



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](#)

2021年 8月

博士學位論文

전력계통 수급 안정을 위한 소규모
수요자원 경제성 분석 연구

朝鮮大學校 大學院

電氣工學科

崔正坤

전력계통 수급 안정을 위한 소규모 수요자원 경제성 분석 연구

A Study on Economic Analysis of Small Scale Demand
Response Resources for the Stabilization of Power System Supply

2021年 8月 27日

朝鮮大學校 大學院

電氣工學科

崔 正 坤

전력계통 수급 안정을 위한 소규모 수요자원 경제성 분석 연구

指導教授 崔 孝 祥

이 論文을 工學 博士學位申請 論文으로 提出함
2021年 4月

朝鮮大學校 大學院

電氣工學科

崔 正 坤

崔正坤의 博士學位 論文을 認准함.

委員長 朝鮮大學校 教授 김 용 재 (印)

委 員 朝鮮大學校 教授 김 남 훈 (印)

委 員 朝鮮大學校 教授 고 필 주 (印)

委 員 全南道立大學校 教授 황 증 성 (印)

委 員 朝鮮大學校 教授 최 효 상 (印)

2021年 06月

朝鮮大學校 大學院

목 차

Abstract

제1장 서론	1
제1절 연구의 배경 및 필요성	1
제2절 연구의 목적 및 구성	3
제2장 수요자원시장 분석 및 개선점	5
제1절 수요반응의 개념	5
제2절 해외 수요자원시장 제도	8
제3절 국내 수요자원시장 제도	16
제4절 수요자원시장 분석	27
제5절 수요자원시장 개선점	34
제3장 국민DR 편익 산정	41
제1절 국민DR 편익산정 필요성 및 전제조건	41
제2절 산정체계 정의	42
제3절 편익 산정을 위한 기본 개념	54
제4절 참여자 편익	58
제5절 수요관리사업자 편익	68
제6절 수용가 영향도 편익	82
제7절 총자원 편익	82

제8절 사회적 편익	82
제9절 소결	86
제4장 국민DR 실증	87
제1절 국민DR 실증	87
제2절 국민DR 실증 결과	91
제5장 결론	96
참고문헌	99

List of Tables

표 2-1 수요반응, 부하차단, 직접부하제어 비교	6
표 2-2 신뢰성 DR과 경제성 DR 구분	10
표 2-3 수급균형 및 보조서비스 프로그램의 종류	13
표 2-4 DR 참여 상품의 종류 및 특성	14
표 2-5 수요반응자원의 특징 비교	17
표 2-6 수요반응자원 등록 기준	18
표 2-7 전기소비 패턴과 감축량 평가	19
표 2-8 CBL 산정방식	20
표 2-9 실시간 급전지시에 대한 정산	21
표 2-10 수요자원의 종별 구성	23
표 2-11 수요자원 감축량 및 정산금 실적	24
표 2-12 신뢰성 수요반응 감축 실적	24
표 2-13 연차별 경제성 수요반응 실적 비교	25
표 2-14 발전설비 회피비용 산정 전제	31
표 2-15 송배전설비 회피비용 산정 전제	32
표 2-16 회피비용의 산정 결과 및 비용편익 비율	32
표 2-17 수요자원 참여에 의한 용량정산금 절감	33
표 2-18 2차 연도 경제성 수요반응에 의한 에너지 비용 절감	34
표 2-19 예비력의 구분과 수요자원의 참여 가능성	36
표 2-20 수요자원의 수급계획 반영량과 시장 등록용량	37
표 3-1 5개 관점별 국민DR 편익 항목	43
표 3-2 동·하절기 Energy mission 실험 개요	57
표 3-3 대표 참여자의 연도별 감축량	62
표 3-4 대표 참여자의 연도별 전기요금 절감액	63

표 3-5 대표 참여자의 연도별 편익 및 편익 현재가치	66
표 3-6 참여자 편익: 성과보상금에 대한 민감도 분석	67
표 3-7 감축지시당 총 감축량(ΔEN_{it})	70
표 3-8 연도별 송·배전비용 회피편익	75
표 3-9 배출권 거래비용 기준가격	76
표 3-10 한국전력 광고선전비	78
표 3-11 수요관리사업자의 기타편익	78
표 3-12 수요관리사업자의 연도별 편익 및 편익 현재가치	79
표 3-13 수요관리사업자의 총 편익: 편익요소별 비중	80
표 3-14 수요관리사업자 편익: 회피단가에 따른 민감도 분석	81
표 3-15 LNG 발전원의 외부비용	83
표 3-16 5개 관점별 국민DR 편익 현재가치	86
표 4-1 수요자원시장 현황	87
표 4-2 국민DR 운영규칙	89
표 4-3 수요자원시장과의 비교	90
표 4-4 2020년 실증결과	94
표 4-5 2020년 감축량 비교	94
표 4-6 2020년 편익 실증결과 비교	95

List of Figures

그림 2-1 수요반응의 개념	5
그림 2-2 전형적인 여름철 피크 시, 부하그래프	8
그림 2-3 PJM 수요자원시장 시스템의 기본 구성	10
그림 2-4 수요반응자원의 용량증가 추이	23
그림 2-5 NBTP, 평균SMP와 낙찰량 관계	26
그림 2-6 수요자원시장의 편익	28
그림 3-1 예금은행 가계신용대출 금리	55
그림 3-2 Energy mission 참여자 성과보상금 분포	59
그림 3-3 유형별 Energy mission 참여자 절감량	60
그림 3-4 유형별 Energy mission 참여자 성과보상금	60
그림 3-5 참여가구 연도별 성과보상금	65
그림 3-6 동·하절기 Energy mission 참여율 분포	68
그림 3-7 국민DR 참여자 수 전망	69
그림 3-8 연도별 총 감축량(ΔEN_t)	71
그림 3-9 연도별 에너지비용 회피편익	72
그림 3-10 연도별 발전설비비용 회피편익	74
그림 3-11 연도별 환경규제 회피편익	77
그림 3-12 연도별 외부비용 회피편익	84
그림 3-13 사회적비용 관점에서 연도별 편익	85
그림 4-1 수요반응 개념도	88
그림 4-2 감축 준비시간 변화에 따른 참여율 변화	92
그림 4-3 보상수준 변화에 따른 감축 변화	93

ABSTRACT

A Study on Economic Analysis of Small Scale Demand Response Resources for the Stabilization of Power System Supply

Choi, Jeong-Gon

Advisor : Prof. Choi Hyo-Sang, Ph.D.

Department of Electrical Engineering,

Graduate School of Chosun University

With the continued growth in demand for electricity at around 4 percent and breaking the new peak record of highest power demand every year for the last 10 years, Korean power plant capacity exceeded 129,361 MW in 2021. The imbalance of power supply and demand in Korea became notable since the late 2000s particularly due to the increased oil price. However, the imbalance has been intensified since 2003 as a result of inadequate government price control policy, motivating a more rapid increase in electricity use relative to the use of coal raw materials. To address the excess power demand, expansion of power generation facilities became necessary.

However, the annual power peak generation time is 1 % of yearly electricity usage(50 ~ 100 hours); therefore, a large-scale increase in power generation facilities would inevitably entail inefficiency of operation during the low demand periods. Therefore, reducing the demand corresponding to the peak demands accounting for 1 % of the total electricity use would be more effective than wasting the excess supply 99 % of the time by expanding power generation facilities. The demand response (DR) market in Korea has been growing rapidly since its start in November 2014. By the end of 2020, the demand response market secured 4,514 MW and reduced power by about 1,000GWh since 2014, and the market size based on settlement amount has grown to about 200 billion won.

DR market contributes to the power supply during the summer and winter peaks based on the demand response. However, it is currently based on load movement rather than aiming to reduce the electric power demand and limited

seasonally to industrial and commercial sectors such as some manufacturing industries and buildings. Consequently, the current DR market benefits only a part of the market and focuses on the settlement distribution rather than the discovery of additional demand resources. For the long-term sustainability of the power supply and demand, it is necessary to reexamine the foundation of the system by considering the involvement of a larger number of people, providing monetary incentives, and systematically recruiting and managing fewer resources.

National DR is a demand response resource that can secure short-term reserves and contribute to electricity supply at a low cost. National DR resources can be used as operational reserves for small-scale customers as it is possible to supply power even 20 minutes before the maximum reduction start time. National DR system is connected with other decentralized resources such as electric vehicles, solar power, and renewables, not to mention the IoT-based home energy service market such that national DR resources increase the flexibility of the power system and the opportunity cost paid for reduction is smaller compared to other resources.

Given the expansion and the benefits of the national DR, this study aims to analyze the performance of DR market, as it can be an important determinant of participating in the DR market. By analyzing the benefits, the dissertation intends to present the theoretical basis for the development of the DR market and contribute to the stabilization of power supply and demand.

The benefits of national DR resources are analyzed by examining the trading system of the DR market from the perspectives of stakeholders - electric consumer, demand management providers. The major performance of DR market measured by capacity increase and operation performance is divided by reliability demand response and economical demand response. Evaluation of the benefits of DR market system is analyzed both quantitatively and qualitatively. The quantitative evaluation examines cost-effectiveness by measuring facility avoidance cost, energy cost, and reduction of capacity acquisition cost in the electricity market. The qualitative evaluation confirms that the non-metering effect improved the efficiency of the power system and power market, stabilized the market price, improved the ability to respond to climate change, and solidified its position as an exemplary driving force of the new energy industry.

Furthermore, ways to improve the DR market system were considered. First, the current issues of the DR market were diagnosed and the need for system improvement was derived. The national DR was proposed as a way to expand

consumer participation, and the benefit calculation system of the national DR was designed and defined. The economic analysis of the existing power plant construction and load management system does not match the practical economic evaluation of the national DR as it links simple construction costs to the performance compensation of the load management system. A more sophisticated measure composing the benefits of each of the participants such as the public, company(demand management provider), and society is designed and calculated. Based on the national DR benefit calculation system, the "energy mission" experimental data which is designed and employed as part of the business model demonstration project was used to execute the benefit analysis. As a result, if the national DR is implemented for the next 10 years, the present values of the benefits for each participants range from KRW 76.15 billion to KRW 398.72 billion. The findings suggest that national DR can act as a power plant and a practical way to give the people an eco-friendly and economic effect.

제1장 서 론

제1절 연구의 배경 및 필요성

우리나라 전력수급 상황은 2000년대 후반부터 예상보다 높은 전력수요로 인해 악화되기 시작하였다. 특히 2003년부터 상승한 국제유가는 전기요금의 인상요인이 되었으나 정부의 물가억제정책으로 인해 요금이 현실화되지 못하였고 이러한 괴리는 대체수단인 석탄원료의 이용이 아닌 전력사용의 급증으로 이어졌다. 또한 동하절기 전력수급의 불균형 문제가 심각하게 대두되면서 한국전력(한전)과 정부에서는 이를 해결하기 위해 최대전력 수요시간대의 전기요금을 증가시킴으로써 전력수요의 분산을 유도하고 있으나 기본적인 전력수요의 연간 증가율이 계속 4% 내외가 되면서 발전설비의 확충이 필요하게 되었다. 하지만 연간 전력피크 발생시간은 50에서 100시간(1%)이기 때문에 발전설비의 대규모 증대는 일정기간 운영의 비효율성이 발생할 수 밖에 없다. 우리나라의 전력소비의 40% 이상을 소비하는 수도권의 전력공급을 위해서는 송변전 계통의 증설이 필요하고 막대한 투자가 시행되어야 하며 운영 시, 발생하는 송전손실의 증가는 비용증가로 이어져 전력요금의 증가뿐만 아니라 한전이 적자를 피할 수 없게 되는 상황이 현실로 나타나고 있다.

또한 전력증가의 대안으로 여겨지는 원자력 발전의 경우, 일본 후쿠시마 사태로 인해 위험에 대한 국민의 불안과 저항이 커졌고, 화력 발전은 탄소배출권 비용이 추가적으로 발생하였고, 이는 원가의 상승요인이 되고 있다[1].

이러한 상황에서 2011.9.15.에 발생한 유례없던 대규모 순환단전 사태는 전력선 진국으로 자부하던 우리나라의 전력수급 경쟁력을 떨어뜨리는 원인이 되었다. 추석연휴가 끝나고 뒤늦게 발생한 무더위에 전력사용량이 급증하였고 당시 예비력은 거의 없었기 때문에 주파수 유지가 불가능한 상황으로 전국적 규모의 정전을 막기 위해 순환단전이 시행되었다. 이로 인해 전국적으로 753만 가구를 비롯한 신호등, 은행, 병원 등 수 많은 곳의 정전으로 인해 약 75억원의 금전적 피해와 계산할 수 없는 막대한 손실을 입게 되었다.

이러한 사태의 원인은 단편적인 측면에서는 수요예측의 오차에 따른 운영예비

력 부족과 위기상황의 대처 지연에 있고, 통합적인 측면에서는 현재까지 누적된 전력수급문제, 소득수준 향상으로 인한 부하증가에 대응 가능한 발전설비의 미확충, 낮은 전력요금에 기인하는 냉방부하의 증가와 수요관리의 실효성 상실, 정부, 전력거래소의 정책적 대응 소홀에 기인한다고 볼 수 있다.

우리나라의 전력수급 문제들은 2001년부터 전력산업구조개편 상황에서 해결책을 모색해왔으며 특히, 2010년 이후부터는 중앙집중적인 대규모 발전소 건설을 통해 전력수급을 유지하는 것보다 스마트그리드 등을 통해 수요를 줄이는 것이 더 효과적임을 인식하게 되었다. 수요자원은 공급설비에 비해 경제적이고 효과적인 수단으로 공급자원보다 우수한 자원으로 평가된다. 특히, 전력수요는 연중 1% 이내의 매우 짧은 시간에 집중되는 경향이 있어서 공급을 늘리는 경우, 이를 위해 증설한 설비는 개념상 연중 1% 시간만 운전하고 나머지 시간은 유휴 설비가 되어 자원을 낭비할 수밖에 없다. 따라서 이 1%의 시간에 해당하는 수요를 감축하는 것은 99%의 시간 동안 낭비되는 자원을 구제할 수 있기 때문에 매우 효과적인 방법이다[2-3].

