

## Designing a Demand Response in the Electricity Market for Social Welfare Maximization\*

Seongwon Yang<sup>†</sup>      Chang Sik Kim<sup>‡</sup>      Kyungsik Nam<sup>§</sup>

**Abstract** This study develops a model to analyze the cost and profit structures faced by Independent System Operators (ISOs) and Demand Response Aggregators (DRAs) in South Korea's electricity demand response market. Based on this model, the study derives the socially optimal level of demand reduction and a settlement mechanism that maximizes overall welfare. In particular, to identify a compensation structure that minimizes operational costs while maintaining market participation incentives, the interaction between the hourly volatility of the system marginal price (SMP) and demand response participation levels is analyzed. Using hourly load and price data from 2023 onward, the model results suggest that expanding the volume of demand response beyond current levels and setting the settlement price at approximately 90–95% of the SMP can lead to a Pareto improvement. In this scenario, the ISO's market operation costs are significantly reduced, while the profits of DRAs increase. The magnitude of cost savings for the ISO varies with the time-varying elasticity of the SMP, whereas DRAs benefit from increased profits as the growth in demand response participation outweighs the slight decrease in settlement prices. These findings imply that sufficient incentives for market participation can be preserved even with moderate adjustments to the settlement ratio.

**Keywords** Electricity demand response market, system marginal price.

**JEL Classification** C20, C51, Q41.

---

\*We are grateful to the editor and two anonymous reviewers for their thoughtful comments and suggestions.

<sup>†</sup>Department of Economics, Sungkyunkwan University, 25-2 Sungkyunkwan-ro, Jongno-gu, Seoul, Republic of Korea 03063. E-mail: letsgoybs@skku.edu.

<sup>‡</sup>Corresponding author. Department of Economics, Sungkyunkwan University, 25-2 Sungkyunkwan-ro, Jongno-gu, Seoul, Republic of Korea 03063. E-mail: skimcs@skku.edu.

<sup>§</sup>Division of Climate Change, Hankuk University of Foreign Studies, 81, Oedae-ro, Mohyeon-eup, Cheoin-gu, Yongin-si, Gyeonggi-do, Republic of Korea 17035. E-mail: ksnam@hufs.ac.kr.

## 전력 수요자원거래시장의 최적화 방안 연구\*

양성원<sup>†</sup>      김창식<sup>‡</sup>      남경식<sup>§</sup>

**Abstract** 본 연구는 국내 전력 부문 수요자원거래시장에서 독립계통운영자와 수요관리사업자가 직면하는 비용과 이윤 구조를 모형화하고, 이를 토대로 사회적 효용을 극대화하는 최적 수요감축량과 정산체계를 도출한다. 특히 시장 참여 유인을 유지하면서도 운영 비용을 최소화할 수 있는 보상 구조를 규명하기 위해, 계통한계가격의 시간대별 변동성과 수요자원 참여량 간의 상호작용을 분석하였다. 2023년 이후의 시간별 부하와 가격 데이터를 이용한 모형 분석 결과, 수요관리량을 현행보다 확대하고 정산단가를 계통한계가격 대비 약 90~95% 수준으로 조정할 경우, 독립계통운영자의 시장 운영 비용이 유의하게 절감되는 동시에 수요관리사업자의 이윤이 증가하는 파레토 개선적 조합이 존재함을 확인하였다. 특히 독립계통운영자의 비용 절감 폭은 시간대별 계통한계가격 탄력성에 따라 달라지는 반면, 수요관리사업자는 정산단가가 다소 하락하더라도 수요관리량 증가가 이를 상회하여 이윤이 오히려 확대되는 것으로 나타났다. 이러한 결과는 정산비율을 적정 수준에서 조정하더라도 시장 참여 유인이 충분히 유지됨을 의미하며, 수요관리량 확대가 전력시장 운영 효율성과 사회적 후생 개선에 기여할 수 있음을 시사한다.

**Keywords** 전력 수요자원 거래시장, 수요반응, 계통한계가격.

**JEL Classification** C20, C51, Q41.

---

\*본 논문에 유익한 논평과 건설적인 제언을 해주신 익명의 심사위원들께 감사드립니다.

<sup>†</sup>성균관대학교 경제학과, 서울특별시 종로구 성균관로 25-2 03063. E-mail: letsgoybs@skku.edu.

<sup>‡</sup>교신저자. 성균관대학교 경제학과, 서울특별시 종로구 성균관로 25-2 03063. E-mail: skimcs@skku.edu.

<sup>§</sup>한국외국어대학교 기후변화융합학부, 경기도 용인시 처인구 모현읍 외대로 81 17035. E-mail: ksnam@hufs.ac.kr.

## 1. 서론

우리나라는 탄소중립 목표 달성을 위해 재생에너지 비중을 빠르게 확대하고 있으나, 이는 전력망 운영에 근본적인 도전을 제기하고 있다. 첫째, 재생에너지의 본질적 간헐성으로 인해 전력망의 변동성이 크게 증가하고 있다. 둘째, 기후변화로 인한 이상기후가 빈번해지면서 전력 수요 예측의 정확성도 저하되고 있다. 이러한 공급과 수요 양측의 불확실성 증대는 기존의 급전 발전기 중심 공급 측 대응만으로는 대처하기 어려운 구조적 한계를 야기한다. 결과적으로 전력수급의 불안정성이 심화되고, 이는 국가 경제에 막대한 손실을 초래할 수 있다. 따라서 이러한 구조적 변화에 효과적으로 대응하기 위해서는 발전·송전 설비 개선과 같은 공급 측 자원의 확충을 넘어, 에너지저장장치(Energy Storage System)와 수요반응(Demand Response) 자원 등 다양한 계통 유연성 자원을 통합적으로 활용하는 체계 구축이 필수적이다 (International Energy Agency, 2020, 2023).

이러한 맥락에서 전력시장의 수요반응 프로그램은 중요한 대안으로 주목받고 있다. 전통적인 전력망 관리가 발전기 출력 제어 등 공급측 중심의 유연성 확보에 의존했다면, 수요반응 프로그램은 수요 측면에서 전력망의 유연성과 비용 효과성을 동시에 제고할 수 있는 수단이기 때문이다. 실제로 다양한 선행 연구에서 수요반응 프로그램의 실질적 효과가 입증되었다. Parrish et al. (2019)은 수요반응 프로그램이 최대부하 절감을 통해 배전망과 발전설비 증설을 지연시키고, 재생에너지 출력 제한을 감소시키는 등 시스템 비용 절감 효과를 나타낸다고 제시하였다. D'Ettorre et al. (2022)은 수요 측 유연성이 전력망의 안정적 운영, 고비용 예비력의 필요성 감소, 그리고 재생에너지 관련 비용 절감에 기여한다고 보고하였다. 또한 Comden, Liu and Zhao (2017)은 수요반응 프로그램이 계통의 불확실성을 고려한 운영 환경에서 신뢰도 높은 예비력·보조서비스 자원으로 기능하며, 비용 측면에서도 전통적 발전기나 에너지저장장치 대비 효율적임을 제시하였다.

그러나 이러한 이론적 장점이 현실에서 구현되기 위해서는 두 가지 전제조건이 충족되어야 한다. 첫째, 시장 참여자들에게 적절한 경제적 인센티브가 제공되어야 하고, 둘째, 이를 뒷받침하는 수요자원거래시장이 질적·양적으로 활성화되어야 한다. 우리나라의 현황은 이 두 가지 측면 모두에서 한계를 드러낸다. 2024년 기준 자발적 수요자원거래시장의 낙찰량과 감축 실적은 각각 148,807 MWh와 225,458 MWh로, 전체 전력수요 대비 약 0.025%와 0.038% 수준에 불과하다. 이는 현행 수요자원거래시장이 실질적인 유연성 자원으로서의 역할을 수행하기에는 구조적 제약이 존재함을 명확히 보여준다.

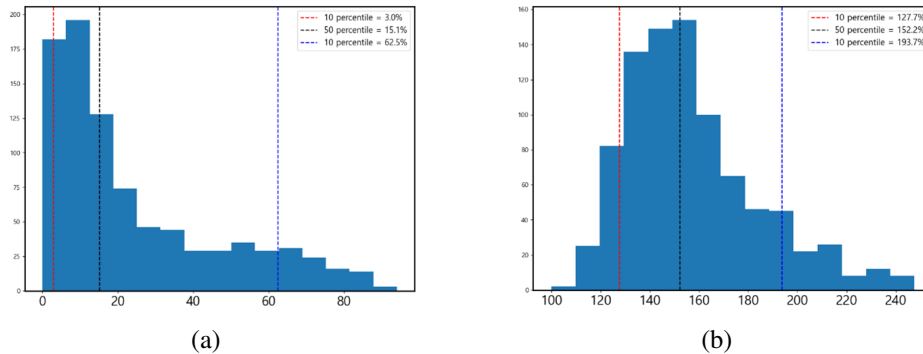


그림 1: 경제성 DR의 입찰량 대비 낙찰량(a)과 낙찰량 대비 이행량(b). 경제성 DR은 입찰량 대비 낙찰량은 낮은 반면, 낙찰량 대비 이행량은 높은 특성을 보인다.  
Figure 1: AWARDED-TO-BID RATIO (A) AND DELIVERED-TO-AWARDED RATIO (B) IN THE ECONOMIC DEMAND RESPONSE PROGRAM. While the awarded volume is relatively small compared to the bid volume, the delivered volume substantially exceeds the awarded volume.

