.7MW에서 3.4MW로 다소 감소하였다[그림4.4][표4.8][표4.10].

EX2에 개선된 TOU를 적용하였더니, 활용 가능한 **ESS의 최적용량(2.1MW-14.4MWh)**과 시간대별 최적 충방전 전력이 산출되었다. [그림 4.6]과 [표4.11]은 ESS의 전력용량의 변화에 따른 EX2의 편익을 보여주는 것으로, 산출된 최적용량이 소비자의 편익이 최대로 발생함을 확인시켜준다. 이때 총 투자 비용은 ESS 사용전 비용의 73.6%로 감소하여 소비자에게 ESS를 활용할 충분한 유인을 제공하였으며, 최대전력도 3.7MW에서 3.0MW로 감소되어 ESS가 수요관리 기능을 수행함을 보여주었다.

2017년 최대수요 발생일(7월31일)의 부하패턴 변화를 보면 [그림4.4]과 같다. EX2 소비자는 야간시간대의 사용량이 적으며, 특정시간대에 부하를 집중적으로 사용함을 EX1에 비해 ESS 활용시의 요금절감 효과가 크게 나타남을 알 수 있다.

사례소비자 EX3는 계약전력 35.0MW로 서울소재 의료기관이다. 이곳은 앞서 살펴본 사례와 다르게 매일 24시간 지속적으로 일정수준 이상의 전력을 소비하며, 2017년 최대수요 발생일(7월21일) 전력사용량을 보면 최대부하 시간대 사용량과 경부하 시간대의 사용량 차이가 앞의 사례들보다 적다.

소비자 EX3도 개선되지 않은 현행 TOU 하에서 활용 가능한 **ESS 최적용량(3.9MW-21.7MWh)**과 시간대별 최적 충방전 전력이 산출되었다. 이때 비용절감 금액은 ESS 사용전의 97.86%이었고, 최대전력은 12.9MW에서 12.1MW로 다소 감소하였다[그림4.5][표4.9][표4.12].

EX3 소비자에 개선된 TOU를 적용하고 ESS를 활용한 결과 최적용량(7.2MW-35.6MWh)과 시간대별 최적 충방전 전력이 산출되었다. 이때 비용은 ESS 사용전 비용의 86.0%로 감소하여 소비자에게 ESS를 활용할 충분한 유인을 제공하였지만, 최대전력은 12.9MW에서 12.8MW로 감소효과가 미미하여 ESS에 의한 수요관리의 효과가 제대로 나타나지 않았다[그림4.4]. 이는 앞서 설명한 바와 같이 EX3 소비자가 시간대별 사용량 편차가 심하지 않기 때문에 부하패턴에 따라 ESS를 활용한 수요관리 효과가 다르게 나타남을 보여준다.

앞의 사례들을 종합해보면 EX1 소비자는 야간에 사용량이 적고, 주간 사용량이 많은 전형적인 일반용전력의 부하패턴으로 개선된 TOU와 ESS 적용 시 30% 이상 최대부하가 삭감되어 수요관리 효과가 크게 나타났다. 이 소비자는 현행 TOU에서는 ESS 활용 편익이 발생하지 않고 개선된 TOU에서는 ESS를 활용할 경우 요금절감 효과가 나타났다. EX2 소비자는 야간 사용량의 비중이 매우 낮으며, 주간 특정시간대에 부하가 집중되는 소비자이다. 이 소비자는 TOU를 개선하지 않아도 ESS 활용으로 인한 약간의 요금절감이 발생하나 TOU를 개선하면 훨씬 큰 요금절감이 발생하였으며, 이때 최대수요가 감소하여 수요관리 효과가 나타났다.

반면 EX3 소비자는 24시간 일정전력 이상을 지속적으로 사용하며 주간에도 부하변동의 폭이 크지 않다. 요금절감액은 현행 TOU보다 개선 후 TOU의 금액이 커 개선된 TOU가 EX3에게 더 큰 ESS 활용유인을 제공함을 보였으나, ESS를 적용하였을 때 수요관리 효과는 적게 나타났다.

ESS는 다양한 소비자의 부하패턴에 따라 시간대 별로 상이한 충·방전 패턴을 보이며, 최대부하의 감축효과는 최소부하와 최대부하의 차이가 큰 소비자일수록 효과가 큰 것으로 나타났다. 또한 최대부하 시간대의 전력사용 비율에 높을수록 요금절감 효과, 즉 소비자 편익이 커져서 더 큰 ESS 활용 유인을 제공함을 알 수 있었다.

제 5 장 결론

현재 전력판매사업자는 경제적이고 안정적인 전력공급을 위해 다양한 수요관리 프로그램을 시행 중이다. 전력계통에서 널리 연구되고 활용되고 있는 ESS가 소비자에게도 활용된다면 최대전력 삭감과 부하시간대 이동의 기능을 제공할 수 있어, 좋은 수요관리 아이템이 될 수 있다.