초기에는 전력시스템의 경제성과 신뢰성을 목적으로 수요자원의 활용을 모색했지만, 공급설비인 발전소 및 송전설비의 건설에 대한 사회적 갈등이 심화되고, 발전소 운영에 따른 환경오염물질과 이산화탄소 배출과 같은 환경적 문제까지 대두되면서 경제적 차원뿐만 아니라 사회적, 환경적 차원으로까지 수요자원의 가치에 대한 인식이 확대되었다.

수요자원시장(Demand response market)은 2014년 11월 개설 이후 시장규모가 빠른 속도로 성장 중이다. 수요자원시장은 2020년 말 기준, 4,514 MW의 감축용량을 확보하였고, 개설 이래 약 1,000 GWh의 전력을 감축하였으며, 정산금 기준 시장규모는 약 2,000억 규모까지 성장하는 성과를 거두었다. 정부는 수요자원시장을 보다 활성화하기 위해 다양한 DR 자원을 참여시키고자 노력 중이다. 기존의 표준DR 상품(10 ~ 500 MW)에 더하여, 2017년 6월부터 중소형DR 상품(2 ~ 50 MW)을 출시하여 다양한 수용가의 수요자원시장 참여를 유인하고 있다[4].

현재 수요자원시장은 수요반응을 기반으로 동·하계 전력피크 시, 전력수급에 기여하지만 전력수요 절감이 아닌 부하이동에 기반하고 있고, 일부 제조업, 빌딩 등 산업 및 상업 분야에 계절적으로 국한되어 있으며, 수요자원시장의 결과가 일

부에게만 이익이 가고 추가적인 수요자원 발굴보다 정산금 분배에만 치중되어 현 상황에 대한 타개책이 절실히 필요하다. 즉, 다수의 국민이 참여하고 성과보상금이 부여되며 소규모 자원을 체계적으로 모집, 관리하여 국가 전력계통과 수급안정에 기여하는 제도와 그 기반을 위한 이론적인 토대가 필요한 시점이다.

제2절 연구의 목적 및 구성

국민DR(Demand response) 자원의 경우, 소규모 수요자원으로서 소규모 수용가를 기반으로 최대 감축시작시간 20분 전에도 급전지시가 가능하다는 점에서 운영예비력으로서의 활용 가능성을 기대할 수 있으며, 전력시스템의 유연성을 높이는 데 큰 역할을 할 것이다. 이는 수요자원 감축을 위해 지불하는 기회비용이 다른 자원에 비해 작으며, 빠른 시간 내 급전지시가 가능하고, 전기차·태양광·신재생 등 다른 분산형 자원과의 연계가 용이할 뿐만 아니라, IoT 기반 가정용 에너지서비스 시장과도 연결되어 있기 때문이다.

이에 본 연구에서는 수요자원시장 제도를 조사 및 평가, 분석하여 시사점을 도출하고, 국민DR 자원에 대한 편익을 참여자, 수요관리사업자, 수용가영향도, 총자원비용, 사회적비용의 5개 관점에서 정량적·정성적으로 심도있게 분석하여 시범사업 결과를 통한 미래 수요자원시장의 나아갈 방향을 제시하고자 한다.

본 논문은 5개의 장으로 구성되어 있다. 제1장은 서론으로 본 논문의 필요성, 목적, 그리고 논문의 구성에 대하여 기술하였다. 수요자원은 전력수급균형에 있어서 공급자원의 한계를 극복할 수 있는 대안 자원으로서 가치가 인정되고 있다. 수요자원의 효용은 재무적 편익뿐만 아니라, 전력계통 신뢰도 제고, 계통혼잡 완화, 전력시장 효율성 향상 등의 이점이 있는 것으로 평가되어 왔으며, 세계의 많은 나라에서 수요자원이 도매전력시장에 참여할 수 있도록 제도화되어 있다. 우리나라도 2014년 11월에 수요자원 거래 시장을 도입하였고, 양적으로 크게 성장하였지만 선형 국가의 수요자원 시장과 비교할 때 대규모 수용가 위주로 편중되어 제도 전환의 필요성을 제시하였다.

제2장에서는 수요자원시장의 거래제도에 대해 조사하고 분석하였다. 우선 수요자원에 대한 일반이론으로서 수요자원의 도입 배경, 수요자원의 역할, 그리고 기

대되는 편익 등에 대하여 분석하였다. 또한 선형 국가인 미국과 유럽의 대표적인 국가를 대상으로 수요자원 시장 제도의 현황을 조사하고 특성을 파악하였다. 끝으로 우리나라 수요자원 시장 제도에 대해서 평가하고 분석하였다. 수요자원의 주요 성과인 용량의 증대, 수요자원의 운영성과를 신뢰성 수요반응과 경제성 수요반응으로 구분하여 정리하였다. 이어서 수요자원 시장 제도에 대해서 계량적 척도와 비계량적 관점에서 평가, 분석을 시행하였다. 계량적 척도는 비용효과성을 중심으로 분석하였으며, 설비회피비용, 에너지 비용, 그리고 전력시장에서 용량확보 비용 절감의 차원에서 평가하였다. 비계량효과는 전력계통과 전력시장의 효율성 향상, 시장가격의 안정화, 기후변화 대응능력 제고, 그리고 에너지산업에 대한 대표적 견인차로 입지를 굳힌 점 등이 확인되었다. 이후 수요자원 시장 제도의 개선 방안을 고찰하였다. 먼저 현행 수요자원 시장의 이슈를 진단하고 제도 개선 필요성을 도출하였으며, 이를 토대로 제도 개선 방안을 제시하였다.

제3장에서는 2장에서 제시한 개선방안을 융합하여 소비자 참여를 확대하는 방안으로 국민DR을 제시하고, 국민DR의 편익 산정체계를 설계 및 정의하였다. 기존 발전소 건설과 부하관리제도의 경제성 분석은 단순 건설비용에 부하관리제도 성과보상금을 연결시킨 것으로 국민DR의 실질적인 경제성 평가에 부합하지 않으므로 새로운 개념 도출이 필요하다. 따라서 참여자, 수요관리사업자, 수용가영향도, 총자원비용, 사회적비용의 5개 관점별로 편익을 구성하는 항목과 항목별 산정방식을 정의하고 설정하였다. 5개 관점별로 국민DR의 편익을 산정한 연구결과를 토대로 국민DR 편익 산정체계를 검증하였다. 사업모델(BM) 실증사업 일환으로 수행된 ‘Energy mission’ 실험자료를 가공하여 편익분석의 기초자료로 삼았다. 향후 10년 간 국민DR을 실시하였을 경우, 5개 관점별 편익의 현재가치(Present value, PV)를 도출하였다. 그 결과, 비용 측면에서 편익이 존재하고 그 누적 편익이 최소 761.5억에서 3,987.2 억 원에 해당 됨을 도출하였다.

제4장에서는 실증내용과 결과를 정리하였고, 마지막으로 제5장은 연구 결과를 종합하여 정리하고 시사점을 서술하였으며, 본 연구의 결론에 대해서 기술하였다.

제2장 수요자원시장 분석 및 개선점

제1절 수요반응의 개념

1. 수요반응의 배경

수요반응(Demand response, DR)이란 그림 2-1과 같이 피크 수요기간이나 높은 시장가격이 요구되는 시스템 요구 시간 동안에 의도적으로 부하를 감축하는 것이다. 소비를 줄이거나 발전을 증가시키는 것 모두 시스템의 공급과 수요를 안정 상태로 복구할 수 있기 때문에, DR은 새로운 발전, 송전, 배전의 필요를 상쇄하거나 늦추는 자원으로 본 연구에서 전제로 하였다.

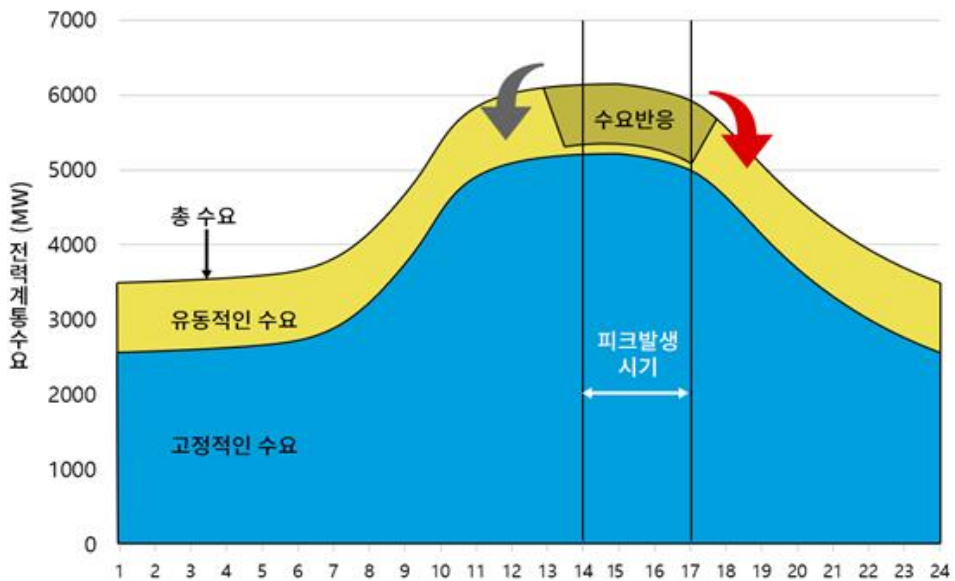


그림 2-1. 수요반응의 개념

Fig. 2-1. The Concept of Demand Response

가장 초보적인 수요반응 프로그램은 표 2-1과 같이 계통 신뢰도를 유지하고 정전 및 절전을 막기 위해 설계되었다. 그러나 최근 DR은 전력회사와 전력계통

운영자에게 가격완화와 보조서비스를 제공하는 보다 다이나믹한 자원으로 분석하고 있다[5].

표 2-1. 수요반응, 부하차단, 직접부하제어 비교

Table 2-1. Demand Response, Load Cutoff, Direct Load Control Comparison

구분	부하차단	수요반응	직접부하제어
고객유형	대용량 산업용	산업용, 공공시설, 산업용	주거 혹은 일반용
자원분석	보통 수동, 전체 설비 조업정지나 사용자에게 맞는 감축계획 조정	수동이나 자동: 일반적으로 사용자에게 맞는 감축계획 조정 필요	전력회사가 설비를 자동조절 (냉방기, 펌프)
고객분석	일반적으로 더 에너지에 대한 이해가 높은 사용자	일부 에너지에 대한 이해가 높은 사용자, 대부분 안내가 필요	에너지에 대한 관심이 적은 사용자나 이해도가 높은 사용자
용량	3 MW 이상	100 kW 이상	1-2 kW
성과보상금	감축한 전력요금	용량과 에너지보상	낮은 보상, 다른 성과보상금
신뢰성	신뢰성 변동	계량과 제어기술이 높은 신뢰성을 만들	제한된 가시적 효과

자료: 한국전력거래소(2019)

수요반응의 역사적 배경을 살펴보면 이는 최근에 나타난 새로운 제도가 아니다. 전력회사는 오래전부터 수요반응 프로그램을 대규모 산업용 고객과 가정용 고객에 대한 부하관리프로그램이라는 이름으로 운영해왔다[6-10].

수십 년 동안, 전력회사는 대규모 산업용 고객에게 시스템 필요기간 동안에 전력소비 감축을 대신하여 부하차단을 통해 낮은 에너지 요금을 유지하도록 하는 옵션을 제공하였다. 이런 프로그램은 표 2-1과 같이 주로 긴급한 절전이나 정전의 상황에 시행하는 마지막 자원 수단으로 계획되었다. 그러나 부하차단 프로그램은 용량과 영역에서 제한되는 경향이 있다. 즉, 일반적으로 전화를 통해 통지하므로 프로그램 참가하는 소수의 대용량 고객에 한정되어 신뢰성 높은 부하감축

도구라기 보다는 산업계에 경제적 성과보상금을 주는 역할로 작용한다[11-12].

냉방기의 직접부하제어 프로그램은 주거 혹은 일반용 고객에 대해서도 성공적이었으나, 상업용/산업용(C&I) 수요반응 프로그램은 역사적으로 성공적이지 못하였다. 하지만 전력부하 패턴과 사업환경이 크게 바뀌었고, 지난 10년간 상업용과 소용량 산업용 DR은 전력회사와 시스템 운영자를 위해 더 정교화된 자원으로 발전하였다. 이러한 발전은 크게 인터넷, 하드웨어 테크놀로지의 향상(계량기, 제어설비), 전력회사의 기반시설과 자원비용 증가 필요 시, 피크수요를 관리하기 위한 필요성 증가, 부하관리사업자의 재편된 전력시장 진입 등에서 기인한다. 오늘날 수요반응의 용량은 대규모 산업용 고객과 상업용 고객으로 확장하고 있다[13].

전력수요 감축은 다양한 부하를 이용하는 데, 상업용 및 산업용 부하감축 수단의 변화 수치를 나타내보면 냉난방, 공조, 조명, 엘리베이터의 이용에 변화를 주는 것이 90 % 이상을 차지한다. 즉, 가변 스피드 모터를 감속시키고, 조명구역을 줄이고, 냉공조설비 set points를 올리는 것을 포함한다[14].

전력시장 체제로 전환되면서 국내에서는 기존의 수요관리(DSM : Demand side management)를 수요반응(DR : Demand response)이란 용어로 통용하고 있다. 수요반응은 수요자원을 이용하여 특정 시간대의 부하 절대값을 줄이거나, 해당 부하를 다른 시간대로 옮기기 위하여 시행하는 모든 프로그램을 의미한다.

2. 수요반응의 필요성

우리나라 전력계통에서 첨두수요는 그림 2-2와 같이 연간 50에서 100시간(1%) 이내로 전체수요의 6에서 10 %를 점유하고 있다. 그러나 이들 첨두수요에 대응하여 연간 100시간 이내에만 운영하기 위해 발전기를 건설하는 것은 비용 또는 환경측면에서 매우 비효율적이다.