더욱 주목할 점은 시장 참여자들의 행태에서 나타나는 비정상적 패턴이다. 경제성DR 시장은 입찰량 대비 낙찰량은 현저히 낮으나 낙찰량 대비 이행량은 과도하게 높은 특성을 보인다. 그림 1의 (a)에서 확인할 수 있듯 입찰량 대비 낙찰량의 중위값은 15.1%로 매우 낮은 반면, 낙찰량 대비 이행량의 중위값은 152.2%에 달한다(그림 1의 (b)). 이러한 패턴은 단순한 예측 오차를 넘어, 입찰 단계에서 표명된 감축 의사와 실제 이행 단계의 감축 행동 간 체계적 괴리를 시사한다. 즉, 현행 보상구조가 이러한 전략적 행태를 유인함으로써 독립계통운영자와 수요관리사업자 간 인센티브 정렬이 충분히 이루어지지 못하고 있는 것이다.

이러한 인센티브 구조의 불일치는 필연적으로 보상체계의 적절성에 대한 근본적 질문으로 귀결된다. 우리나라 수요자원시장의 현행 정산체계는 계통한계가격(SMP)을 기준으로 수요 감축량에 비례한 정산금을 지급하는 방식으로 설계되어 있다. 이는 수요자원을 발전자원과 동등한 시장자원으로 간주하여 시장 기반으로 보상하려는 국제적 추세를 반영한 것이다. 실제로 미국의 연방에너지규제위원회(FERC)가 제정한 Order 745 역시 수요자원을 발전자원과 동등하게 인정하고 일정 조건 충족 시 전기 도매가격을 100% 지급하도록 규정하고 있다.

그러나 이러한 전액 보상 방식은 학계와 산업계에서 지속적인 논란의 대상이 되어왔다(Harvey and Hogan, 2013; Borenstein, 2010). 비판의 핵심은 소

비자가 이미 전기요금 절감의 편익을 향유하고 있는 상황에서 수요량 감축에 도매가격을 전액 지급하는 것이 이중보상(double compensation)에 해당하며, 경제학적으로 정당화되기 어렵다는 것이다. 이중보상 논란의 핵심은 수요감축의 실제 비용과 편익을 정확히 측정하지 못한 데 있다. 독립계통운영자 입장에서는 매출 감소, 생산비용 절감, 정산금 지출이 복합적으로 작용하며, 수요관리사업자 입장에서는 전기요금 절감과 정산금 수령이 동시에 발생한다. 따라서 적절한 보상 수준을 결정하기 위해서는 이러한 다층적 비용-편익 구조를 기회비용까지 포함하여 명시적으로 엄밀하게 모형화할 필요가 있다. 그리고 이는 수요반응 프로그램 설계에서 엄밀한 비용과 편익 구조에 기반한 정산금 체계의 재설계가 필요함을 시사한다.

이러한 인식에 기초하여 본 연구는 수요반응 프로그램의 최적 정산금 체계 도출을 목표로 한다. 이를 위해 독립계통운영자와 수요관리사업자의 비용·효용 구조를 정교하게 재구성한다. 독립계통운영자의 비용 함수는 매출액 감소, 기회비용을 포함한 생산비용 절감, 정산금 지출을 포괄하도록 설계하며, 수요관리사업자의 효용 함수는 전기요금 절감과 정산금 수령을 동시에 반영하도록 구성한다. 이러한 통합적 모형을 통해 사회적 후생을 극대화하는 정산비율과 감축량의 최적 조합을 도출하고, 이를 실증 자료와 비교함으로써 현행 제도의 개선 방향을 제시한다.

수요반응 프로그램의 경제적 효과에 관한 기존 연구는 크게 두 가지 흐름으로 전개되어 왔다. 첫째, 에너지 비용 절감 효과를 정량화하는 연구들이다. Gonçalves, Gomes and Antunes (2019)은 자동화된 수요반응 방식 적용 시 전력 비용 시나리오별 에너지 비용 절감액을 산출하였으며, Gabaldón et al. (2018)은 총편익의 경제 모형을 최적화하여 수요반응 프로그램의 잠재적 수익을 추정하는 경제 모형을 구축하였다. Feuerriegel and Neumann (2014)은 독일 사례를 통해 수요반응이 첨두시간대에서 비첨두 시간대로의 부하 이동을 통해 소매업자의 전력 구매비용을 감소시키며, 이러한 부하 이동 편익이 전체 절감액의 90% 이상을 차지함을 실증적으로 보고하였다. 둘째, 수요반응 계약 설계 및 보상체계의 적절성에 관한 연구들이다. Daniels and Lobel (2014)은 대규모 전력 소비자와 수요 집약사업자 간 다양한 수요반응 계약의 효과성을 비교 분석하였으며, Webb, Wu and Cattani (2019)은 수요반응 프로그램 존재 하에서 에너지 효율 투자 격차가 어떻게 변화하는지를 규명하였다.

기존 문헌에서 경제성 및 보상 체계의 적절성 논의와 더불어, 수요반응 프로그램 연구에서 꾸준히 제기되어 온 또 다른 핵심 쟁점은 정보비대칭(information asymmetry) 문제이다. 수요반응 정산은 고객기준부하(Customer Baseline Load)를 기준으로 감축량을 산정하는데, 이는 수요반응이 없었을 때를

가정하는 반사실적(counterfactual) 소비 수준이기 때문에 본질적으로 관측이 불가능하다. 독립계통운영자는 실측 부하는 확인할 수 있으나 고객의 반사실적 수요나 기회비용은 관측할 수 없기 때문에, 수요관리사업자가 고객기준부하를 과대추정하거나 감축량을 전략적으로 조정할 유인이 발생한다.

이 문제를 해결하기 위한 학술적 접근은 주로 메커니즘 디자인 이론에 기반해 왔다. Baron and Myerson (1982)과 Laffont and Tirole (1986)은 비대칭정보 환경에서 유인합치성과 개별합리성을 충족시키는 최적 인센티브 체계를 정립하였으며, Muthirayan, D., Kalathil, D., Poolla, K., and Varaiya, P. (2019)은 이를 DR 맥락에 적용하여 진실보고가 최적 전략이 되는 유인합치적 정산규칙을 제시하였다. Agrawal and Yucel (2022)은 전력회사가 설정한 고객기준부하가 주거용 소비자의 수요감축 의사결정에 미치는 영향을 시뮬레이션을 통해 분석하였으며, 어떤 조건에서 전력회사가 소비자의 수요감축을 과소 또는 과대 추정하여 부적절한 보상이 발생하는지를 규명하였다. 최근 Lim, Nam and Yang (2025)은 기존의 메커니즘 디자인 접근을 우리나라 수요자원거래시장에 맞게 확장하였다. 그들은 사회적 설계자와 수요관리사업자 간의 주인-대리인(principal-agent) 관계를 모형화하고, 관측 불가능한 반사실적 사용량과 노력 수준을 고려하여, 진실한 선택에는 보상이 증가하고 전략적 왜곡에는 보상이 감소하도록 설계된 자기실행적(self-enforcing) 보상체계를 제시하였다. 이로써 유인합치성과 개별합리성을 동시에 충족하면서 사회적 후생을 극대화하는 최적 계약구조를 도출하였다.

그러나 정보비대칭 문제에 대한 메커니즘 디자인 접근법은 고객기준부하의 전략적 조작 가능성과 유인합치적 계약 설계에 초점을 맞추고 있으며, 시장 참여자들의 실제 비용·편익 구조가 보상체계 설계에 미치는 영향에 대해서는 상대적으로 제한적인 분석을 제공하고 있다. 본 연구는 이러한 점에서 기존 연구와 차별화된다. 본 연구는 정보비대칭 문제를 직접 다루기보다는, 수요반응 프로그램의 핵심 경제 주체인 독립계통운영자와 수요관리사업자의 비용·효용 함수를 보다 정교하게 설정하고, 이를 바탕으로 최적 정산금 체계를 도출하는 정태적(static) 최적화 모형을 개발한다. 이를 통해 수요반응 프로그램의 보상체계와 감축량 산정에 내재된 경제적 메커니즘을 분석하고, 우리나라 수요자원거래시장의 효율성 제고 방안을 제시하고자 한다.