이 논문에서는 소비자가 ESS를 활용하기 위한 최적의 용량을 산출하는 목적함수와 제약조건을 제시하였다. 또한 이를 GAMS 프로그램으로 구현하여 소비자의 편익이 최대가 되는 ESS의 전력용량 및 에너지용량을 산출했을 뿐 아니라 시간대별 ESS의 충·방전 스케줄도 산출하였다.

그러나 ESS의 비싼 투자비 때문에 현재 국내에서 시행 중인 TOU 요금제는 소비자에게 ESS를 활용할 유인을 제공하지 못하였다. 따라서 이 논문에서는 TOU 요금제 개선의 필요성과 개선방안을 제시하였다. 그리고 개선된 TOU 요금제 하에서 ESS가 활용되면 소비자에게 요금절감을, 판매사업자에게는 지속적인 수요관리 효과를 줄 수 있음을 보였다.

소비자의 부하패턴은 다양하며, 그 패턴에 따라 ESS의 최적 용량과 충방전 스케줄은 변화하였다. 이에 따라 ESS가 기여하는 소비자의 편익과 수요관리의 효과도 변화하였다. 따라서 다양한 소비자에 맞는 개별적인 용량산정과 스케줄링이 필요할 것이다.

또한, ESS 투자비용은 기술이 발전되거나, 제조사들의 생산효율이 향상되면 더 낮아질 수 있고, ESS의 시장수요가 증가하면 더 높아질 수 있다. 이에 ESS 비용의 변동에 따라 TOU 요금제를 개선하는 비율이나 방법은 바뀔 수 있다. 따라서 미래 전력망에서 소비자측이 ESS를 널리 활용할 수 있도록 하려면 ESS 최적화와 TOU 제도개선에 대한 지속적인 연구가 필요할 것이다.

참 고 문 헌

- [1] Mu-Gu Jeong, Seung-Il Moon and Pyeong-Ik Hwang, “Indirect Load Control for Energy Storage Systems Using Incentive Pricing under Time-of-Use Tariff”, *Energies* 2016, 9, 558.
- [2] <http://home.kepco.co.kr/kepco/CY/K/htmlView/CYKAHP001.do?menuCd=FN0207>, 2018.
- [3] Michael Angelo A.Pedrasa, Ted D.Spooner, and Iain F. MacGill, “Scheduling of Demand Side Resources Using Binary Particle Swarm Optimization”, *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 24, NO. 3, AUGUST 2009.
- [4] Hakime Ardeshiri, “Using improved time of use demand response in optimal operation of microgrid”, *The 20th Iranian Electrical Power Distribution Conference (EPDC2015)*, 28-29 April 2015, Zahedan, Iran.
- [5] Yourim Yoon and Yong-Hyuk Kim “Charge Scheduling of an Energy Storage System under Time-of-Use Pricing and a Demand Charge”, Article ID 937329, 9 pages, Hindawi Publishing Corporation *e Scientific World Journal* Volume, 2014.
- [6] Guido Carpinelli, Shahab Khormali, Fabio Mottola, and Daniela Proto, “Battery Energy Storage Sizing When Time of Use Pricing Is Applied”, Hindawi Publishing Corporation *e Scientific World Journal* Volume 2014, Article ID 906284, 8 pages.

- [7] E. Celebi, and J.D. Fuller, "Time-of-Use pricing in electricity markets under different market structures, " IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, n. 3, Aug. 2012. pp.1170–1181.
- [8] J.-N. Sheen, C.-S. Chen, and J.-K. Yang, "Time-of-use pricing for load management programs in Taiwan power company," IEEE Transactions on Power Systems, vol.9, no.1, pp.388 - 396, 1994.
- [9] S. Borenstein, M. Jaske, and A. Rosenfeld, "Dynamic pricing, advanced metering, and demand response in electricity markets," Center for the study of energy markets, University of California Energy Institute, 2002.
- [10] A.P.Sanghvi, "Flexible strategies for load/demand management using dynamic pricing," IEEE Transactions on Power Systems, vol.4,no.1,pp.83 - 93, 1989.
- [11] <http://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/E/E/CYEEHP00102.jsp>, 2018.
- [12] SBC Energy Institute, "Electricity Storage", September, 2013.
- [13] KPMG, "Electricity Storage Insight", www.kinstellar.com, 2016.
- [14] US.DOE, Grid Energy Storage, December, 2013.
- [15] Zhenguo Yang, Jianlu Zhang, Michael C.W.Kintner-Meyer, Xiaochuan Lu, Daiwon Choi, John P.Lemmon, and Jun Liu, "Electrochemical Energy Storage for Green Grid", Chemical Reviews, 2011, 111, 3577 - 3613.
- [16] A. Joseph and M. Shahidehpour, "Battery storage systems in