이 첨두수요 발생기간에 최대수요를 억제하는 것이 수요반응의 최대 목적이다. 이에 따라, 수요반응 프로그램은 최대수요가 발생하거나 예비력이 부족할 경우, 전력계통의 신뢰성 확보 및 시장 가격안정을 위하여 연간 1 %시간 이내(50 ~ 100시간)에 발생하는 첨두수요 기간에 부하감축을 시행하고 있다. 그림 2-2는 전형적인 여름철 피크 시, 전력수요의 90 %를 초과하는 수요가 여름철 몇 달 동안 겨우 몇 일 정도임을 보여준다[15].

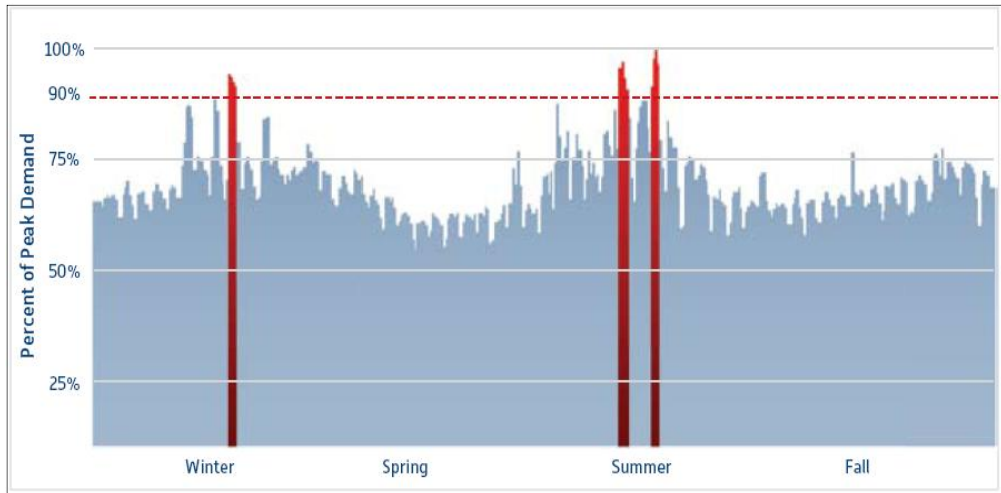


그림 2-2. 전형적인 여름철 피크 시, 부하그래프
 Fig. 2-2. Typical Summer Peak Load(KPX, 2017)

전력시장은 건설비용과 기온변화에 매우 민감하기 때문에 수요반응은 새로운 발전소의 필요성을 회피하거나 연기하는 데에 유용하다. 또한 수요자원은 확실한 발전기 대체자원으로 여겨질 수 있으므로 예비력 및 전력공급 위기 시, 보험적 정책으로서의 역할이 가능하므로, 대규모 정전 사태를 예방할 수 있다.

제2절 해외 수요자원시장 제도

미국을 중심으로 한 수요반응 프로그램들은 표 2-2에서 정리한 것과 같이 신뢰도 DR과 경제성 DR로 구분한다. 신뢰도 DR은 전력계통의 예비력 감소나 사고 등이 발생하였거나 예상될 경우, 계통의 신뢰도 확보를 목적으로 운영되는 프로그램이다. 이 프로그램은 시행 주체(ISO 또는 전력회사)와 참여자(Participant)가 사전계약 또는 입찰 등 다양한 방법으로 보상금 및 위약금 수준을 정하고, 실제 이벤트 발생 시, 성과보상금 또는 패널티를 제공함으로써 소비자의 전력사용 패턴을 변화시킨다. 우리나라에서 운영 중인 수요지원시장은 신뢰도 DR의 일종이다.

경제성 DR은 전력시장의 첨두가격 인하 및 가격의 급격한 변동 완화를 목적

으로 운영되며, 소비자의 전력가격 변화를 기반으로 소비자들의 사용 패턴을 변화시키는 프로그램이다. 이들 프로그램의 특징은 전력시장에서 시장가격에 의해 영향을 받는 요금이나 현물시장 가격의 변동 신호를 참여자가 판단하여 자신의 경제적 편익을 극대화하는 것이다. 우리나라에서 운영 중인 계시별 요금제가 경제성 DR 프로그램의 일종이다[16-18].

1. PJM(Pennsylvania-new jersey-maryland interconnection, 미국)

수요반응은 다양한 PJM 시장 내에서 참여할 수 있으며, 시장으로는 에너지시장, 보조서비스시장 그리고 최대 3년까지 경쟁 입찰로 결정하는 용량시장이 있다. 에너지시장은 하루 전 시장과 실시간 급전 시장으로 이루어져 있고, 보조서비스시장은 순동 예비력과 하루 전 계획된 예비력, 주파수 예비력으로 구성되어 있다[19-22].

보조서비스시장의 하루 전 계획된 예비력은 30분 이내에 순 부하의 삭감 의무를 가지고 있다. 그리고 순동 예비력은 예비력이 부족한 기간에 10분 이내에 부하를 삭감해야 하는 의무를 가진다. 마지막으로 주파수 예비력은 실시간 전력계통에 따른 실시간 부하를 추종한다.

수요반응에 있어 PJM 시장 참여자는 판매사업자(Load serving entity, LSE), 부하삭감서비스제공자(Curtailment service provider, CSP), 배전회사(Electric distribution company, EDC), 소비자(End use customer, EUC)이다.

여기서 소비자는 PJM 회원이 아니면 수요반응에 참여할 수 없다. 그리고 판매사업자, 배전회사 또는 수요반응에 특화된 PJM의 제3의 구성원이 부하삭감서비스제공자가 될 수 있다.

그림 2-3과 같이 PJM의 용량시장에서 DR은 오직 판매사업자와 소매사업자에 의해 제공되는 것으로 방향이 설정된다. 판매사업자는 오직 특정 고객에게 DR을 제공하고 DR은 공급자원이 아닌 수요를 감축시킨다. 에너지시장에서는 보상이 없으며 용량과 보조서비스시장은 유사한 규칙을 적용하고 부하삭감서비스제공자를 서비스제공자로 허용한다.

발전기처럼, DSR(Demand side response), 즉 수요자원은 하루 전 시장과 실시간 시장에 참여한다. 용량자원인 발전기와 달리, 에너지시장에서 DSR 참여는 자

발적으로 이루어진다. 하루 전 시장에서의 DSR 이후 또는 실시간 시장에서 급진된 후 정산이 시행되고, 전력 감축량은 고객 기준 부하에서 차감된 측정 부하로 계산된다[23-27].

표 2-2. 신뢰성 DR과 경제성 DR 구분

Table 2-2. The Classification of Reliability DR and Economical DR

구분	신뢰성DR	경제성DR
목적	계통신뢰도 유지	경제적편익 극대화
시행주체	ISO, Utility	Market Place
Trigger	Event	Market Price
CBL	Need	Not Need
Penalty	Yes or No	No
프로그램종류	Demand Bidding, DLC, Emergency, Capacity	ToU, CPP, RTP

출처: PJM(2016)

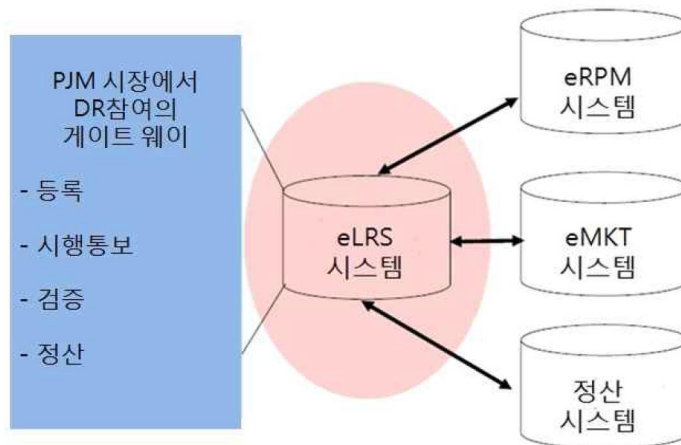


그림 2-3. PJM 수요자원시장 시스템의 기본 구성
 Fig. 2-3 The PJM Basic Configuration of DR Market

그림 2-3과 같이 전력량 삭감 지점은 eLRS에서 생성되고 배전회사의 계좌번호는 고객의 현장을 나타낸다. 배전회사 계좌번호는 고객의 현장에서 측정된 배전회사에 의해 할당된 고유번호이다. 경제적/비상 등록은 그 지점에서 eLRS에 의해 만들어지며, 등록은 단일 지점에서 생성될 수 있다. 집합의 등록은 비즈니스 규칙에 따라 여러 위치로 부터 생성될 수 있다.

등록은 시장 참여에 필수적이다. 집계등록을 하기 위해서는 집계되는 모든 지점에 같은 배전회사가 있어야 한다. 모든 등록은 총 합이 100 kW 이상이 되어야 하고, 여러 지점의 단일 등록이 100 kW 이상 되도록 선택해야 한다. 집계된 단 한 개의 지점만 100 kW 이상의 용량이 될 수 있다.

계량부분의 정확성에 대한 배전회사의 요구 사항으로는 변압기 및 변류기를 포함하여 측정장비가 전체 2 % 이하의 오차범위를 가져야 한다. 그리고 소매 전기 서비스에 사용되는 계량장치, 고객 소유의 측정장비 그리고 고객을 위해 부하 삭감서비스제공자에 의해 취득된 계측장비도 마찬가지로 동일하다.

고객기준부하(Customer baseline load, CBL)는 부하 삭감 발생 이전의 계산된 대체 부하 값이다. 일반적으로 고객기준부하(CBL)는 고객이 참여의사 및 참여량을 제출하는 입찰일 직전 정상영업일(토, 일, 공휴일 제외)의 10일 간의 수요조정 시간대에 계량된 1시간 평균전력 중에서 최고 2일, 최저 2일을 제외한 나머지 6일의 각 1시간 평균전력을 말한다. PJM의 경우는 평일에 대한 평균 일 고객기준부하, 토요일에 대한 평균 일 고객기준부하 그리고 일요일/공휴일에 대한 평균 일 고객기준부하로 나누어진다[28].

고객기준부하(CBL) 인증 절차는 가변 부하 고객을 구별한다. 모든 고객은 PJM이 승인하지 않는 한, 오류(RRMSE)가 20 %보다 낮은 고객기준부하(CBL)을 사용하고 20 % 이상이면 고객은 가변부하 고객으로 간주한다. 30일 동안의 고객기준부하(CBL)시험의 RRMSE가 20 % 이하이고, RRMSE가 표준고객기준부하(CBL)보다 낮은 경우, 부하삭감서비스제공자(CSP)는 PJM의 승인 없이 제출할 수 있다.

2. 유럽의 수요자원시장

유럽은 수요반응이 시장에 참여할 수 있도록 규정과 제도를 정비하여 왔으나, 여전히 개선할 사항이 많은 상황이고, 북미 지역에 비해서는 진행속도가 느린 편이며, 국가별로도 편차가 크다. 유럽 연합 중 명시적인 수요반응(성과보상금 기반의 수요반응)이 상업적으로 활발한 나라는 프랑스, 영국, 스위스, 벨기에, 핀란드, 아일랜드, 6개국에 불과하다.

가. 영국

영국은 전력시장의 일부 상품을 수요자원에 개방한 최초의 EU 회원국이다. 현재는 표 2-3과 같이 용량시장, 에너지 시장, 수급균형 서비스, 수급균형 메커니즘(Balancing mechanism)에 수요자원을 허용하고 있지만, 제도적으로 수요자원과 수요관리사업자에게 불리한 조항이 많다. 용량시장은 수요자원에 대한 보상 조건이 불리하고, 에너지 시장과 수급균형 메커니즘에서 수요관리사업자의 직접적인 참여를 허용하지 않고 있어서 소매사업자와 계약을 체결해야 하는 등의 불합리한 문제점이 있다.

영국은 초기의 적극적인 행보와 달리, 최근에는 여러 측면에서 부진한 상황이다. 최근 정부와 규제기관을 포함한 이해관계자간 협의가 원활하게 이루어지지 않아, 아직까지 수요자원에 불리한 상태이다. National Grid도 수급균형 서비스에 대한 요구조건을 완화하고 투명성을 높이기 위해 개선을 추진하고 있지만, 여전히 제도적 장벽이 상존하고 있다. 그 결과, 발전설비 용량이 계속 줄고 있음에도 수요자원의 참여용량은 감소하고 있다.

National Grid는 'Power Responsive'라는 정책을 개발 중이다. 이는 전력계통에 간헐성 자원이 증가함에 따라 수요자원, 에너지저장장치, 분산형자원과 같은 유연성자원의 참여를 촉진하고자 하는 목적을 가지고 있다. 이러한 상황에서 수요자원은 어느 때 보다 기회가 증가하고 있지만, 정책과 선택할 수 있는 제도의 불충분함 때문에 수요자원의 기회는 여전히 실현되지 못하고 있다.