본 연구는 다음과 같은 구성으로 이루어진다. 2장에서는 사회적 효용의 최적화를 유도하기 위해 독립계통운영자의 비용 구조와 수요관리사업자의 효용 구조를 설정하고, 각각의 최적화를 통해 최적 정산비율을 수식으로 도출한다. 3장에서는 2장에서 얻은 이론적 결과와 수요자원거래시장의 실증 자료를 결합하여 모형의 핵심 모수들을 추정·보정한다. 4장에서는 수요관리사업자의

실증적 효용함수와 최적화된 효용함수, 독립계통운영자의 실증적 비용함수와 최적화된 비용함수를 정량적으로 비교함으로써 현행 수요자원거래시장의 비용효과성을 추정하고, 이를 개선할 수 있는 최적 시장 제도를 제시한다. 마지막으로 5장에서는 주요 정책적 시사점을 제시하며 글을 마무리한다.

## 2. 사회적 효용 최적화 모형

현행 수요자원거래시장은 전력을 소비하고 감축하는 참여업체, 이들의 감축량을 집계하여 시장에 제출하는 수요관리사업자(Demand Response Aggregator), 감축량에 대해 정산금을 지급하는 전력판매사업자인 한국전력, 그리고 시장 운영을 담당하는 독립계통운영자인 전력거래소로 구성된다. 본 연구에서는 사회적 효용 최적화 모형을 구축하기에 앞서 기존 문헌에 근거하여 시장 참여자를 다음과 같이 설정한다 (Lim, Nam and Yang, 2025). 수요관리사업자가 참여업체를 대신하여 전력감축을 수행하고 보상금을 획득하는 경제적 주체로 설정하며, 감축에 따른 비용을 부담하는 한국전력공사를 효율적 시장 운영을 담당하는 전력거래소와 동일한 행위자로 간주하여 사회적 설계자의 역할을 부여한다. 이에 따라 본 연구의 분석 구조에서 핵심 시장 참여자는 수요관리사업자와 독립계통운영자인 사회적 설계자로 이원화된다.

사회적 설계자(social planner)로서 행동하는 독립계통운영자의 비용함수와 수요관리사업자의 효용 함수를 설정한 뒤, 이를 통합하여 미시경제학적 최적화 모형을 제안한다. 제안된 모형은 수요관리사업자가 수요관리 프로그램 참여를 통해 자신의 효용을 극대화하고, 독립계통운영자가 계통운영 비용 절감을 추구하는 과정에서 사회적 후생이 최대화되도록 설계된다.

### 2.1. 수요반응 프로그램의 경제학적 순편익 함수

먼저 수요반응 프로그램이 시장 운영주체의 경제적 성과에 미치는 영향을 평가하기 위해 수요관리 시행 전·후의 이윤을 비교하는 방식으로 순편익 함수를 구축한다. 수요반응 프로그램이 시행되면 독립계통운영자는 최대부하 시간대의 전력생산비용을 절감하게 되고 수요관리사업자는 절감된 부하에 대한 정산금을 통해 이윤을 확보한다. 본 연구는 이러한 직접적인 효과뿐 아니라, 부하 이동으로 인해 발생할 수 있는 경제학적 기회비용까지 포함하여 수요반응 프로그램의 순편익을 분석한다. 운영주체의 순편익 변화는 식(1)과 같이 정의된다.

$$\Delta\pi = \pi^0 - \pi^{DR} = (c_h - c_l)\beta q + (s_m - s_h)q + (s_l - s_m)\beta q. \quad (1)$$

여기서  $c_h$ 와  $c_l$ 은 각각 최대부하와 경부하 시간대의 전기요금이며,  $s_h$ 는 수요관리 전 최대부하 시간대 SMP,  $s_m$ 은 수요관리 후 최대부하 시간대의 SMP,  $s_l$ 은 경부하 시간대의 SMP를 의미한다. 마지막으로,  $q$ 와  $\beta$ 는 각각 시간대별 부하와 전력사용량 대비 절감 비율을 의미한다.

식(1)은 수요반응 프로그램이 운영주체의 이윤에 미치는 전후 변화를 세 가지 구성요소로 분해한 결과이다. 첫 번째 항  $(c_h - c_l)\beta q$ 는 수요관리로 인해 최대부하 시간대에서 판매되었을 전력량  $\beta q$ 가 요금이 낮은 경부하로 이전됨에 따라 발생하는 매출 감소분을 나타내며,  $\Delta\pi$ 를 증가시키는 손실 요인이다. 두 번째 항  $(s_m - s_h)q$ 는 수요반응 시행으로 최대부하 시간대의 계통한계가 격이 하락할 때 발생하는 생산비 절감 효과를 반영한다. 일반적으로  $s_h > s_m$ 이므로 해당 항은 음(-)의 값을 가지며, 이는 DR이 운영주체의 비용을 절감하여  $\Delta\pi$ 를 감소시키는 편익 요인이다. 세 번째 항  $(s_l - s_m)\beta q$  역시 절감된 부하  $\beta q$ 가 경부하 시간대에서 생산될 때의 비용 차이를 나타내며,  $s_m > s_l$ 이라는 전형적 계통한계가격 구조 하에서 음(-)의 값을 가져 비용 절감 효과를 반영한다. 이 또한  $\Delta\pi$ 를 감소시키는 편익 요인이다. 따라서 식(1)은 수요반응 프로그램의 경제적 효과가 매출 감소(양(+))의 항과 생산비 절감(음(-))의 항의 상대적 크기에 의해 결정됨을 보여준다.  $\Delta\pi < 0$ 이면 수요반응이 운영주체의 이윤을 증가시켜 순편익을 제공하는 경우이며,  $\Delta\pi > 0$ 이면 매출 감소가 비용 절감 효과를 초과하여 순손실이 발생하는 경우이다.

참고로 식(1)은 수요관리 이전과 이후의 이윤 구조 비교를 통해 도출할 수 있다. 먼저, 수요관리 이전 최대부하 시간대에서의 독립계통운영자의 이윤 함수는 식(2)와 같이 주어진다.

$$\pi^0 = c_h q - s_h q. \quad (2)$$

이는 부하  $q$ 에 대해 최대부하 시간대의 매출  $c_h q$ 에서 전력생산비용  $s_h q$ 을 차감한 값이다. 수요관리 시행 이후 최대부하 시간대의 부하는  $(1 - \beta)q$ 로 감소하므로, 수요반응 이후 운영주체의 이윤은 식(3)과 같이 주어진다.

$$\pi^{DR} = c_h(1 - \beta)q - s_m(1 - \beta)q + c_l\beta q - s_l\beta q. \quad (3)$$

여기서 첫 번째 두 항은 수요반응 이후 최대부하 시간대의 매출과 비용을, 마지막 두 항은 절감된 부하  $\beta q$ 가 경부하 시간대로 이전될 때의 매출과 비용을 각각 나타낸다. 식(2)의 이윤에서 식(3)의 이윤을 차감하면 식(1)의 관계식이 도출된다.

마지막으로 수요관리사업자의 편익 함수는 식(4)와 같이 정의된다.

$$\pi^{DRA} = (c_h - c_l)\beta q. \quad (4)$$



이는 수요관리사업자가 절감량  $\beta q$ 만큼을 최대부하 시간대에 최대부하 요금( $c_h$ )으로 사용하지 않고, 경부하 시간대로 부하를 이전하여 경부하 요금( $c_l$ )을 지불했을 때 얻을 수 있는 이익을 의미한다. 즉, 수요관리량을 최대부하에서 경부하 시간대로 이전함으로써 발생하는 기회비용을 보상받는 구조를 반영한다.

## 2.2. 수요관리사업자의 효용 극대화 문제

앞서 정의한 수요관리사업자의 편익 함수 식(4)를 바탕으로, 수요관리사업자의 효용 극대화 문제를 설정한다. 수요관리사업자의 효용은 부하이전으로 인해 얻는 이득, 부하 이전 비용, 그리고 정산금의 합으로 구성되며, 이를 극대화하는 문제로 정의된다. 이에 따라 수요관리사업자의 효용 극대화 문제는 다음과 같이 표현된다.

$$\max U = \max \left[ (c_h - c_l)\beta q - \psi(\beta) + \underline{p} s_m(\tilde{\alpha} - (1 - \beta))q \right]. \quad (5)$$

여기서  $\psi(\beta)$ 는 최대부하에서 경부하로 부하를 이전할 때 발생하는 부하이전 비용을 나타내며, 본 연구에서는 이를 다음과 같이 가정한다.

$$\psi(\beta) = \frac{1}{2}a_\beta\beta^2, \quad (6)$$

$$a_\beta > 0. \quad (7)$$

식(6)과 식(7)은 수요관리비율  $\beta$ 에 따라 부하이전비용이 결정됨을 나타낸다. 수요관리사업자의 효용 극대화 문제에는 다음의 제약 조건이 함께 고려된다.

$$U'(\beta) = -\psi'(\beta), \quad (8)$$

$$U(\bar{q}) \geq 0. \quad (9)$$

식(8)은 수요관리사업자의 효용 변화와 부하이전비용 간의 관계를 나타내며, 식(9)는 수요관리사업자가 수요관리 프로그램에 참여할 유인이 존재해야 함을 의미한다. 다음 절에서는 식(8)과 식(9)의 제약 하에서 독립계통운영자의 비용 최소화 문제를 정의한다.