- electric power systems,” in Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., 2006.
- [17] M.K.C.Marwali, H.Ma, M.Shahidehpour, and K.H.Abdul-Rahman, “Short term generation scheduling in photovoltaic-utility grid with battery storage”, IEEE Trans.Power Syst., vol.13, no.3, pp.1057 - 1062, Aug. 1998.
- [18] M.Shahidehpour, “Role of smart microgrid in a perfect power system,” in Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., 2010.
- [19] Shaghayegh Bahramirad, Member, IEEE, Wanda Reder, Fellow, IEEE, and Amin Khodaei, Member, IEEE “Reliability-Constrained Optimal Sizing of Energy Storage System in a Microgrid ”, IEEE Transactions on Smartgrid, VOL.3, NO.4, 2012.
- [20] 김형익, 서울대학교 대학원 전기·컴퓨터 공학부, “ESS를 이용한 에너지 차익거래가 시장참여자 후생과 투자전략에 미치는 단기영향 분석”, 박사학위 논문, 2017.
- [21] IEEE-SA Standards Board, “IEEE Guide for the Interoperability of Energy Storage Systems Integrated with the Electric Power Infrastructure”, IEEE Std 2030.2TM-2015, 2015.
- [22] Chen C, Duan S, Cai T, Liu B, Hu G. “Smart energy management system for optimal microgrid economic operation“, IET Renew Power Gener 2011;5(3):258-67.
- [23] Richard E. Rosenthal, “GAMS, A User’s Guide”, GAMS Development Corporation, Washington, DC, USA, May 2017
- [24] <https://pccs.kepco.co.kr/iSmart/>, 2018.

- [25] Yourim Yoon, Yong-Hyuk Kim, “Effective scheduling of residential energy storage systems under dynamic pricing”, *Renewable energy* 87(2016) 936-945.
- [26] Aftab Ahmad Khan et al. “A compendium of optimization objectives, constraints, tools and algorithms for energy management in microgrids”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 58, 1664-1683, 2016.
- [27] Susan M. Schoenung and Jim Eyer, “Benefit/Cost framework for evaluating modular energy storage”, Sandia Report, SAND2008-0978 Sandia National Laboratories, 2008.
- [28] 이성인, “에너지저장시스템(ESS) 수요 관리 효과 분석 및 시장조성 방안 연구”, 에너지경제연구원, 2014.
- [29] Png, Ivan (1999). “Managerial Economics”, Blackwell. ISBN 978-0-631-22516-4. pp 57, Retrieved 2010.
- [30] Ha-Hyun Jo, and Min-Woo Jang, “An Analysis of the Price Elasticity of Electricity Demand and Price Reform in the Korean Residential Sector Under Block Rate Pricing”, *Environmental and Resource Economics Review* Volume 24, Number 2, June 2015.
- [31] Min Seung Yang, Sung Moo Lee, “A Study on Economic Demand Response NBT and Performance”, *Current Photovoltaic Research*, 5(3), 100-104, 2017.
- [32] 정연제, 김남일, 에너지경제연구원, “수요자원의 전력시장 참여 효과 분석”, 정책 이슈페이퍼 16-05, 2016.
- [33] 한국전력공사, “제87호(2017년) 한국전력통계”, 2018.

Abstract

Optimization of Consumer's ESS and Improvement of TOU Pricing for Demand Management

Keon Ho Park

Department of Engineering Practice
Graduate School of Engineering Practice
Seoul National University

Time of use(TOU) pricing, which is applied by domestic and overseas electric power sales companies(utilities), is a tariff that applies two or three step rates for each season and hour according to usage. This is to induce the end-use consumers to change the load pattern in the direction intended by imposing an expensive charge at a high usage time and an inexpensive electric charge at a low usage time. These load pattern inducing activities of utilities are called "Demand Management(DM)".

The ultimate goal of the consumer is to minimize the electricity bill while fully utilizing the required power. When the TOU pricing is implemented by power companies, the consumer reacts by Demand Response(DR) like load shift and peak shaving. The use of an Energy Storage System(ESS), which stores electric energy at a time when the electricity rate is low and discharges it at a necessary time, can be a good strategy.

When the consumer uses the ESS, a consumer can reduce electricity bills and electric utilities can gain a sustainable demand management effect. However, the high investment cost of ESS is a stumbling block for consumers to universally utilize ESS. Therefore, the detailed study is required for the ESS utilization of demand-side under TOU pricing to secure the economical benefit of consumer and demand management effect of utility.

In this paper, the factors influencing the ESS investment cost and the electricity price of the consumer are analyzed, and the objective function and constraints with MINLP (Mixed Integer Nonlinear Programming) model are optimized. These functions calculate not only the optimum capacity of the ESS to fit on the load patterns of individual consumers, but also each hourly charging or discharging schedule for each day, each season. After these equations are implemented in GAMS program, simulations were performed by applying actual demand data of consumers.

However, as a result of simulations, the current unit price of TOU pricing applied in Korea cannot provide enough benefits for consumers to utilize an ESS. Therefore, to overcome this limitation, this paper proposes a method to improve the unit price of TOU, and

simulates for various load pattern consumers by applying the improved TOU unit price. As a result, the improved TOU pricing has proven that the ESS utilization of demand-side is beneficial to the consumer and provides sustainable demand management effect to power companies.

**Keywords : Demand Management(DM), Time of Use(TOU),
Energy Storage System(ESS), sizing, GAMS,
Operational Optimization**

Student Number : 2017-26123