표 2-3. 수급균형 및 보조서비스 프로그램의 종류

Table 2-3. Types of Supply and Demand Balance, Auxiliary Service Program

구분	National Grid Terminology		Total Capacity Contracted	DR Access & Participation	Aggregated DR Accepted	Aggregated Generation
FCR	Firm Frequency Response	Dynamic	~3546 MW	data N/A	○	○
		Non-Dynamic	~0 MW	data N/A	○	○
FRR	Fast Reserve	Non-Dynamic	60 MW	data N/A	○	○
RR	Short-Term Operation Reserve	Committed	~249 MW	data N/A	X	X
		Flexible	~898 MW	data N/A	○	○
RR	STOR Run way		78 MW	78 MW	○	○
RR	Supplemental Balancing Reserve		4,035 MW	0 MW		
RR	Demand-Side Balancing Reserve		0 MW	0 MW	○	○
RR	Demand Turn Up		300 MW	300 MW	○	○
FCR	Frequency Control		Not public	○	○	○
FCR	Enhanced Frequency		201 MW	0 MW	○	○

자료: National Grid(2016)

영국 시장에서는 대부분 수급균형 서비스가 수요자원에 개방되어 있고, 수요관리사업자도 허용된다. 그러나 상품의 설계가 수요자원이 참여하는 데 적합하지 않고, 자료도 제대로 공개되지 않는 등 투명성의 문제도 안고 있다. 많은 서비스가 공개시장을 통해서 구입되는 것이 아니라 쌍방계약이나 입찰요청(Tender)을 통해서 이루어지기 때문에 National Grid이 많은 재량권을 갖게 된다. 역사적으로 영국에서 수요자원의 진입을 촉진한 것은 대체예비력의 일종인 STOR(Short term operating reserve)이다. 그러나 현재는 STOR 가격이 낮아져서 시장 측면에서는 그리 매력적이지 않다. 최근 실적자료에 의하면 전체 STOR 중에 약 10%만이 수요자원으로 구성되어 있고, 수요자원 전용으로 수급균형 서비스 상품을 개발하였다. 대체예비력에 속하는 DSBR(Demand-side balancing reserve), 새로운 상품으로 시험 중인 Demand Turn Up, 그리고 주파수 조정에 속하는 FCDM(Frequency control by demand management)이 이에 해당한다. 2015/2016 수급균형 서비스에 참여한 수요자원의 용량은 2,634 MW이었다.

나. 프랑스

유럽은 북미에 비해 수요반응에 대해 소극적이지만, 프랑스는 수요자원에 보조 서비스 시장뿐만 아니라 도매시장(에너지)과 용량시장까지 개방한 유럽의 유일한 나라이고, 수급균형 메커니즘(Balancing mechanism)에도 수요자원을 허용하고 있으며, 주택용 소비자도 시장에 참여할 수 있는 3개 국가(핀란드, 영국, 프랑스) 중의 하나로서 적극적인 정책을 펴고 있는 선도적인 나라이다

표 2-4와 같이 보조서비스 분야에서 수요자원의 참여는 2014년 7월부터 산업용 부하에 대해 FCR(Frequency containment reserve, 또는 Primary reserve)에 허용되었고, aFRR(automatic Frequency Restoration Reserve, 또는 Secondary reserve)에는 소매사업자와 계약을 통한 간접적인 방법으로 허용되었다. 이러한 보조서비스에 참여하는 수요자원은 송전계통에 접속된 자원으로 한정되어 왔고, 2016년부터는 배전 접속까지 법적으로 확대하였으나 실질적으로는 허용되지 않고 있다. FCR 시장에 수요자원 참여용량은 전체 600에서 700 MW 중에서 약 60 MW를 점유하고, aFRR 시장에서는 약 10 MW를 차지하고 있다.

표 2-4. DR 참여 **상품의 종류 및 특성**

Table 2-4. DR Participating Product types and Characteristics

구분	최소용량	감축통보	보상	
			등록보상	급전보상
FCR	1 MW	< 30 s	입찰가	시장가
aFRR	1 MW	< 400 s	160유로/MW	시장가
mFRR	10 MW	13 min	24 k유로/MW	입찰가
RR	10 MW	30 min	16유로/MW	입찰가

자료: 한국전력거래소(2017)

또한 에너지 시장에서는 NEBEF(Notification d'Echange de Blocs d'effacement)메커니즘을 2013년 12월에 도입하여 도매시장인 하루 전 시장(Day Ahead)과 당일시장(Intra Day)에 수요자원이 에너지로 참여할 수 있게 되었다. 1차 연도인 2014년에는 310 MWh로 적은 양이 거래되었으나 이는 온화한 날씨에

기인한 측면이 있으며 2015년에는 1,522 MWh, 2016년에는 10,313 MWh로 크게 증가하였다.

프랑스는 최초 이행연도를 2017년으로 하는 용량시장 제도를 도입하여 2014년 4월부터 인증절차를 시작했다. 이 인증절차를 살펴보면, 발전기는 이행년도(매년 1월 1일 시작) 4년 전부터 3년 전까지 가능하고, 수요자원은 3년 전부터 2개월 전까지 가능하다. 프랑스의 용량 메커니즘은 수요자원의 참여를 허용한다. 용량 메커니즘은 재생에너지의 REC와 유사하게 용량에 대한 인증서를 소정의 절차에 따라 개별적으로 발급받고, 이 인증서를 양방계약이나 EPEX 현물시장에서 경매를 통해 거래한다. 소비자에게 전기를 공급하는 소매사업자는 자사 고객의 수요를 기반으로 한 용량 의무량에 상당하는 양의 인증서를 확보해야 한다.

2003년부터 수급균형 메커니즘에 산업용 부하의 참여를 허용하고, 2007년부터는 주택용 부하도 수요관리사업자를 통한 참여를 허용하였다. 수요자원은 mFRR(manual Frequency Restoration Reserves)와 RR(Replacement reserves)에 참여할 수 있다. 또한 수급균형 시장에서는 배전선로에 접속된 수요자원도 참여할 수 있으며, 수급균형 시장에서 수요자원은 총 1500 MW 중에서 480 MW를 점유하였다.

제3절 국내 수요자원시장 제도

1. 수요자원시장 도입 배경

수요자원시장 도입 전, 우리나라의 수요자원시장 관련 제도는 수요반응과 에너지효율로 구분되는 수요관리제이었으며, 수요반응은 요금기반과 성과보상금기반으로 세분화되었다. 특히, 제도화된 전력시장에서 중요한 부분은 제어 가능한 자원을 대상으로 하는 성과보상금기반의 수요반응제도이다. 과거 한전이 운영했던 지정기간, 주간예고, 긴급절전 등과 전력거래소가 운영했던 수요입찰, 지능형 DR 등이 이에 해당한다. 이러한 기존 제도의 문제점은 기반기금을 통한 재원 확보 방식과 전력시장과의 단절로 수요관리의 효과가 제한적이라는 데 있다. 재원 확보의 불확실성 때문에 사업자의 투자가 위축될 가능성이 높을 뿐만 아니라, 수요반응 제도와 전력시장이 분리되어 수요자원의 정확한 가치산정이 불가능하였다. 더욱이 제도별로 서로 다른 가격이 혼재하게 되었고, 이로 인해 지원금 형태의 제도운영은 수요관리의 객관적인 효과 측정이 불가능하게 되어 구조적인 비효율성을 내포하고 있었다. 또한 단기 계통신뢰도 위주의 수요관리제도만 운영하여 공급비용 최소화를 위한 경제성 수요자원이 전력시장에 참여할 수 있는 제도가 없었다[29].

전력산업 정책 측면에도 전력수요는 지속적으로 증가하고 있는데, 발전소 부지 확보 곤란, 주민의 수용성 확보, 원전의 안전성 논란, 이산화탄소의 배출 감소 압력 등으로 전력공급 설비의 확충에 어려움이 가중되고 있는 실정이었다. 이러한 상황을 돌파하기 위해서는 공급위주의 안정적인 전력수급에서 수요관리를 포함한 효율적인 전력수급으로 전력정책의 패러다임 전환이 요구되었다.

이러한 정책적 패러다임 전환을 위해 전력시장에서 수요자원도 발전자원과 동등하게 전력거래를 할 수 있도록 하고, 수요관리사업자 제도를 신설하는 것을 골자로 하여 전기사업법을 개정하였다. 그리고 법률 개정에 맞추어 전력거래소는 수요자원이 전력시장에 참여할 수 있도록 전력시장운영규칙을 개정하였고, 그 결과로 2014년 11월, 아시아에서 최초로 수요자원 시장을 개설하였다[30].

2. 수요자원시장 제도

가. 기본방향

수요자원시장의 기본 방향은 자원의 신뢰도와 보상의 경제성을 충족하도록 제도를 구축하는 것이다. 표 2-5와 같이 수급자원으로서 요구되는 신뢰도 수준을 입증할 수 있도록 운영기준을 정하고, 공급자원에 비추어 비용효과적인 대안이 될 수 있도록 보상수준을 설정하였다. 또한 기존 수요관리제도 운영경험 등을 토대로 수요자원의 등록기준 및 거래 요건 등을 개선하여 실효성 높은 자원을 확보할 수 있도록 하였다[31].

표 2-5. 수요자원의 특징 비교

Table 2-5. DR Feature Comparison

구분	기존제도	수요자원	복합화력발전기
감축의무	×	○	○
반응신속성	3시간 전	1시간 전	2시간 전
감축신뢰성	없음	패널티	패널티 없음
유효성 검증	없음	3단계 검증	주기적 검증

자료: 한국전력거래소(2020)

수요자원의 보상수준은 중앙급전발전기의 공급용량 정산방식에 수요자원의 의무감축시간대를 적용하여 연간 기본급 단가를 산정함으로써 투자 유인책으로 많은 보상이 되도록 하였다. 하지만 특정 기업에 많은 정산금이 편중되면서 기존 발전기의 건설비용 보상과 투자비용이 없는 수요자원의 형평성 문제를 야기시켰다. 발전기는 모든 시간에 대해 보상하는 데 비해 수요자원은 피크가능시간대에 한정하여 보상함으로써 침두부하 대응은 동일하지만 그 비용은 50 % 수준으로 낮춤으로써 신뢰도와 경제성을 동시에 확보하도록 하였다[32].

수요자원을 활용함으로써 단기적으로 예비력 확보를 통한 정전 예방과 시장가격을 안정화하고, 장기적으로는 노후 고비용 발전기의 시장퇴출을 유도하여 시장효율성을 제고하도록 하는 것이 수요자원시장의 기본 방향이다[33].

나. 수요자원

수요자원은 수도권과 비수도권(제주 포함)으로 구분하고, 표 2-6과 같이 의무 감축용량은 10 MW 초과 및 500 MW 이하이어야 하며, 수요자원 당 최소 10개의 참여고객으로 구성해야 한다. 자원은 연 2회 등록(매년 11월, 5월)해야 하고, 수요자원은 수요관리사업자를 통해서 시장에 참여해야 한다. 참여고객은 사용전력량을 15분 단위로 계측할 수 있는 계량설비와 5분 단위로 모니터링 할 수 있는 계측설비가 설치되어야 한다[34].

표 2-6. 수요자원 등록 기준

Table 2-6. DR Registration Criteria

구분	수요자원	중앙급전발전기
등록시점	연 2회	수시
전력거래기간	연간(동하계 집중)	수시
등록기준	10 MW 초과 500 MW이하	20 MW 초과
용량	의무감축용량	설비용량
감축의무	○	○
지역	전국	전국

자료: 한국전력거래소(2018)

다. 수요자원 검증

자원의 검증은 사전단계에서는 식 2-1에 의해 전기소비형태 검증(RRMSE, Relative root mean squared error)을 하고, 감축단계에서는 고객기준부하(Customer base line, CBL)를 통해서 평가하고, 수시 검증시험을 시행함으로써 자원의 신뢰도를 평가한다.

전력부하감축량 평가의 정확성 및 계통운영상 전력부하감축의 실효성 향상을 위해 고객 부하는 전기소비패턴의 규칙성을 나타내는 지표인 RRMSE(Relative root mean squared error)가 30 % 이내 이어야 한다.

$$RRMSE = \sqrt{\frac{\sum_{d \in D, t \in T} (CBL_{d,t} - Load_{d,t})^2}{D(n) \times T(n)}} \div \frac{\sum_{d \in D, t \in T} Load_{d,t}}{D(n) \times T(n)} \quad (2-1)$$

- D: 검증대상일
- D(n): 검증대상일 개수
- T: 검증대상 시간대
- T(n): 검증대상 시간대 개수
- CBLd,t: d일 t시의 고객기준부하
- Loadd,t: d일 t시의 소비전력량

표 2-7에서 보는 바와 같이 RRMSE가 커지면 전력사용 패턴의 규칙성이 떨어져 감축량에 대한 정확한 평가가 어렵다. 미국 PJM 전력시장은 20 % 이내로 정하고 있으나 우리나라는 제도 도입 초기에 자원의 참여를 장려하기 위해 30 % 이내로 정하였다[35-41].

표 2-7. 전기소비 패턴과 감축량 평가

Table 2-7. Electricity Consumption Patterns and Evaluation of Reduction

구분	규칙적인 전기소비패턴	불규칙적인 전기소비패턴
개념		
특징	정확한 감축량 평가 가능	정확한 감축량 평가 곤란

출처: 한국전력거래소(2020)

수요 감축량을 평가하는 CBL은 표 2-8과 같이 전기소비 특성을 반영할 수 있도록, Max(4/5)와 Mid(6/10)중 하나의 CBL산정방식을 선택할 수 있고, 각각의 방식에 대한 추가적인 옵션으로 비정상 근무일 제외나 SAA(Symmetric additive adjustment)를 선택할 수 있다.

표 2-8. CBL 산정방식

Table 2-8. CBL Calculation Method

구분	CBL산정방식	개념
1	Max(4/5)	최근 5일 중 최대 4일의 거래시간별 소비전력량 평균
2	Mid(6/10)	최근 10일 중 최대 2일, 최소 2일을 제외한 6일의 거래시간별 소비전력량 평균

자료: 한국전력거래소(2018)

자원의 신뢰도를 확인하는 또 하나의 방법은 수요자원의 부하감축 신뢰도를 검증하는 시험이다. 자원등록 시에는 등록시험을 시행하고, 또한 상시 수요자원의 감축능력을 검증하기 위해 연 4회까지 동하게 전력수급대책기간 및 봄가을 간절기에 감축시험을 시행한다. 검증시험에서 감축이행률이 70~90 %일 경우는 등록시험의 부하감축량으로 의무감축용량을 조정하고, 감축이행률이 3회 이상, 70 % 미만일 경우는 거래를 정지한다.

라. 순편익평가(Net benefit test)

순편익평가는 수요자원에게 시장가격(System maginal price, SMP)으로 보상해도 시장에 순편익이 발생하는 최소 가격을 산정하는 절차이다. 즉 수요자원의 참여로 인해 전력구입자의 편익과 수요자원에 보상하는 비용을 평가하여 편익이 큰 경우에만 수요자원이 낙찰될 수 있도록 한계점을 정하는 것이다. 수요자원은 순편익가격 이상으로 입찰하여야 한다. 순편익가격은 전력거래소가 발전기의 공급곡선을 기초로 매월 작성하여 공표한다.