## 2.3. 독립계통운영자의 비용 최소화 문제

독립계통운영자의 비용 최소화 문제는 수요관리사업자의 효용인 식(5)를 반영하여 식(10)과 같이 정의한다. 여기서  $\tilde{\alpha}$ 는 고객기준부하 비율을,  $\rho$ 는 정

산금 비율을, 그리고  $\phi(\beta, \rho)$ 는 소비자 잉여(consumer's surplus)<sup>1</sup>를 의미한다.

$$\begin{aligned} \min_{\beta, \rho} C = \int_{\underline{q}}^{\bar{q}} & \left[ (1 + \lambda) \left\{ \rho s_m [\tilde{\alpha} - (1 - \beta)] q + (s_m - s_h) q \right. \right. \\ & \left. \left. + (s_l - s_m) \beta q + (c_h - c_l) \beta q \right\} \right. \\ & \left. - \phi(\beta, \rho) - \rho s_m [\tilde{\alpha} - (1 - \beta)] q \right. \\ & \left. - \left\{ U - \rho s_m [\tilde{\alpha} - (1 - \beta)] q \right\} \right] dq, \end{aligned} \quad (10)$$

$$\phi(\beta, \rho) = \frac{1}{2} b_\beta \beta^2 + \frac{1}{2} b_\rho \rho^2, \quad (11)$$

$$b_\beta < 0, \quad b_\rho > 0. \quad (12)$$

식(10)은 사회적 설계자로서 행동하는 독립계통운영자의 비용 극소화문제를 나타낸다. Lim, Nam and Yang (2025)을 따라  $q$ 는  $[\underline{q}, \bar{q}]$ 에서 균등분포(uniform distribution)를 따른다고 가정한다.<sup>2</sup> 여기서 중요한 것은 운영 주체의 비용 극소화 함수에 수요관리사업자의 효용을 포함한다는 것이다. 여기서  $\rho$ 는 현재 SMP 수준으로 보상해주는 정산금 수준을 보정하는 모수이다.  $\rho = 1$ 이면 단위 절감량 당 보상수준이  $s_m$ 이 되며,  $\rho$ 가 1보다 작으면 현행 수준보다 정산금을 적게 주는 것으로 이해할 수 있다. 식(10)에서는 수요관리 사업자의 효용에서 수요관리 사업자가 기대한 정산비율 하의 정산금  $\rho s_m [\tilde{\alpha} - (1 - \beta)] q$ 을 차감하고, 실제 정산금  $\rho s_m [\tilde{\alpha} - (1 - \beta)] q$ 을 추가하여 실제 정산금 수준에서의 효용으로 평가하였다.

$\tilde{\alpha}$ 는 현재 부하수준 대비 평상시에 고객이 사용하는 고객기준부하의 수준을 나타내는 모수이다.  $\tilde{\alpha} q$ 만큼이 보상의 기준이 되는 고객기준부하이며,  $(1 - \tilde{\alpha}) \beta q$ 는 절감량을 나타낸다.  $\phi(\beta, \rho)$ 는 전력사용량 대비 절감 및 정산금 수준에 의존하는 소비자 잉여를 표시하고, 소비자의 이전 비용과 마찬가지로 이차함수의 형태로 가정한다. 모든 조건들을 해밀토니안(Hamiltonian)으로 정리하면 식(13)과 같이 표현된다.

<sup>1</sup>Laffont and Tirole (1986)을 따라 모형의 단순화를 위해  $\psi(\beta)$ 와  $\phi(\beta, \rho)$ 는 단위당(per unit)으로 정의하며, 수요반응 이벤트가 실제로 발생했을 때 기준 소비 대비 실제로 감축해야 하는 노력 및 정산수준에 의존하는 것으로 가정하였다. 실제 (13)의 최적화 문제를 풀면  $\beta, \rho$ 는  $q$ 의 함수로 정의된다. 이 부분을 명확하게 지적해 주신 심사위원께 감사드린다.

$$\mathcal{H} = \left[ (1 + \lambda) \{ \psi(\beta) + (s_m - s_h)q + (s_l - s_m)\beta q \} - \phi(\beta, \rho) + \lambda(\rho - \underline{\rho})s_m[\tilde{\alpha} - (1 - \beta)]q + \lambda U + \pi(-\psi'(\beta) - U'(\beta)) \right]. \quad (13)$$

해밀토니안의 1계 조건은 식(14), 식(15)과 식(16)이다. 여기에 상태방정식 (Costate condition)인  $\pi'(q) = -\lambda(q - \underline{q})$ 을 통해  $\beta$ 와  $\rho$ 를 도출할 수 있다.

$$\frac{\partial \mathcal{H}}{\partial \beta} = (1 + \lambda) [\psi'(\beta) + (s_l - s_m)q] - \phi_\beta + \lambda \rho s_m q - \pi \psi''(\beta), \quad (14)$$

$$\frac{\partial \mathcal{H}}{\partial \rho} = \phi_\rho + \lambda s_m [\tilde{\alpha} - (1 - \beta)]q, \quad (15)$$

$$\pi' = -\frac{\partial \mathcal{H}}{\partial U} = -\lambda. \quad (16)$$

식(14)부터 식(16)을 통해 최적의 절감비율  $\beta$ 와 정산비율  $\rho$ 를 도출할 수 있다. 다음 장에서는 실증적 자료에 기반한 모수 추정치를 이용하여 독립계통운영자의 비용 효과성과 수요관리사업자의 효용 변화를 정량적으로 비교하기로 한다.

### 3. 실증 자료를 이용한 주요 모수 추정

본 연구에서 분석하는 우리나라의 수요자원거래시장은 2014년 11월 운영을 개시하였으며, 2025년 현재 등록된 수요자원은 90개, 참여고객은 4,322개에 이른다. 2024년 기준 실적정산금 규모는 약 289억 원, 기본정산금 규모는 약 2,083억 원으로, 신뢰성 DR의 용량요금이 전체 시장 정산금의 85% 이상을 차지하고 있다. 신뢰성 DR은 주로 감축시험을 통해 용량확보 기능을 수행하며 실제 발령 빈도는 매우 낮기 때문에, 수요반응시장에서 실질적인 절감량은 대부분 자발적 DR, 특히 경제성 DR이 담당하고 있다. 2024년 자발적 DR의 총 낙찰량은 148,807MWh이며, 이 중 피크수요 DR과 미세먼지 DR의 낙찰량은 각각 7,547MWh와 6,836MWh에 불과하다. 경제성 DR에 집중되어 있는 시장 구조를 반영하고, 제2장에서 제시한 모형과의 정합성을 확보하기 위하여 본 연구에서는 경제성 DR 프로그램을 중심으로 분석을 수행하였다.

<sup>2</sup> $q$ 에 대한 정규분포를 가정하더라도 3장의 추정 결과는 유사하여 최적화 문제의 단순화를 위해 균등분포를 가정한다.

경제성 수요반응 프로그램은 전력시장에서 제시되는 가격 신호에 기반하여 수요자가 자발적으로 부하를 감축하고, 그 실적에 대해서만 정산하여 보상받는 시장기반형 수요관리 방식이다. 이 제도는 사전 약정용량이나 고정 용량정산금이 존재하지 않으며, 감축 여부가 전적으로 수요자의 경제적 판단에 의해 결정된다는 점에서 신뢰성 DR과 구별된다. 결과적으로 경제성 DR은 단기적으로는 피크부하 완화와 가격 안정화에 기여하고, 장기적으로는 설비 투자 부담 감소와 시장 효율성 제고에 기여하는 수요측 자원으로 기능한다.

제2장에서 구축된 모형의 주요 모수들을 추정하기 위해 실증 자료와 기존 문헌의 추정치를 이용하여 합리적 범위를 도출한 후, 해당 범위를 충족하는  $(a_\beta, b_\beta, b_p)$ 의 조합을 탐색하는 방식으로 보정 절차를 수행하였다. 먼저, 권성오, 권성준 (2020)은 소득구간별 한계효용 비용을 추정하여  $\lambda$ 의 범위를  $[0.02, 0.207]$ 로 제시한 바 있으며, 본 연구에서는 이를 참고하여 대표값으로서 중위값인 0.1을  $\lambda$ 로 설정하였다. 또한  $q$ 는 특수일을 제외한 평일 부하 중 관측된 최소값을 동일 기간의 최대 부하로 나누어 정규화한 값으로 정의하였으며, 실증 분석 결과 약 0.6 수준으로 나타났다.