마. 정산

수요관리사업자에 대한 정산은 의무감축용량의 경우, 월별로 기본정산금 단가를 지급하고, 급전지시에 따라 실제로 감축이 발생한 경우에는 시간별로 실적정산금을 전력시장운영규칙에 따라 보상한다. 기본정산금 단가는 중앙급전발전기 용량가격(HCF_{it})에 전력거래기간에 대한 수요자원의 의무감축시간대를 적용하여 월별 기본정산금단가(BP_m)를 식 2-2와 같이 산정한다.

$$BP_m = \sum_t^{m, \text{의무감축시간대}} HCF_{i,t} \quad (2-2)$$

실적정산금은 표 2-9와 같이 실시간 급전지시에 따른 급전감축량정산금, 발전 계획에 따른 계획감축량정산금으로 구분한다. 급전감축량정산금(신뢰성 DR)은 실시간 급전지시에 따른 급전감축량에 대해 해당시간대에 발전한 발전기 중 최고변동비로 정산한다. 계획감축량정산금(경제성 DR)은 계획감축량에 대해서 거래시간별 SMP로 정산하되, 수요자원이 한계자원으로 가격발전계획에 포함되었으나 SMP 결정 시, 제외될 경우에는 낙찰가격으로 보상한다.

표 2-9. 실시간 급전지시에 대한 정산

Table 2-9. Settlement for Real-Time Power Supply

구분	의무감축용량	급전감축량	감축 미 이행량
기본정산금 (월별)	의무감축용량×월별기본정산금 단가	-	-
급전감축량 정산금	-	Min(급전지시량×1.2, 전력부하감축거래량)×최고변동비	-
기본위약금 (월별)	-	-	Min(월별 기본정산금, 월별 기본위약금)

자료: 한국전력거래소(2019)

수요자원이 의무를 미이행할 때는 위약금이 부과된다. 위약금은 급전지시 미이행에 대한 기본위약금과 발전계획 미이행에 대한 실적위약금으로 구분된다. 기본위약금은 최대감축시간별 연간 기본정산금에 월별 총 감축 미이행량과 위약금계수를 곱하여 산정하고 기본정산금과 연계하여 월별로 정산한다. 실적위약금은 발전계획의 감축계획량에서 실제 감축량을 차감한 값에 SMP를 곱하여 산정한다.

바. 수요자원시장 규모

수요자원시장은 등록용량은 그림 2-4와 같이 2014년 11월 개설초기 1,520 MW

에서 2021년도 1월에는 4,514 MW로 증가하여 개설 7년 만에 거의 3배로 크게 성장하였다. 이는 2019년 최대수요 90,314 MW의 5 % 수준이며, 원자력 발전기 4기에 해당하는 용량으로서 전력수급에서 수요자원의 역할을 확보하는 수준에까지 이르렀다고 할 수 있다.

수요자원 시장에 참여하는 수요관리사업자는 2년간의 시장참여 경험 축적 및 사업 수익성에 대한 확인으로 그 숫자가 지속적으로 증가하였다. 1차연도 최초 등록 시에 수요관리사업자의 수는 11개 사에서 17년 5월 17개 사로 증가하였다.

또한 수요자원 시장에 참여한 참여고객의 숫자는 1차 연도에 861개에서 최근에는 3,195개로 크게 증가하였는데, 이는 그동안 개발이 용이한 대규모 자원은 어느 정도 개발이 완료되어 추가 자원 발굴을 위해서는 소규모까지 모집해야 하는 경향과 올해부터 수요자원 시장에 중소형 DR(2 MW 초과 ~ 50 MW)을 신설하여 소규모 자원이 시장에 진입한 결과로 분석할 수 있다.

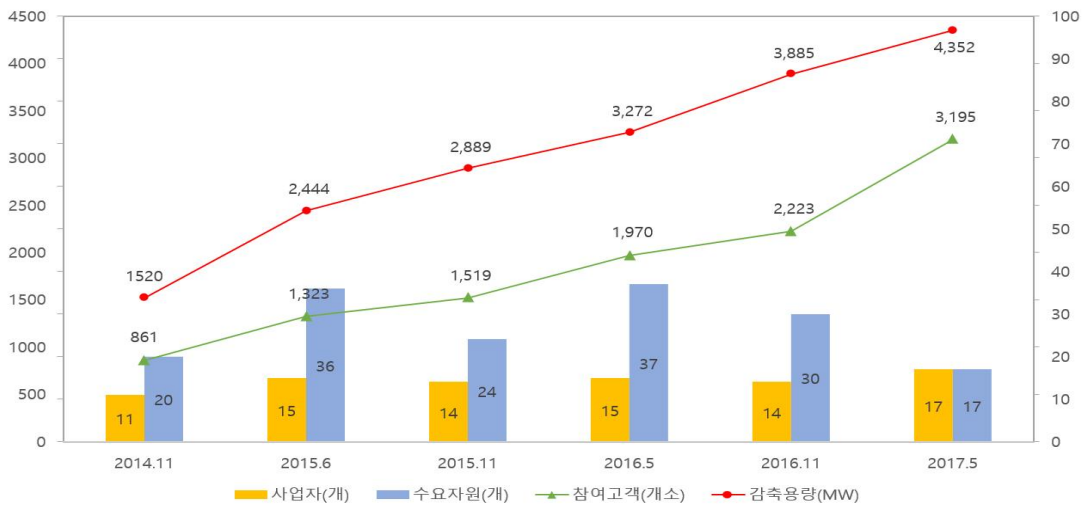


그림 2-4. 수요자원의 용량증가 추이

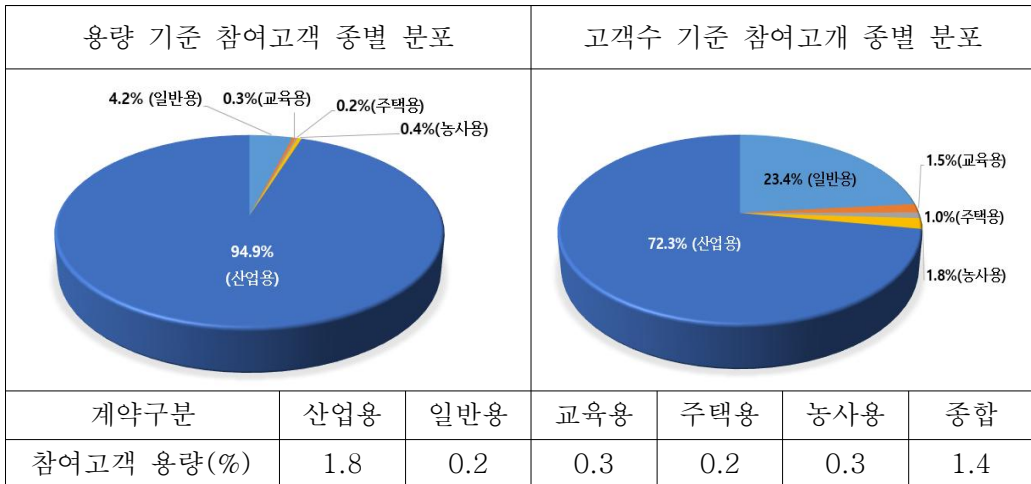
Fig. 2-4. Growth Trend of DR Capacity(KPX, 2020)

수요자원의 참여 구조는 표 2-10과 같이 산업용 자원이 가장 큰 점유율을 차지하고 있는데, 2017년의 경우, 용량기준으로는 94.9 %, 고객수 기준으로는 72.3 %를 점유하고, 고객당 감축용량도 다른 업종에 비해 10배 이상 큰 1.8 MW로 산업

체에 치중된 시장 구조를 보이고 있다. 다른 종별은 일반용이 4.2 %, 농사용이 0.4 %, 교육용이 0.3 %를 점유하고 주택용은 가장 적은 0.2 %를 점유하였다.

표 2-10. 수요자원의 종별 구성

Table 2-10. DR Type Configuration



출처: 한국전력거래소(2019)

3. 수요자원시장 운영 조사

가. 신뢰성 수요반응

표 2-11에서 보는 바와 같이 수요자원 시장에서 신뢰성 수요반응은 1차 연도에 208,108 MWh, 2차년도에는 392,853 MWh를 감축하였다. 1차 연도 대비 감축량은 89 %, 정산금은 67%가 증가하였다[42].

2차 연도 신뢰성 수요반응에 대한 급전지시는 표 2-12와 같으며, 급전지시 2회, 감축시험 4회 발령으로 총 16,296 MWh를 감축하였으며, 평균 959 MW를 감축하였다.

표 2-11. 수요자원 감축량 및 정산금 실적

Table 2-11. DR Reduction Amount and Settlement Performance

항 목	1차 연도	2차 연도	증 감
감축량 (MWh)	208,108	392,853	184,745(89%)
정산금 (억 원)	927	1,548	621(67%)

출처: 한국전력거래소(2019)

표 2-12. 신뢰성 수요반응 감축 실적

Table 2-12. Reliability DR Reduction Performance

순번	일시	지시구분	감축 시간 (H)	평균 지시량 (MW)	평균 감축량 (MW)	총 감축량 (MWh)	감축 이행률 (%)
1	'16.01.13	감축시험	4	724	650	2,599	90
	'16.01.14	감축시험	4	721	738	2,950	102
2	'16.01.28	급전지시	2	569	619	1,239	109
3	'16.07.21	감축시험	2	1,639	1,576	3,152	96
	'16.07.22	감축시험	2	1,633	1,752	3,504	107
4	'16.08.22	급전지시	3	1,069	951	2,853	89
계 / 평균			17	981	959	16,296	98

출처: 한국전력거래소(2019)

나. 경제성 수요반응

경제성 수요반응도 2차 연도에는 입찰량, 낙찰량, 낙찰률, 평균낙찰량에서 크게 향상되었다. 표 2-13에서 보는 바와 같이 낙찰량이 74,702 MWh에서 201,226 MWh로 2.7배 증가하였다. 특히, 핵심 지표인 낙찰시간과 평균낙찰량이 크게 향상되었다.

경제성 수요자원의 낙찰량은 시장가격에 영향을 받는데 2016년은 시장가격이 2015년 101.7원/kWh인 것에 비해 77.06원/kWh으로 훨씬 낮아졌음에도 불구하고 낙찰량이 증가한 것은 경제성 수요반응이 발전적으로 정착해 가는 징표라 할 수 있다[43].

표 2-13. 연차별 경제성 수요반응 실적 비교

Table 2-13. Annual Economic Feasibility DR Performance

항 목	1차 연도	2차 연도	증 감
입찰시간(H)	5,162	5,901	739 (14%)
평균입찰량(MW)	92	117	25 (27%)
낙찰시간(H)	1,577	2,221	644 (41%)
평균낙찰량(MW)	14	34	20 (136%)
평균감축량(MW)	37	64	27 (73%)
낙찰량(MWh)	74,702	201,226	126,524 (169%)
총감축량(MWh)	193,887	377,966	184,079 (95%)
감축이행률(%)	259	187	▲ 72 (-28%)

출처: 한국전력거래소(2019)

전력시장에 입찰할 수 있는 최소가격(원/kWh)은 수요자원을 보유한 수요관리 사업자가 수요자원 순편익가격으로 정의한다. 경제성 수요반응의 낙찰량과 수요자원 순편익가격(Net Benefit Test Price, NBTP)의 상관관계는 그림 2-5에서 보는 바와 같이 예상대로 NBTP와 평균 SMP의 차이가 작을수록 낙찰량이 증가하는 현상을 보인다. 2016년 8월에는 평균 SMP가 71.43원/kWh, NBTP가 70.57원/kWh으로 최대의 낙찰량을 보였다. 2차 연도에 경제성 수요반응은 377,966 MWh의 전력량 감축을 실현하였고, 187 %의 평균 감축이행률을 보였다. 감축이행률이 높은 이유는 산업용 자원의 공정단위로 감축을 시행하기 때문에 적은 감축지시에도 큰 단위의 공정이 동원될 경우는 감축량이 과도하게 커지는 경향이 있기 때문이다.

1차 연도에 비해 2차 연도의 경제성 수요반응에 대한 대부분의 지표가 향상된 것은 시장참여자의 경험과 학습능력이 축적되고 수요시장 제도가 바람직한 방향으로 진화하고 있으며, 수요자원이 전력시장의 한 요소로 안정적으로 정착되고 있는 것으로 분석할 수 있다.

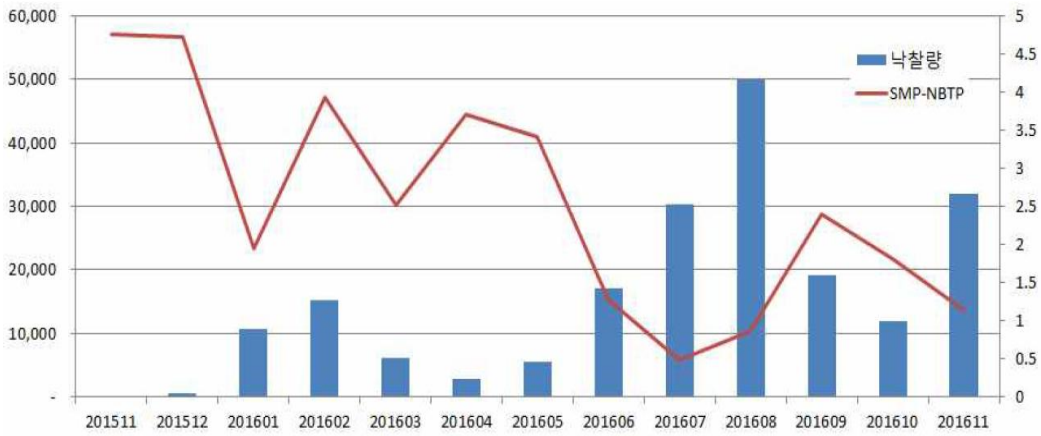


그림 2-5. NBTP, 평균SMP와 낙찰량 관계

Fig. 2-5. Rrlationship between NBTP, Average SMP, and Winning Bid(KPX, 2019)

제4절 수요자원시장 분석

1. 비용효과성 분석 개요

수요자원시장에 대한 평가의 핵심은 수요자원이 제공하는 제반 편익과 소요되는 비용을 공정하고 합리적인 방법으로 측정하고 평가하는 것이다. 비용효과성을 평가, 분석하기 위해서는 편익과 수반되는 비용에 대하여 정의 및 식별한 후, 체계적이고 합리적인 방법으로 편익과 비용을 산출하여 평가하여야 한다.

수요시장 제도와 운영의 성과를 체계적으로 측정 및 평가하는 것은 제도의 객관성과 투명성을 높이고 효율성을 제고하기 위해서 반드시 필요한 절차이다. 이러한 평가를 통해서 이해관계자에게 수요시장 제도의 실적을 평가할 수 있는 객관적인 척도를 제공할 수 있으며, 새로운 제도 개발 시, 사전에 타당성을 평가하는 기준으로도 활용할 수 있다.

수요자원의 비용효과성을 평가하는 것은 공급자원을 평가하는 것과는 많은 차이가 있다. 공급자원은 설비의 구체적인 실체가 있어 그에 대한 비용과 효과를 직접 산정하면 되기 때문에 논란의 소지가 적으나, 수요자원의 경우는 구체적인 실체가 없는 대상을 평가해야 하기 때문에 대체물(Proxy)을 통한 회피비용을 사용하는 등 간접적인 방법을 사용하여 비용효과성 등 성과를 평가한다.

성과를 평가하는 것은 관점에 따라 다양한 방법론이 개발되었고, 스마트 그리드의 발달과 함께 더 활발해졌다. 일반적으로 캘리포니아 테스트라고 통칭되는 캘리포니아 공익규제위원회에서 개발하여 적용하고 있는 방법론이 가장 널리 통용되고 있다.

수요자원 시장을 평가하는 데 있어서 기존 방법론을 그대로 적용하는 것은 한계가 있다. 그 이유는 기존의 평가 방법은 도매 전력시장의 존재를 고려하지 않고 주로 전력회사가 시행하는 프로그램을 대상으로 하였기 때문이다. 전력시장에 참여한 수요자원의 평가는 이와는 다른 전력시장의 편익을 반영할 수 있는 방법론의 보완이 필요하다.

회피비용 편익의 산정과 같이 기존의 방법론을 적용할 수 있는 것은 기존의 방법론을 적용하고 전력시장에서 기인하는 고유의 비용과 편익은 별도로 산정할

필요가 있다. 전력시장에서는 도매시장 가격 인하와 같은 요소를 별도로 평가해야 하고, 시장지배력 완화와 같은 비금전적인 편익도 평가할 필요가 있다. 수요자원이 제공하는 편익은 관점과 장단기 시간적 단계에 따라 그림 2-6과 같이 분류할 수 있다.

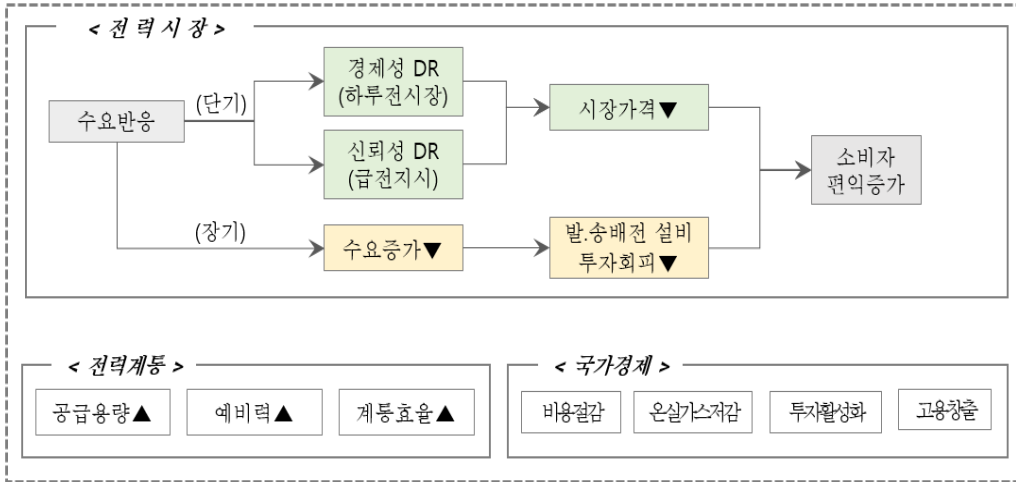


그림 2-6. 수요자원시장의 편익
Fig. 2-6. DR Benefit(KPX, 2018)

수요반응 자원은 단기적으로는 경제성 수요반응 자원과 신뢰성 수요반응 자원이 시장에 참여하여 전력수요를 줄임으로써 전력시장 가격을 낮추고, 장기적으로는 수요증가가 둔화되어 이에 상응하는 발전설비 및 송배전설비의 투자를 지연하거나 회피함으로써 투자설비 회피 편익을 발생시킨다.

수요자원의 경제성 수요반응이 전력시장의 하루 전 시장에 참여하여 시장가격을 낮추게 되면 두 가지 효과가 발생한다. 하나는 SMP가 하락하여 전체 전력량에 하락효과가 나타나 구입전력비를 절감하게 된다. 또 하나는 수요자원이 고원기 발전기의 운전을 대체함으로써 발전기의 변동비와 수요자원의 보상금과의 차이만큼 편익이 발생한다[44].

수요자원은 전력계통의 관점에서 신뢰도를 제고하는 편익을 제공하는데, 전력

계통의 공급력이나 예비력이 부족한 비상상황에서 수요를 감축함으로써 신뢰도를 회복시킬 수 있다. 또한 송전혼잡이 발생하는 선로의 경우는 수요를 감축함으로써 혼잡을 해소할 수 있다. 송전혼잡은 부하중심지와 관련하여 발생하므로 수요자원은 송전혼잡에 특히 유효한 역할을 발휘한다. 결과적으로 이러한 역할을 통해 송전선로의 이용률을 향상시킴으로써 전력계통의 효율성을 제고할 수 있다. 신뢰도 편익은 예비력 시장가격이나 정전을 방지한 편익으로 평가할 수 있고, 장기적으로는 송변전 설비의 건설 회피 편익으로 연결된다.

수요자원은 위에서 기술한 경제적, 신뢰도 편익 외에도 국가·사회적 관점에서 서 평가할 수 있는 편익들이 존재한다. 계통신뢰도와 전력시장 효율성 제고를 통해서 절감한 공급비용은 국민경제 계정으로 수렴되고, 순수한 수요 감축에 상응하는 발전기의 가동을 피할 수 있어 온실가스 배출을 줄일 수 있다. 또한 수요자원은 수요관리사업자를 통해서 전력시장에 참여하기 때문에 이를 통해 투자를 유인하고 고용을 창출하는 효과를 거둘 수 있다.

2. 비용효과성 분석

수요자원의 비용효과성의 평가는 계량이 가능한 요소와 그렇지 않은 요소로 구분하여 산출할 수 있다. 계량이 가능한 효과는 장기적으로는 설비투자 회피편익이고, 단기적으로는 수요감축으로, 생산하지 않은 에너지 비용과 전력시장에서 전력시장가격 하락으로 인한 판매사업자의 전력구입비용에 대한 절감이다.

가. 설비회피비용

설비 회피비용은 발전설비와 송·배전설비의 회피비용으로 분류할 수 있다. 발전설비의 회피비용을 산출하는 방식은 계획설비 접근법과 대체설비 접근법이 있다. 발전자원 대신 수요반응 자원이 채택될 경우 이로 인하여 당초 계획에 포함되어 있던 특정 발전설비가 회피될 것이라고 간주하여 산정하는 방식을 계획설비(Committed unit) 접근법이라고 하며, 수요반응 프로그램에 의한 수요감소 특성과 유사한 특성을 갖는 설비를 기준으로 산정하는 방식을 대체설비(Proxy unit) 접근법이라고 한다. 본 연구에서는 대체설비 접근법을 사용하여 피크용 발전설비인 LNG 복합발전을 대체하는 회피설비로 적용하여 연간총소요수입 흐름

의 현가 합을 발전설비수명으로 연간균등화하여 회피비용을 산출하였다.

총소요수입은 식 2-1과 같은 방법으로 산정한다.

$$\text{총소요수입} = \text{투자보수} + \text{감가상각액} + \text{고정 O\&M 비용} \quad (2-1)$$

여기서, 투자보수와 요금기저는 식 2-2와 같은 방법으로 산정한다.

$$\begin{aligned} \text{투자보수} &= \text{요금기저} \times \text{투자보수율} \\ \text{요금기저} &= \text{건설비} - \text{감가상각누적액} + \text{운전자본} \end{aligned} \quad (2-2)$$

연간균등화 비용은 식 2-3과 같이 산정한다.

연간균등화 비용 = 연간 총소요수입 현가의 합 × 자본회수계수

$$\square \quad \left(\sum_{n=1}^N NPV \right) \times \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^N - 1} \quad (2-3)$$

(N: 설비 수명, i: 할인율)

kW당 회피비용은 식 2-4와 같이 산출한다.

$$\text{kW당 회피비용} = [\text{연간균등화비용} \times (1+\text{설비예비율})] \div (1-\text{손실률}) \quad (2-4)$$

450 MW LNG 복합 발전설비에 대한 제7차 전력수급기본계획의 특성자료를 적용한 발전기 회피비용 산정 전제는 표 2-14와 같다. 산출방법과 전제를 적용하여 산출하면 연간 발전설비 회피비용은 155,722원/kW이 되었다.

표 2-14. 발전설비 회피비용 산정 전제

Table 2-14. Promise of Avoiding Cost in Power Plant

건설 단가 (천원/kW)	운전 유지비 (천원/kWy)	내용 연수 (년)	고장 정지율 (%)	예방 정비율 (%)	할인율 (%)	손실률(%)	
						소내	송배전
1,115	45.6	30	5.8	7.29	5.5	2	3.75

자료: 한국전력거래소(2019)

송배전설비 회피비용은 평균증분비용(AIC: Average incremental cost) 방식과 회귀분석 방법 등을 사용하는데, 평균증분비용 방식은 송배전설비 투자계획상의 투자비용과 최대부하의 증분의 관계를 기초로 연도별 증분비용의 평균값을 적용하는 방식이고, 회귀분석 방법은 평균증분비용을 적용하는 데 있어서 가용 데이터가 불충분하거나 미래의 송배전설비 투자계획이 확실성이 부족할 경우에 적용하는 방식이다. 평균증분비용 방식은 미래투자비와 최대부하 증가 전망치에 대한 불확실성 때문에 적용상 한계가 있고, 회귀분석 방법의 경우 과거 실적치의 추세를 토대로 회귀분석을 하게 되는데, 과거와 미래의 투자와 최대전력의 상관관계가 동일하지 않은 약점이 있다.

따라서 본 연구에서는 실적치의 비현실성과 미래전망의 불확실성을 적절하게 제거한 최근 실적과 단기 전망치를 조합한 방법을 적용하여 회피비용을 산정하였다. 배전설비 회피비용은 배전설비 투자비와 최대전력의 상관관계를 고려하여 총투자비 중 직접 관련되는 비용만을 적용하는 것이 필요하다. 표 2-15를 전제로 배전설비 투자비의 60 %를 회피비용 산출을 위한 기준으로 적용한다.

송변전설비 회피비용과 배전설비 회피비용은 아래의 식 2-5와 식 2-6의 수식과 산출 전제를 토대로 산출할 수 있다.

$$\text{송변전설비 회피비용} = \text{송변전 신규건설 예산} \div \text{피크증가} \times \text{자본회수계수} \quad (2-5)$$

$$\text{배전설비 회피비용} = \text{배전 최대전력관련예산} \div \text{피크증가} \times \text{자본회수계수} \quad (2-6)$$

산출 방법과 산정 전제를 적용하여 산출하면 연간 송변전설비 회피비용은 40,196원/kW이고, 변전설비 회피비용은 40,344원/kW이 된다.

표 2-15. 송배전설비 회피비용 산정 전제

Table 2-15. Promise of Avoiding Cost in Transmission and Distribution Facilities

구분	'14년	'15년	'16년	비 고
송변전투자비 (백만원)	1,813,044	1,477,156	1,542,221	한전그룹사 예산서 기준
총 배전예산 (백만원)	2,508,863	2,531,246	2,866,379	한전예산서 기준
피크증가 (MW)	3,632	2,324	2,134	실적+전망치
할인율	5.5 %			수급계획 기준
내용연수	30년			

자료: 한국전력거래소(2019), 알리오(2020)

표 2-16에서 정리된 바와 같이 비용편익비율은 발전만 고려했을 때 3.6이고 송배전을 포함하면 5.4로 아주 우수한 비용효과성을 확인하였다.

또한 설비 회피비용과 수요자원 확보 비용 그리고 회피 용량에 수요자원 등록 용량을 적용하여 연간 편익을 산정할 수 있다. 2017년(2020년과 유사)의 등록용량인 4,352 MW를 적용하면, 연간 편익은 발전회피비용만 적용하면 6,777억 원, 송배전비용을 모두 포함하면 1조 321억 원으로 분석했다. 수요자원 보상 비용을 차감한 연간 순회피비용 편익은 각각 4,888억 원, 8,432억 원이다.