$\tilde{\alpha}$ 는 현 시점 부하 대비 고객 기준부하(Customer Baseline Load) 비율을 의미하며, 기존 문헌 및 실무적 기준을 고려하여  $\tilde{\alpha} = 0.99$ 로 설정하였다.  $\lambda$ ,  $q$ ,  $\tilde{\alpha}$  외에 범위 산정이 요구되는 변수로는  $s_m$ ,  $q$ ,  $s_m - s_l$  등이 있으며, 본 연구는 자료의 정규화를 통해 이들 변수의 값의 범위를 도출하였다. 가격 변수는 가격 수준을 기준으로, 수량 변수는 수요량을 기준으로 각각 정규화하였다.

분석을 위해 사용한 실증자료는 2023년 6월 1일부터 2024년 12월 31일까지의 시간대별 전력시장 자료이며, 2023년 6월 이후를 선택한 이유는 러·우 전쟁과 전력소매요금 동결로 인해 계통한계가격이 소매요금을 상회하는 구간을 분석에서 배제하기 위함이다. 가격 변수에는 시간대별 계통한계가격인  $s_h$ ,  $s_m$ ,  $s_l$ 과 시장가격인  $c_h$ ,  $c_l$ 이 포함되며, 이들은 모두 최대부하 시간대 요금  $c_h$ 를 기준으로 상대적 비율을 산출하여 정규화하였다. 이 방식은 가격 수준의 절대적 단위에 의존하지 않고 상대적 변화 패턴을 반영할 수 있다는 점에서 적합하다.

반면, 수량 변수  $q$ 는 분석기간 동안 관측된 최대 부하를 기준으로 정규화하였으며, 이는 시간대별 산업용(을) AMR(Auto Meter Reading) 전력소비량 자료를 활용하여 산출하였다. 이는 전체 계약전력의 약 90%가 산업용에 집중되어 있고, 산업용 참여고객 중 대다수가 산업용(을)에 속하기 때문이다. 따라서 산업용(을)의 부하패턴은 수요반응시장의 부하 특성을 대표한다고 볼 수 있다.<sup>3</sup>

<sup>3</sup>계약종별 계약전력량과 산업용(을) AMR 데이터는 한국전력공사로부터 제공받았다.



그림 2: 산업용(을) AMR 데이터. AMR 데이터는 동고하고의 계절성을 띠며, 특수일에 수요가 감소하는 특성을 지닌다.

Figure 2: INDUSTRIAL (EUL) AMR DATA. The industrial (Eul) AMR load exhibits clear seasonal patterns, with demand decreasing during special days such as holidays.

그림 2는 2023년 6월 1일부터 2024년 12월 31일까지 산업용(을) AMR 데이터의 시계열 자료를 보여준다. 기본적으로 하절기와 동절기에 수요가 높은 것을 볼 수 있다. 또한, 하계휴가와 명절기간 등의 특수일에 수요가 감소하며, 주말에도 수요가 감소한다.

표 1은 일반적인 근무일의 경부하, 중간부하와 최대부하 시간대 SMP의 평균과 표준편차를 나타낸다. 최대부하 시간대의 SMP 평균이 가장 크며, 경부하 시간대와의 SMP 평균 차이는 약 30 원/kWh이다. 표준편차 또한 최대부하 시간대에서 가장 크다. 일반적으로 부하가 높을 때 최대부하 시간대이므로, 최대부하 시간대에 전력생산비용과 전력생산비용의 변동이 큰 것을 알 수 있다. 시간대별 SMP 자료는 전력통계정보시스템(Electric Power Statistics Information

	최대부하	중간부하	경부하
평균 (원/kWh)	144.06	139.70	113.28
표준편차	23.66	22.49	20.99

표 1: 시간대별 SMP의 평균과 표준편차. 최대부하 시간대에 SMP 평균과 표준편차가 가장 크며, 경부하 시간대에서 SMP 평균과 표준편차가 가장 작다.

Table 1: MEAN AND STANDARD DEVIATION OF SMP BY LOAD PERIOD. Both the mean and the standard deviation of SMP are highest during peak-load hours, while they are lowest during off-peak hours.

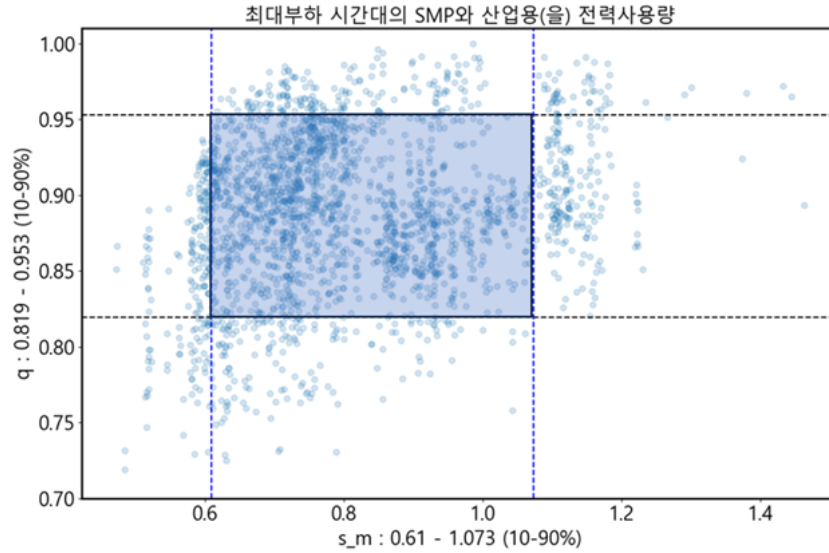


그림 3: 산업용(을) 부하와 최대부하 시간의 SMP 범위. 부하수준은 0.819–0.953 범위에 있으며, 수요관리 후 최대부하 시간대의 SMP는 0.61–1.073 범위에 있다.

Figure 3: RANGE OF INDUSTRIAL (EUL) LOAD AND PEAK-HOUR SMP. The normalized load level ranges from 0.819 to 0.953, while the peak-hour SMP after demand response lies in the range of 0.61 to 1.073.

System)에서 취득하였다.<sup>4</sup>

그림 3은 정규화를 하고 난 후의  $q$ 와  $s_m$ 의 범위를 나타낸다. 여기서 파란색 박스는  $q$ 와  $s_m$ 의 10–90 percentile을 나타내는데,  $q$ 는  $[0.819, 0.953]$  범위이며,  $s_m$ 은  $[0.61, 1.073]$  범위이다. 가격 스프레드 변수인  $s_m - s_l$ 의 10–90 percentile 범위는  $[0.1, 0.31]$ 로 나타났다.

본 연구는 이러한 실측 기반 범위에서 정산단가가 SMP 90–95% 수준 ( $0.9 \leq \rho \leq 0.95$ )을 유지하고, 수요관리 비율이 최대 10%를 넘지 않는 경우 ( $0 < \beta \leq 0.1$ )를 모두 만족하는  $(a_\beta, b_\beta, b_\rho)$ 의 조합을 탐색하였다.

구체적인 모수 탐색 절차는 다음과 같다. 먼저,  $(a_\beta, b_\beta, b_\rho)$  조합이 실제 데이터에서 관측된  $(q, s_m, s_m - s_l)$ 의 범위 내에서  $\rho$ 와  $\beta$ 의 범위를 충족하는 결과를 산출하는지를 검증한다. 예를 들면,  $0 < a_\beta \leq 3$  범위와  $-2 \leq b_\beta < 0$  범위에서 대다수의  $(q, s_m, s_m - s_l)$  조합에 대해  $0.9 \leq \rho \leq 0.95$  와  $0 < \beta \leq 0.1$  의 범위를 만족하는  $\rho$ 와  $\beta$ 의 값이 산출되는지를 평가하였다. 둘째,  $a_\beta$ 와  $b_\beta$ 의 중

<sup>4</sup><https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/>

위값을 기준으로  $\pm 0.15$ 의 변동을 허용하는 범위에서 모든  $(q, s_m, s_m - s_l, \beta, \rho)$ 의 조합을 탐색했다. 셋째, 앞서 구한 조합에서 최적의 절감비율인  $\beta^*$ 와 최적의 정산금 수준  $\rho^*$ 를 식(17)과 식(18)와 같이 추정하였다. 추정에는 다양한 머신러닝 방법들이 사용될 수 있으나 본 연구에서는 하이퍼 파라미터(hyper parameters)에 상대적으로 덜 민감하다고 판단된 랜덤 포레스트(Random Forest)를 사용하였다. 하지만 그 추정결과는 다른 머신러닝 방법론에 비해 크게 차이가 나지 않아 다른 종류의 머신러닝 추정을 이용해도 안정적으로 도출됨을 확인하였다.

최적 수요관리비율은  $a_\beta$ 와  $b_\beta$  값에 따라 변화하는 폭이 유의미하지 않기 때문에 변수로서  $q$ 와  $s_m$  만을 사용하였다. 반면, 최적 정산금 비율은  $a_\beta$ 와  $b_\beta$  뿐만 아니라,  $s_m - s_l$ 에 의해서도 결정된다. 가격 스프레드가 클수록 부하이전에 따른 편익이 증가하여 보상수준을 높게 설정할 여지가 생기고, 반대로 스프레드가 작을 때는 부하이전에 따른 순편익이 제한되므로 높은 정산금 수준이 그에 따라 제한된다는 점에서 자연스러운 변수 설정이라고 판단된다.

$$\beta^* = f(q, s_m), \quad (17)$$

$$\rho^* = g(a_\beta, b_\beta, q, s_m, s_m - s_l). \quad (18)$$

본 연구에서는 최적 정산금 수준  $\rho^*$ 를 추정할 때, 가격 스프레드 ( $s_m - s_l$ )를 높음, 중간, 낮음의 세 단계로 구분하였다. 이는 실제 수요반응 프로그램을 운영할 때, 부하수준인  $q$ 는 쉽게 관측되는 변수이며 수요관리 후 SMP인  $s_m$ 은 정산의 기준이 되는 핵심 변수이지만, 가격 스프레드별로 정산금 수준을 세분화하여 평가하는 것은 제도 운영의 복잡성을 증가시킨다고 판단하였기 때문이다.

그림 4는 위에서 설명한 방식으로 추정된 최적 수요관리 비율을 나타낸다. 산업용(을) 부하수준 대비 약 3~4% 수준으로 나타났다. 검은색 점은 실제 데이터에서 구한  $(s_m, q, \beta)$ 를 나타낸다. 대다수의 점이 최적수요관리비율 아래에서 형성되어 있다. 이는 2023년 이후에 실현된 대부분의 부하수준과 SMP에서 이행된 수요관리비율이 최적의 사회적 효용 측면에서 도출된 수요관리 비율보다 매우 적은 수준이었음을 보여주고, 현재 수준보다 수요관리 비율을 늘리는 것이 사회적으로 바람직함을 보여준다.

그림 5는 가격 스프레드가 낮을 때, 중간일 때, 높을 때를 순차적으로 그린 그림이다. 정산금 수준을 현행 SMP 보상수준 대비하여 가격 스프레드가 낮을 때는 90~91% 범위로, 중간일 때는 91.5~92.5%, 높을 때는 92.7~94.8%로 설정하는 것이 비용효과적임을 볼 수 있다. 가격 스프레드가 높을 때를 살펴보면,

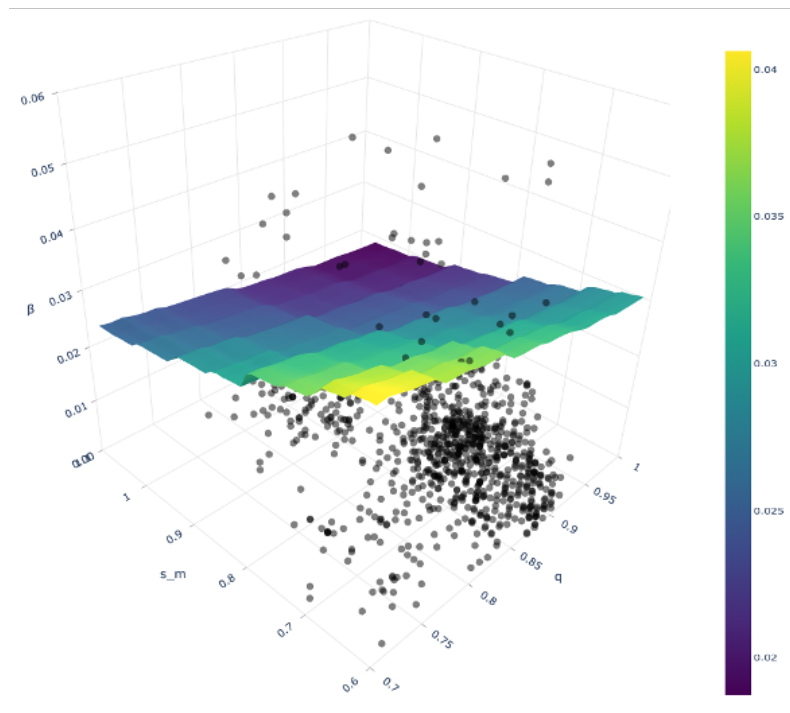


그림 4: 최적 수요관리 비율. 부하수준과 수요관리 후 SMP 수준에 따라 약 3~4%로 결정된다.

Figure 4: OPTIMAL DEMAND REDUCTION RATIO. The optimal reduction ratio is determined to be approximately 3~4% depending on the load level and the post-demand-response SMP.



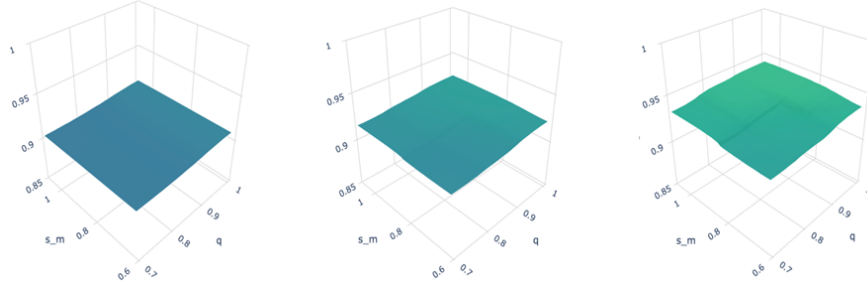


그림 5: 시나리오별 최적 정산금 비율. 오른쪽 그림일수록 가격 스프레드가 크며, 가격 스프레드가 커질수록 정산금 비율도 증가한다.

Figure 5: OPTIMAL SETTLEMENT RATIO BY SCENARIO. Panels further to the right correspond to larger price spreads, and the optimal settlement ratio increases as the price spread widens.

$(q, s_m)$ 이 증가할 때 정산금 수준도 같이 증가하는 것을 볼 수 있다. 이는 부하가 높고 SMP 수준이 높을 때 한계발전기 가동에 따른 SMP 증가가 클 것으로 예상되며, 수요관리가 SMP를 더 낮출 수 있는 상황이기 때문으로 해석된다.

#### 4. 시장 참여자의 비용함수와 편익함수의 정량적 비교

본 장에서는 3장에서 추정된 최적의 절감비율인  $\beta^*$ 와 최적의 정산금 비율  $\rho^*$ 에서 수요반응시장 참여자들의 비용과 편익 수준이 어떻게 변화하는지를 정량적으로 추정하고자 한다. 이를 위해 먼저 SMP의 수요 반응 탄력성을 추정하고, 추정된 탄력성을 이용하여 계통운영자의 비용감소와 수요관리 사업자의 효용 증가분을 산정하였다.

##### 4.1. SMP의 수요 반응 탄력성

수요반응 프로그램의 시행 전후 효과를 비교하기 위해서는 수요관리 이전의 SMP를 기준선으로 설정할 필요가 있다. 이를 위해 본 연구에서는  $s_h$ 와  $s_m$ 으로 정의되는 수요관리 전후 SMP의 차이를 이용하여 전력구매비용 변화를 추정한다.

수요반응 프로그램의 시행 전후에 따른 독립계통운영자의 비용과 수요관리사업자의 편익을 정량적으로 비교하기 위해서는 수요관리 전의 SMP를 추정해야 한다.  $s_h$ 와  $s_m$ 으로 정의한 수요관리 전 SMP와 수요관리 후 SMP의 차이를 알아야 전력구매비용 감소 폭을 알 수 있기 때문이다. 이를 위해 다음과

시간	봄/가을	여름	겨울
9시	-0.159	0.326	0.572***
10시	0.034	-0.155	0.374***
11시	0.18	0.524	0.288***
12시	0.11	0.258**	0.208***
13시	0.603***	0.303**	0.431***
14시	-0.097	0.254	0.309***
15시	0.388**	0.687***	0.361***
16시	-0.06	0.518***	0.391***
17시	0.017	0.158	0.358***

표 2: SMP 탄력성 추정결과. 부하가 1% 변화할 때 SMP가 얼마나 변화하는지를 추정한 결과이다. 주: \*, \*\*, \*\*\*는 각각 10%, 5%, 1% 유의수준에서 통계적으로 유의함을 나타낸다.

Table 2: ESTIMATED SMP ELASTICITY. The table reports the estimated percentage change in SMP in response to a 1% change in system load.