표 2-16. 회피비용의 산정 결과 및 비용편익 비율

Table 2-16. Avoidance Cost Calculation Result and Cost-Benefit Ratio

발전	회피비용 (원/kW-yr)			DR확보비용 (원/kW-yr)	B/C ratio
	송전	배전	소계		
155,722	40,196	40,344	236,262	43,400	3.6 ~ 5.4

자료: 한국전력거래소(2019)

나. 용량확보 비용절감

전력계통의 신뢰도를 유지하기 위해서는 수요를 충족시킬 수 있도록 최대수요에 적절한 예비력을 추가한 설비용량을 확보해야 한다. 이를 위해서 전력시장규칙에서는 중앙급전발전기에게 실제 발전여부에 상관없이 발전기의 가용성을 기준으로 일정한 용량가격을 지급한다. 표 2-17과 같이 수요자원에 대한 용량요금(기본정산금)은 동일한 발전기의 용량정산금에 비해 약 50 % 수준으로 2020년 수요자원 확보량 기준으로 연간 1,919억 원의 용량정산금을 절감하게 된다.

표 2-17. 수요자원 참여에 의한 용량정산금 절감

Table 2-17. Reduction of Capacity Settlement by DR

발전기용량정산금 (원/kw-y)	수요자원기본정산금 (원/kw-y)	B/C ratio	등록용량	연간절감액
87,500	43,400	2.0	435만kW	1,919억원

자료: 한국전력거래소(2019)

다. 에너지비용 비용절감

수요자원의 전력시장 참여에 의한 에너지 비용의 절감은 수요자원이 하루 전 시장에서 발전자원과 경쟁하여 더 값싼 자원이 선택됨으로써 발생하는 시장가격(SMP)의 하락에 의한 것과 수요자원이 고원가 발전기를 대체함으로써 생기는 변동비 절감분이 해당된다. 이러한 에너지 비용 절감은 주로 경제성 수요반응에 의해서 발생한다. 시장가격 하락에 영향을 주는 것은 경제성 수요반응이며, 변동비 절감은 경제성 수요반응과 신뢰성 수요반응 모두 가능하나 신뢰성 수요반응이 대체하는 발전량은 경제성 수요반응에 비해 매우 적은 편이다.

경제성 수요반응의 하루 전 시장 참여에 따라 2차연도에 전력시장가격은 평균 1.12원/kWh 하락하였고, 이 하락한 가격은 전력시장에서 해당 시간의 전체거래량에 적용된다. 이를 통해, 전력구입비용이 218억 원 절감되었다. 경제성 수요반응은 대상기간 동안 낙찰된 시간당 평균 64 MW를 감축하여 이 용량에 상당하는 발전기를 운전하지 않은 효과를 가져왔다.

대상기간 중 수요자원의 활용을 통해서 378 GWh의 전력량을 감축하였고, 이는

발전기의 해당 시간의 평균 정산금인 76원/kWh을 적용하여 산출하면 표 2-18과 같이 139억 원의 효과를 확인하였다.

$$\begin{aligned}
 & 378 \text{ GWh(감축량)} \times 76\text{원/kWh(낙찰 시간 평균 SMP)} - 148\text{억 원(감축정산금)} \\
 & = 139\text{억 원}
 \end{aligned}$$

표 2-18. 2차 연도 경제성 수요반응에 의한 에너지 비용 절감

Table 2-18. Energy Cost Reduction by Economic DR in the second year

전력구입비용 절감	발전기 운전비용 절감
208억원	139억원

제5절 수요자원시장 개선점

1. 제도의 선진화

가. 용량, 에너지, 보조서비스 시장 참여 필요

발전자원은 전력시장에서 용도와 역할에 따라 용량시장, 에너지시장, 보조서비스시장에 참여한다. 하지만 우리나라의 수요자원은 에너지 시장에만 참여할 수 있을 뿐이고 용량시장이나 보조서비스시장에는 제도의 미비로 참여할 수가 없다.

용량시장은 장기 자원 적정성을 확보하기 위한 시장으로서 우리나라의 경우는 전력수급기본계획과 기능은 유사하나, 동작 메커니즘은 다르다. 우리나라의 수급 기본계획은 계획 시스템으로서 정부가 미래의 수요를 충족하기 위해 필요한 자원을 확충하는데, 시장 시스템보다는 사업자의 의향서를 받아서 이를 기초로 정부가 계획의 목표를 충족할 수 있는 자원의 최적조합을 목적함수로 하고 있다. 그러나 다른 경쟁국가의 경우는 우리와 다르다. 자유경쟁시장은 전력수급기본계획이 없으나 우리나라는 법정계획이므로, 이 수급계획과 용량시장의 기능을 유효

하게 통합하는 것이 중요하다. 용량시장은 미국 PJM의 RPM제도가 기능적으로 효과적인 제도로 평가되나 우리나라에 적용하기 위해서는 수급계획과의 정합성 문제를 고려해야 한다.

보조서비스는 향후 신재생에너지와 같은 간헐성 자원의 전력계통 진입이 확대되는 경우에 더욱 그 가치가 강조되는 영역이다. 수요자원은 발전기에 비해 반응하는 속도가 빨라 유효한 역할을 할 수 있는 우수한 자원이지만, 아직 제도의 미비로 자원의 활용이 불가능하다. 이 보조서비스는 발전자원의 경우도 완벽하게 시장원리를 적용하지 못하고 있는 상태라서, 전반적인 보조서비스 시장도입을 위해서는 시장제도의 전면적인 개선이 불가피하다. 시장제도의 전면적인 개선 추진을 위해서는 장시간이 소요된다. 따라서 수요자원을 보조서비스에 활용하는 방안은 단계별로 접근할 필요가 있다.

시장의 구조를 변경하는 것은 그 파급 영향을 감안할 때 점진적으로 추진할 필요가 있다. 제도 도입은 선진사례 벤치마킹을 통해서 핵심적인 모델을 설정하고 우리 실정에 맞게 보완하되, 시뮬레이션을 통해서 문제점을 도출하고 시범사업을 통해 실증을 거친 후에 도입하는 것이 시장의 영향이나 예상치 못한 부작용으로 인한 혼란을 방지할 수 있을 것이다.

수요자원을 발전자원과 동일하게 활용하기 위해서는 위에서 기술한 바와 같이 용량, 에너지, 보조서비스 시장에 참여하는 것이 필요하다. 수요자원이 보조서비스에 참여하기 위해서는 보조서비스 시장을 도입하는 것이 필요하나, 보조서비스 시장 도입은 시장체제의 전반적인 개편이 불가피해지고 장기간이 소요된다. 가용자원을 활용하기 위해서는 본격적인 보조서비스 시장 도입 전에 수요자원을 보조서비스로 활용할 수 있는 메커니즘을 도입하는 것을 대안으로 생각할 수 있다. 즉, 1단계는 수요자원을 보조서비스로 활용하고 2단계로 보조서비스 시장을 도입하는 방안이다[45].

간헐적인 발전특성을 가진 신재생전원의 확대로 인해 계통운영의 불안정성을 완화하기 위한 수단으로써 유럽을 중심으로 수요자원의 보조서비스에 활용하려는 노력이 활발하다. 프랑스는 2014년, 산업용 고객이 최초로 1차예비력(수초)과 2차예비력(수분)에 참여하는 것을 허용하였고, 영국도 신재생의 안정적 운영을 위해 수요자원의 예비력 활용에 주목하여 수요자원의 참여를 허용하고 있다. 우

리나라도 고예비율 등으로 수요반응의 비상자원 활용도가 제한적일 것으로 예상되는 상황에서 수요자원을 보조서비스로 활용하는 방안을 검토할 필요가 있다.

특히, 2030년까지 신재생에너지 발전비율을 20 %까지 확대하기로 한 정부정책에 대비하여 수요자원을 보조서비스로 활용하기 위한 체계적인 준비를 하여 미래 계통환경 변화에 대응할 필요가 있다. 수요자원은 저장장치의 약 10 %의 비용으로 신재생전원의 간헐성을 보완할 수 있는 우수한 자원이다.

수요자원을 보조서비스에 활용하기 위해서는 선진사례 벤치마킹을 통해 기술적, 제도적 요구사항을 파악하고, 수요자원의 보조서비스 참여를 허용하기 위한 수요자원의 요구수준 및 실효성 검증을 위한 수요반응 자원의 인증시험 방안과 보조서비스에 참여하는 수요자원에 대한 성과보상금과 패널티 등의 보상기준을 마련해야 한다.

수요자원이 보조서비스에 참여하기 위해서는 현행 예비력의 구분에 따라 주파수 조정, 대기·대체 예비력으로 구분하여야 하고, 이에 적합한 기술기준과 보상수준을 설계하여야 하며, 실시간 제어를 위한 EMS 시스템 로직을 개발하고 연계시험을 시행해야 한다. 수요자원의 보조서비스 참여는 예비력의 성능요건과 요구조건을 충족하는 자원을 대상으로 하되, 단기적으로 정지예비력 자원으로 우선 활용을 추진하고, 표 2-19와 같이 단계별로 운전예비력과 주파수추종 예비력으로 확대하는 것이 바람직할 것이다.

표 2-19. 예비력의 구분과 수요자원의 참여 가능성

Table 2-19. Classification of Reserve Power and Possibility of Participation in DR

보조서비스 구분		응동시간	Fast DR 적용
주파수조정예비력	운전예비력	순시	가능
대기·대체예비력		10분	가능
		정지예비력	20분(120분)

자료: 한국전력거래소(2019)

나. 수급기본계획과 연계

현행 전력수급기본계획은 수요자원 시장 개설 이후 수요자원 시장에 등록된 용량을 제대로 반영하지 못하고 있다. 표 2-20에서 보는 바와 같이 수요자원 시장에 등록된 수요자원 용량과 수급계획에 반영된 용량은 큰 차이가 있다. 더욱이 수요자원이 지속적으로 확대되고 있는 상황에서 전력수급계획에 반영되지 않으면 장기적인 신규설비 건설회피 편익을 제대로 기대할 수가 없고, 수요자원을 고려하지 않고 발전기를 건설하게 되면 중복투자가 된다.

그러므로 수요자원의 규모에 따른 실제 용량을 제대로 반영하는 것이 절대적으로 필요하다. 수요자원과 공급자원의 비용을 통합하여 전력시스템의 총비용을 최소화하는 방식으로 수급계획 수립절차를 개선해야 한다.

표 2-20. 수요자원의 수급계획 반영량과 시장 등록용량

Table 2-20. DR Reflection Amount in Supply and Demand Plan, Market Registration Capacity

구분(단위: MW)	2020년	2021년	2022년	2023년
시장 등록용량	4,499	4,499	4,499	4,499
제9차 수급계획 반영량	2,437	2,568	2,672	2,780

자료: 한국전력거래소(2021)

수급계획에 설비용량을 대체할 수 있는 수요자원을 반영하기 위해서는 우선 등록된 수요자원 중 실질적으로 피크를 감축할 수 있는 실효용량을 산정하여 반영해야 한다. 수요자원은 연간 동원할 수 있는 총시간, 1일 총사용시간, 활용가능 시간대 등에 대한 제약과 수요자원을 급전 지시하는 시장규칙 상의 제약을 받는다. 또한 수요자원이 피크 수요를 감축할 수 있는 실효 용량은 전력시장규칙에서 정한 자원 사용의 제약 조건과 전력수요 부하지속곡선의 형태에 영향을 받는다.

수요자원의 실효용량을 산출하기 위해서 먼저 전력계통에서 실질적으로 피크에 기여하는 수요자원의 한도를 구해야 한다. 수요자원의 한도를 구한 후, 등록용량이 이보다 작을 경우는 전체용량이 실효용량이 되며, 이보다 클 경우는 계통

기여 상한치로 제한된다. 따라서 수요자원의 등록용량을 상한치 이하로 하거나 용도를 구분하여 등록하는 방안도 있다.

수요자원의 상한치를 구하는 것은 2가지 방법이 있으며, 이는 수요자원에 의한 최대부하 삭감효과를 산정하는 방법과 계통신뢰도를 기준치로 유지하는 한도까지 수요자원의 한도를 정하는 방법이다.

최대부하 삭감효과를 기준으로 하는 방법은 신뢰성 수요반응을 급전지시 할 수 있는 조건을 충족하면서 상정된 부하지속곡선상에서 피크를 감축할 수 있는 한도까지 수요자원의 용량을 늘려가면서 그 한도를 구하는 것이다. 신뢰도기준 충족 방식은 계통신뢰도 기준을 고려하여 수요자원의 효과를 평가하는 방식이다.

현행 신뢰도 기준은 LOLP 기준으로 0.3일/년이다. 수급계획상의 발전기를 수요자원 등록용량까지 대체하면 마지막 한도의 수요자원이 발전기에 대한 등가 수요자원의 한도가 된다. 최대부하 삭감효과에 의한 상한치는 2016년은 3,456 MW, 마지막 연도인 2029년은 4,726 MW로 추정하였다.

또한 현행 수요자원은 연단위로 등록하기 때문에 10년 이상의 수급기본계획에 적용하면 4,000MW의 첨두 발전기를 대체할 수 있다.

다. 시장질서 확립 및 투명한 정보공개

수요자원시장은 개설 초창기로서 자원 발굴에 집중하는 노력에 힘입어 양적으로 큰 성장을 가져왔고, 현재는 개발이 용이한 자원은 거의 발굴되어 수요자원시장의 성장속도가 상대적으로 둔화되고 있다. 사업자 간 경쟁이 과열되고, 사업자의 전문성 부족 및 도덕적 해이 등 여러 요인에 의해 불공정 행위가 발생할 개연성이 높아지고 있다. 따라서 수요자원시장의 공정성을 제고하기 위한 감시 체계를 정비하고 정보공개를 확대하는 등 공정하고 투명한 수요자원 시장의 확립이 필요하다.

이를 위해서는 우선 전력시장감시위원회, 공정거래위원회 등 공정거래 유관기관 간의 수요시장관련 감시영역 및 조치방안에 대한 협의를 추진하고, 수요자원시장 입찰기준 및 불공정 행위에 대한 세부조항을 시장규칙에 반영해야 한다. 또한, 과년도 운영실적을 분석하여 부적합한 입찰이나 낙찰 사례를 파악하여 시장질서 저해행위에 대한 가이드라인(표준약관 등)을 제공하는 것도 하나의 방안이

될 것이다.