같은 추정식을 통해 SMP 탄력성을 추정하기로 한다.

$$dSMP_i = a + a_{s_1}dML_i + a_{s_2}dML_i + a_{s_3}dML_i + bBLSR_i + cSPGSR_i + e_i, \quad (19)$$

$$dSMP_i = \log(SMP_i) - \log(lowSMP_{avg}), \quad (20)$$

$$dML_i = \log(ML_i) - \log(lowML_{avg}). \quad (21)$$

여기서  $BLSR$ ,  $SPGSR$ 은 각각 전체 발전량에서 기저부하 발전량, 태양광 발전량의 비중이고,  $a_{s_1}$ ,  $a_{s_2}$ ,  $a_{s_3}$ 은 각각 봄/가을, 여름, 겨울의 탄력성 계수를 나타낸다. 위의 모형은 2023년 이후 자료를 사용하여 9시부터 23시까지 시간대별로 추정하였다. 식(21)의  $lowML_{avg}$ 는 월별로 수요가 가장 낮은 세 개의 시점부하의 평균이며, 식(20)의  $lowSMP_{avg}$ 는 이에 상응하는 SMP 평균이다. 식(19)의 변수로는 기저부하 발전량의 비중인  $BLSR$ 과 태양광 발전량의 비중인  $SPGSR$ 이 포함되어 있다. 이는 기저부하 발전량이 많으면 SMP의 변동이 낮아지며, 태양광 발전량의 변동성이 클수록 SMP 변동성이 높아지는 경향성을 반영하기 위함이다. 이렇게 추정한 SMP 탄력성은 표 2와 같다.

표 2에서 겨울철과 여름철의 SMP 탄력성은 대다수 유의미하게 양수로 추정되었으나, 봄/가을은 대부분 음수로 추정되거나 유의하지 않은 시간대가 다수 존재하였다. 이는 봄/가을의 경우 전체적인 부하수준이 낮아 부하가 증가하

면서 SMP 가격상승의 효과가 유의미하게 나타나지 않았다는 것을 의미한다. 따라서 봄/가을에는 독립계통운영자의 비용감소 효과가 유의하지 않을 수 있음을 나타낸다. 부하 변동에 따른 정확한 SMP 탄력성 추정을 위해서는 수요 측면 이외에 부하 비용 등 발전 측면을 추가로 고려해야 하는데, 이는 시간별 발전 데이터가 존재하지 않는 문제가 있어 추후의 연구에서 다루기로 한다.

#### 4.2. 독립계통운영자의 비용효과 분석

부하수준  $q$ 와 최대부하 시간대의 수요관리 후 SMP 인  $s_m$ 과 최대부하 시간대와 경부하 시간대의 SMP 차이 ( $s_m - s_l$ )에 따른 운영주체의 비용은 다음과 같다.  $\rho^*$ 와  $\beta^*$ 는  $(s_m, \rho, s_m - s_l)$ 의 함수이기 때문에, 모든  $(s_m, \rho, s_m - s_l)$  조합에 대해 최적의 정산비율과 수요관리비율을 도출할 수 있다.  $\tilde{\rho}$ 는 현행의 100% 보상안을 따라 1로 설정하였으며,  $\tilde{\beta}$ 는 16시 DR 비율의 약 80 percentile 수준으로 설정(약 1.2%)했다.  $s_m^*$ 은 SMP 탄력성을 활용하여 현행보다 수요관리를 추가로 한다는 가정 하에서 감소한 수요관리후 계통한계가격을 의미한다. SMP 탄력성은 계절별로 0 보다 작은 값을 제외하고 평균적인 값을 취하였다. 이렇게 도출한 최적 수준에서 비용은 식(22)이며, 현행의 수요관리 제도 하의 비용을 대표하는 식(23)이다.

$$OptimalCost = \rho^* s_m^* [\tilde{\alpha} - (1 - \beta^*)] q + (s_m^* - s_h) q + (s_l - s_m^*) \beta^* q + (c_h - c_l) \beta^* q, \quad (22)$$

$$EmpiricalCost = \tilde{\rho} s_m [\tilde{\alpha} - (1 - \tilde{\beta})] q + (s_m - s_h) q + (s_l - s_m) \tilde{\beta} q + (c_h - c_l) \tilde{\beta} q. \quad (23)$$

두 식을 살펴보면, 정산금은 최적에서 더 높다 ( $\rho^* s_m^* [\tilde{\alpha} - (1 - \beta^*)] q > \tilde{\rho} s_m [\tilde{\alpha} - (1 - \tilde{\beta})] q$ ). 정산금 비율  $\rho$ 가 최적에서 감소하지만, 수요관리 비율인  $\beta$ 가 최적에서 증가하기 때문이다. SMP 감소로 인한 전력구매비용 감소분은 최적에서 더 크고 ( $|(s_m^* - s_h)q| > |(s_m - s_h)q|$ ), 최대부하에서 경부하로 부하를 이전하는데 따른 이득은 최적에서 더 크다 ( $|(s_l - s_m^*)\beta^* q| > |(s_l - s_m)\tilde{\beta} q|$ ). 마지막으로, 최대부하에서 경부하로 이전하는데 따른 매출액 감소는 최적에서 더 크다 ( $(c_h - c_l)\beta^* q > (c_h - c_l)\tilde{\beta} q$ ). 그림 6은 여름철에 비교한 식(22)과 식(23)을 나타낸다. 정산금이 가격 스프레드에 따라 변하는데, 여기서는 가격스프레드가 높을 때와 낮을 때의 결과를 제시한다.

그림 6의 검은색 점은 2023년과 2024년 하계기간(6-8월)에 실현된  $(s_m, q)$ 의 조합이며, 왼쪽과 오른쪽 그림은 각각 가격 스프레드가 낮을 때와 높을 때를 의미한다. 빨간색은 현행 수요관리 프로그램인 식(23)의 점을 나타내며, 파란색은 본 연구에서 도출한 수요관리 체계 하의 비용인 식(22)에 따라 도출한 비용을 나타낸다.  $(s_m, q)$ 의 조합에서 비용이 개선되는 것을 확인할 수 있다. 이러한 결과는 SMP 탄력성이 충분히 높을 때 실현된다. SMP 탄력성이 충분히 높지 않으면 전력구매비용 감소 효과가 매우 작아지기 때문이다.

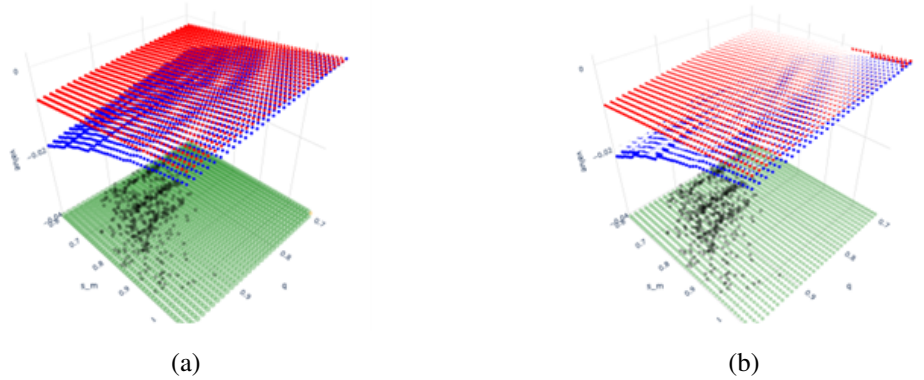


그림 6: 하계기간의 최적비용과 실제비용 비교. 최적 수요관리 비율과 최적 정산금 비중 하에서의 비용(파란색)이 현행 수요관리제도 하에서의 비용(빨간색)보다 개선되는 것을 알 수 있다. (a)는 가격 스프레드가 낮을 때이며, (b)는 가격 스프레드가 높을 때이다.

Figure 6: COMPARISON OF OPTIMAL AND EMPIRICAL COSTS DURING THE SUMMER PERIOD. The cost under the optimal demand reduction ratio and settlement ratio (blue) is lower than the cost under the current demand response scheme (red). Panel (a) corresponds to a low price spread, while panel (b) corresponds to a high price spread.

#### 4.3. 수요관리사업자의 효용 비교 분석

그림 7은 수요관리사업자의 효용을 나타낸 그림이다. 그림 6과 마찬가지로, 검은색 점은 여름철의 실제  $(s_m, q)$ 의 조합이고, 파란색 점이 최적 수준에서의 수요관리사업자의 효용을 나타낸다. 수요관리사업자의 효용은 정산비율이 다소 낮아져도 정산금 증가로 인해 전반적으로 개선되기 때문에 SMP 탄력성 변화의 영향도 크지 않다. 즉, 현행 수준보다 정산금 수준을 낮추어도 수요관리량을 늘린다면 수요관리사업자의 참여 유인이 증가할 것을 시사한다.

반면 운영 측면에서는 SMP 탄력성이 높은 시간대일수록 수요감축이 SMP 하락으로 이어져 비용 절감 효과가 나타나지만, 탄력성이 낮은 시간대에는 이런 효과가 거의 발생하지 않는다. 이 때문에 탄력성이 낮은 구간에서는 운영 측면의 이익 없이 사업자 효용만 증가하는 구조가 형성될 수 있다. 이런 점을 고려하면, 시간대별 SMP 반응도를 기준으로 DR 정산 구조를 조정하거나 보상 수준을 세밀하게 다듬을 필요가 있다. 정산금이 일부 조정되더라도 사업자 효용이 유지된다면, 전체적인 비용 부담을 조절할 여지도 있다는 점을 시사한다.

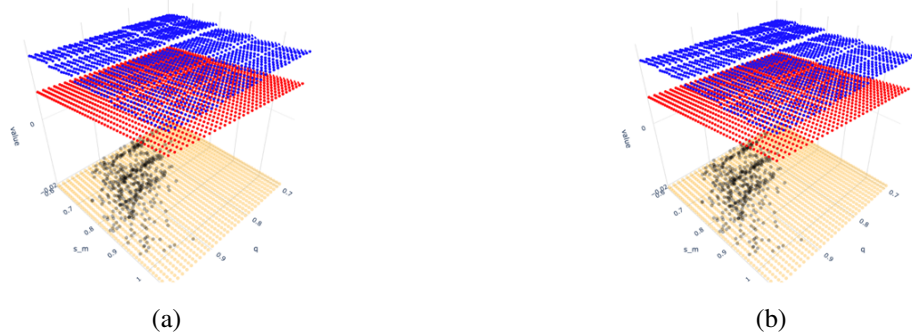


그림 7: 하계기간의 수요관리사업자의 효용 비교. 최적 수요관리 비율과 최적 정산금 비중 하에서의 수요관리사업자의 효용(파란색)이 현행 수요관리제도 하에서의 수요관리사업자의 효용(빨간색)보다 개선되는 것을 알 수 있다. (a)는 가격 스프레드가 낮을 때이며, (b)는 가격 스프레드가 높을 때이다.

Figure 7: COMPARISON OF DEMAND RESPONSE AGGREGATOR UTILITY DURING THE SUMMER PERIOD. Under the optimal demand reduction ratio and settlement ratio, the aggregator's utility (blue) is higher than that under the current demand response scheme (red). Panel (a) corresponds to a low price spread, while panel (b) corresponds to a high price spread.

## 5. 결론

본 연구에서는 한국 수요자원거래시장의 정산금 구조와 보상체계를 미시경제학적 관점에서 재해석하고, 운영주체와 수요관리사업자의 의사결정이 어떻게 상호작용하는지를 모형화하였다.

첫째, 감축비용과 정산금의 조합은 수요관리사업자의 감축 의사결정에 직접적인 영향을 미치며, 보상구조가 적절히 설계되지 않을 경우 감축 수준이 제도 운영자가 기대하는 결과와 다르게 나타날 수 있음을 보였다. 이는 현재의 수요반응 프로그램이 본질적으로 보상 설계에 매우 민감하다는 점을 보여주는 동시에, 효율적인 시장 운영을 위해서는 참여자의 행동을 왜곡하지 않는 인센티브 구조가 필요함을 시사한다. 본 연구는 이러한 인센티브 구조를 모형화하고, 실제 DR 자료를 활용하여 어떤 보상·감축 조합이 보다 효율적인 결과를 유도하는지 분석하였다.

둘째, 독립계통운영자의 비용구조를 SMP 탄력성, 매출 변화, 부하이전 비용 등을 반영해 세부적으로 계량화한 결과, 정산단가를 현행 보상수준 대비 약 90–95% 수준으로 조정하고 수요관리비용을 확대하는 경우 독립계통운영자의 총비용은 감소하는 동시에 수요관리사업자의 효용은 증가하는 것으로 나타났다. 이는 정산단가 인하가 반드시 참여자의 이윤 감소를 의미하는 것은 아니며, 오히려 왜곡된 보상구조를 완화함으로써 수요자원거래 시장 전체의 효율성을 제고할 수 있음을 의미한다.

셋째, SMP 탄력성이 충분히 큰 시간대에서는 수요 감축이 SMP 하락을 유발하여 전력구매비용 절감 효과가 크게 나타나며, 이때 사회적 후생 개선 폭도 가장 크게 나타난다. 반면 SMP 탄력성이 낮은 시간대에서는 운영주체의 비용개선 폭은 제한적이지만, 수요관리사업자의 순편익은 여전히 증가하는 것으로 분석되었다. 이는 시간대별 비용·수요 구조의 이질성을 반영한 보다 정교한 수요반응 정산체계가 필요함을 시사한다.

종합하면, 본 연구는 한국전력이 사회적 효용을 고려하여 수요반응 제도를 최적화할 경우, 정산단가와 감축비율의 조정만으로도 시장 효율성을 개선할 수 있음을 보였다. 더 나아가 시간대별 SMP 반응도와 부하 특성을 반영한 차등형 정산체계는 비용 부담을 완화하는 동시에 DR의 실질적 기여도를 높일 수 있는 정책 방향임을 제안한다. 이러한 분석 결과는 향후 DR 시장설계 과정에서 제도적 조정의 기준을 마련하는데 유용한 근거를 제공하며, 에너지 전환 과정에서 수요측 자원의 역할을 확대하기 위한 구체적 설계 원칙을 제시한다는 점에서 의의가 있다.

## 참고문헌

- 권성오, 권성준 (2020). *소득세의 효율비용에 관한 연구*, 한국조세재정연구원 연구보고서.
- (Translated in English) Kwon, S. O., and Kwon, S. J. (2020). *A Study on the Efficiency Cost of Income Taxation*, Korea Institute of Public Finance Research Report.
- Agrawal, V. V., and Yücel, Ş. (2022). “Design of electricity demand-response programs,” *Management Science* 68, 7441–7456.
- Baron, D. P., and Myerson, R. B. (1982). “Regulating a monopolist with unknown costs,” *Econometrica* 50, 911–930.
- Borenstein, S. (2010). “The long-run efficiency of real-time electricity pricing,” *The Energy Journal* 26, 93–116.
- Comden, J., Z. Liu and Y. Zhao (2017). “Harnessing flexible and reliable demand response under customer uncertainties,” *Proceedings of the Eighth International Conference on Future Energy Systems (e-Energy '17)*, 67–79. ACM.
- Cortez, L., Martinez, P., Rodriguez, A., and Silva, R. (2023). “A quadratic cost model for demand-side flexibility and load shifting,” *Energy Economics* 118, 106–129.
- Daniels, K., and Lobel, R. (2014). “Demand response in electricity markets: Voluntary and automated curtailment contracts,” SSRN Working Paper No. 2505203.

- D’Ettorre, F., Burger, S., Perez-Arriaga, I. J., and Abbad, J. R. (2022). “Demand-side flexibility for decarbonised power systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 156, 111–127.
- Feuerriegel, S., and Neumann, D. (2014). “Measuring the financial impact of demand response for electricity retailers,” *Energy Policy* 65, 359–368.
- Gabaldón, A., Alvarez, C., Ruiz-Abellón, M., Guillamón, A., Valero-Verdú, S., Molina, R., and García-Garre, A. (2018). “Integration of methodologies for the evaluation of offer curves in energy and capacity markets through energy efficiency and demand response,” *Sustainability* 10, 483.
- Gonçalves, I., Gomes, A., and Antunes, C. (2019). “Optimizing the management of smart home energy resources under different power cost scenarios,” *Applied Energy* 242, 351–363.
- Harvey, S., and Hogan, W. (2013). “DNodal pricing and demand response,” Harvard Electricity Policy Group Working Paper.
- International Energy Agency (2020). “Energy Technology Perspectives 2020,” IEA.
- International Energy Agency (2023). “Electricity Market Report 2023,” IEA.
- Laffont, J.-J., and Tirole, J. (1986). “Using cost observations to regulate firms,” *Journal of Political Economy* 94, 614–641.
- Lim, Y., Nam, K., and Yang, S. (2025). “Optimal incentive design for truthful reporting in B2B electricity saving platforms,” Working paper.
- Muthirayan et al. (2019). “Mechanism design for demand response programs with baseline manipulation,” *IEEE Transactions on Smart Grid* 10, 3200–3210.
- Parrish, B., Heptonstall, P., Gross, R., and Munuera, L. (2019). “Demand response and the future of power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 101, 1–10.
- Satchidanandan, A., Zhao, J., and Low, S. H. (2023). “Two-stage demand response mechanism with uncertainty and strategic behavior,” *IEEE Transactions on Smart Grid* 14, 505–518.
- Shi, L., Chen, Y., Li, N., and Low, S. H. (2021). “Quadratic cost models for load shifting and flexibility services in smart grids,” *Applied Energy* 302, 117–295.
- Webb, E., O.Q. Wu and K. Cattani (2019). “Coordinating energy efficiency and incentive-based demand response,” *Kelley School of Business Research Paper* No. 16–68.