결과적으로 시장 질서를 확립하기 위해서는 수요자원시장에 대한 정보를 투명하게 공개하는 것이 필요하다. 정보공개는 시장질서의 확립뿐만 아니라 시장의 공정성과 투명성을 위해서 필요한 필수요소이다. 따라서 수요관리사업자 등 민간의 데이터 정보공개 요구사항을 수렴하고, 유관기관 간 정보공개를 연계하여 상호 활용하는 협업체계를 구축하는 것이 시장질서 확립에 있어서 가장 바람직한 방안이 될 것이다.

2. 다양성 수용으로 자원 확대

정부의 친환경 에너지 정책과 기저전원 축소에 따른 전력계통 안정성 향상을 위해 수요자원의 역할에 대한 기대가 높아질 것으로 전망된다. 이에 따라, 전력시장에 등록된 수요자원 중 ESS(Energy storage system) 또는 신재생에너지를 활용하는 등 환경친화적인 수요반응 자원을 ‘Green DR’로 분류 및 지정하고, 신재생에너지와 같이 별도의 차별화된 성과보상금을 제공하는 것이 타당할 것이다.

또한 수요자원에 에너지 효율을 포함해야 한다. 에너지 효율은 미국 시장에서 수요자원으로 인정되어 시장에 참여하고 있다. 부하조정이 특정시간대에 에너지를 감축하거나 다른 시간으로 이전하는 것에 반해, 에너지 효율은 에너지를 순수하게 감축할 뿐만 아니라 모든 시간대에 에너지를 감축하는 이점이 있다. 이렇게 순수하게 감축한 에너지는 온실가스 배출감소에 기여한다. 따라서 그에 상응하는 배출권을 부여하는 방안도 검토할 수 있다.

현행 수요자원의 구성은 산업용과 대용량 고객 위주로 편중되어 있다. 이러한 자원은 개발이 용이하고 개발 비용이 적게 들기 때문에 우선적으로 발굴된다. 하지만 향후 정부의 수요자원 확대 정책을 구현하기 위해서는 자원 개척의 저변을 확대하고 다변화할 필요가 있다. 산업용 부하는 조업 조정을 통해서 수요 감축이 일어나기 때문에 부하 이전량이 상당량을 차지할 것으로 추정된다. 하지만 일반용이나 주택용의 소규모 자원은 부하 이전보다는 부하 감축의 가능성이 높아 질적으로 우수한 자원으로 분석되었다. 따라서 향후 산업용이 아닌 소비자와 소규모 소비자의 참여를 촉진할 수 있는 상품을 개발해야 한다.

수요자원시장은 2014년 11월 개설 이후 시장규모가 빠른 속도로 성장 중이다.

2020년 말 기준, 4,499 GW의 의무감축용량을 확보하고, 개설 이래 약 632 GWh의 전력을 감축하였으며, 정산금 기준 시장규모는 약 2,184억 원 규모까지 성장하는 성과를 거두었다. 이에 따라, 정부는 수요자원시장을 보다 활성화하기 위해 다양한 DR 자원을 참여시키고자 노력하고 있다.

최근 중소형 DR 상품을 도입한 것은 이러한 노력의 출발에 해당한다. 기존의 표준DR 상품(10 ~ 500 MW)에 더하여, 2017년 6월부터 중소형DR 상품(2 ~ 50 MW)을 출시하여 다양한 수용가의 DR 시장 참여를 유인하고 있다. 중소형 DR의 특성과 기여에 적합한 보상수준을 정해야 할 것이고, 또한 가정, 점포 등 다양한 전기소비자의 참여 등 중소형 DR을 포함하는 국민DR을 확대해야 한다. 가정용 자원은 아주 소규모로 비즈니스 모델을 개발하는 것이 중요하며, 이를 위해 전기와 통신의 결합이나 전기와 가스의 결합 또는 방송과의 결합 등 인접 업종간의 융복합화를 할 필요가 있다[12].

제3장 국민DR 편익 산정

제1절 국민DR 편익산정 필요성 및 전제조건

1. 국민DR 편익산정 필요성

국민DR의 본격적 참여를 위해서는 국민DR을 통해 얻을 수 있는 편익이 국민DR 자원을 확보하는데 소요되는 비용보다 크다는 조건을 만족시켜야 할 것이다. 국민DR을 시행하기 위해서는 스마트미터 보급과 DR 자원을 제공하는 주체에게 성과보상금 제공도 필요하다. 표준DR 및 중소형DR과 달리 국민DR의 경우, 빅데이터 분석에 근거한 자원량 분석이 필수적이므로 수요관리사업자의 사업모델 운용도 기존 방식과 달라질 것이다. 즉, 자원의 수집, 계량, 사업모델 운용 등에 있어서 기존 DR 자원과 다른 방식으로 비용이 소요된다.

또한, 국민DR의 편익도 기존의 DR 자원과 다르게 될 것이다. 감축을 위해 지불하는 기회비용이 다른 자원에 비해 작으며, 빠른 시간 내 급전지시가 가능하고, 전기차·태양광·신재생 등 다른 분산형 자원과의 연계가 용이할 뿐만 아니라, IoT 기반 가정용 에너지서비스 시장과도 연결되어 있기 때문이다.

이러한 상황에서 국민DR의 시장참여 여부를 검토하기 위해서는 다양한 관점에서 국민DR의 편익을 분석하여, 참여자, 사업자, 국가 관점에서 DR 사업이 비용 효과적이지의 여부를 판단할 필요가 있다. 이를 위해, 국민DR의 편익을 참여자, 수요관리사업자, 수용가영향도, 총자원비용, 사회적비용의 5개 관점에서 정량적·정성적으로 분석할 필요가 있으며, 여기에서 국민DR은 가정 부문, 즉 주택용 수용가를 대상으로 하는 DR로 한정해야 한다.

이를 위해, 우선 국민DR 편익을 산정하기 위한 체계를 도출한다. 5개 관점에서 국민DR의 편익을 구성하는 항목을 도출하고, 이를 토대로 국민DR의 편익 산정체계를 구성한다. 한국전력거래소, 에너지경제연구원 등의 자료를 이용하여 근거의 신뢰성을 확보하였다. 국민DR의 편익 산정체계를 활용하여, 국민DR의 편익을 5개 관점별로 분석하고 관점별 편익구간을 정량적으로 도출하며, 현 단계에서 정량화가 어려운 편익은 정성적으로 고찰해 볼 필요가 있다.

2. 국민DR 편익산정 전제조건

국민DR의 편익 산정체계는 참여자, 수요관리사업자, 수용가영향도, 총자원비용, 사회적비용의 5개 관점으로 나누어 국민DR의 편익을 산정하는 방식으로 정의하였다. 산정을 위한 분석 전제조건은 다음과 같다.

첫째, 해당 편익 산정체계는 국민DR이 부하곡선이나 전력공급기술 등 전력시스템 자체의 특징을 변화시키지는 않는다고 가정한다. 즉, 국민DR을 시행한다고 해서 설비회피나 에너지회피의 한계비용이 달라지지 않는다.

둘째, 각 관점별 편익은 현재가치(Present value)로 산정한다. 그 이유는 비용을 배제한 편익 추산에 초점을 맞추며, 여기서 편익은 비용 상쇄분을 제외한 “순(Net)” 편익이 아닌 “총(Gross)” 편익 개념에 해당한다.

셋째, 편익은 관점별로 제시한다. 일부 선행연구에서는 관점에 상관없이 사회 전체적으로 발생하는 편익항목을 제시하고, 항목별 편익을 산정한 후, 이를 합산하여 제시하는 방식을 취하기도 한다. 하지만 중복계상(Double counting)의 문제를 피하기 위해 관점별로 편익을 제시하는 방식을 사용한다.

넷째, 발전사업자, 송·배전 및 판매사업자, 수요관리사업자를 동일한 범주로 묶어서 여기에서 발생하는 편익이 곧 수요관리사업자의 편익이라고 간주한다. 국민DR로 인해 발전부문에서 발생하는 편익과 송·배전 및 판매부문에서 발생하는 편익 등이 경제적으로 수요관리사업자에게 이전된다.

다섯째, 국민DR은 연료대체(Fuel substitution) 현상을 유발하지 않는다고 가정한다. 국민DR 감축지시가 이루어지면 참여자들은 전력소비를 줄이게 된다. 이때, 전력소비를 줄이는 대신 도시가스 등 다른 에너지원으로 전력서비스를 대체할 경우에는 연료대체 현상이 나타날 수 있다. 수요자원 대상 다양한 시범사업 등 결과를 종합적으로 고려할 때 연료대체 현상은 무시할만하다고 판단된다.

제2절 산정체계 정의

표 3-1은 참여자, 수요관리사업자, 수용가영향도, 총자원비용, 사회적비용의 5개 관점별로 편익 항목을 정리한 것이다. 이 항목별 편익을 합산하여 현재가치로 환산하면 관점별 편익을 구할 수 있다. 이때, 각 관점별 편익을 합산하지 않는다. 관점별로 편익을 구하는 이유는 중복 계상을 피하고 의사결정 주체의 특성을 고

려하여 근거자료를 제시하기 위함이다.

표 3-1. 5개 관점별 국민DR 편익 항목
 Table 3-1. National DR Benefit Items by 5 Perspectives

관점	편익 항목
참여자 테스트	BR_t : 전기요금 절감액 INC_t : 감축지시 이행 성과보상금 OB_{Pt} : 참여자의 기타편익
수요관리사업자 테스트	UAC_t : 공급비용 회피편익 RC_t : 환경규제 회피편익 $OB_{PA,t}$: 공급부문 기타편익
수용가영향도 테스트	UAC_t : 공급비용 회피편익 RC_t : 환경규제 회피편익 $OB_{PA,t}$: 공급부문 기타편익 RG_t : 국민DR로 인한 공급부문 수입증가
총자원비용 테스트	UAC_t : 공급비용 회피편익 RC_t : 환경규제 회피편익 RG_t : 국민DR로 인한 공급부문 수입증가 $OB_{PA,t}$: 공급부문 기타편익 OB_{Pt} : 참여자의 기타편익
사회적비용 테스트	UAC_t : 공급비용 회피편익 RC_t : 환경규제 회피편익 $OB_{PA,t}$: 공급부문 기타편익 OB_{Pt} : 참여자의 기타편익 EXT_t : 외부성 경감편익

1. 참여자

참여자 테스트(Participant test)는 국민DR에 참여하는 수용가의 전기요금이 얼마나 감소하는지, 감축지시 이행의 얼마의 성과보상금을 받는지를 측정하여 이를 편익으로 산정한다. 본 연구에서 참여자는 국민DR에 참여하여 감축지시를 이행한 가구로 정의하였다.

참여자 관점에서 편익은 전기요금 절감액, DR 참여 대가로 받는 성과보상금, 안전·보건·편리성·생산성 측면에서의 정량화되지 않는 기타편익으로 구성하였다. 참여자 관점에서 국민DR 편익 B_P 는 식 3-1과 같이 계산한다.

$$B_P = \sum_{t=1}^T \frac{BR_t + INC_t + OB_{P,t}}{(1+d_P)^{t-1}} \quad (3-1)$$

식 3-1에서 B_P 는 참여자 1인의 편익이다. 국민DR의 사업기간이 총 T 년이라고 할 때, BR_t 은 t 년도($t=1, \dots, T$)에 국민DR 참여를 통해 아낀 전기요금이다. INC_t 는 이에 대한 대가로 받은 성과보상금이며, $OB_{P,t}$ 는 기타편익, d_P 는 소비자의 대출 할인율이다.

전기요금 절감액 BR_t 는 식 3-2와 같이 계산한다.

$$BR_t = \sum_{m=1}^{12} \left[\left(\sum_{n=1}^{N_m} \Delta EG_{tm_n} \right) \times AC : E_{tm} \times K_{tm} \right]$$

$$K_{tm} = \begin{cases} 1 & \text{if } \sum_{n=1}^{N_m} \Delta EG_{tm_n} > 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3-2)$$

t 년도, m 번째 월($m=1, \dots, 12$)에 총 N_m 번의 감축지시가 내려진다고 하면, ΔEG_{tm_n} 은 N_m 의 감축지시 중 n 번째 감축지시를 이행하여 달성된 1인당 전력소비 총 감축량(Gross saving)이다. ΔEG_{tm_n} 의 측정 구간(Duration)은 국민DR 감축시간과 일치한다고 가정한다. 예컨대, 1시간 동안 감축지시가 내려졌다면, 이 1시간 동안 감축량이 ΔEG_{tm_n} 이다. $AC : E_{tm}$ 은 m 번째 월에 참여자 전력소비량을 토대로 결정되는 평균 전기가격이다. K_{tm} 은 m 번째 월의 총 감축량의 합이 0보다 크면 1, 그렇지 않으면 0의 값을 갖는다.

INC_t 는 t 년도, m 번째 월의 n 번째 감축지시에 이행한 대가로 얻은 성과보상금 INC_{tm_n} 의 총합으로 정의된다.

우리나라 주택용 전기요금은 월별 소비량에 따라 누진단계가 달라지고 이는 평균전기가격에 영향을 미치므로 절감량은 월별로 산정한다. 정확한 감축량 산정 방식은 참여자의 전력소비량 및 절감량을 기초로 절약한 전기요금을 산정하는 것이다. 그러나 이 방식을 적용하기 위해서는 분석기간 동안 누진단계 및 단계별 요금체계를 예측해야 한다. 따라서 평균 전기가격의 개념을 사용한다.

국민DR의 효과는 부하감축(Load curtailment)과 부하이동(Load shift)으로 분석한다. 예컨대, 감축지시가 발령되는 때 세탁, 청소 등의 전력서비스 사용을 회피하고 다른 시간대에 전력서비스를 사용한다면 이는 부하이동으로 볼 수 있다. 반면, 냉·난방, TV 시청 등의 전력서비스 사용회피는 부하절감에 가깝다. 그러나 2017년 전력거래소에서 시행한 시범사업 결과에 따르면, 부하이동 효과가 거의 없는 것 분석되었다.

성과보상금 지급방식은 전기요금 납부시기에 맞춰 요금에서 공제하는 방식도 있고, 감축지시를 이행할 때마다 정해진 성과보상금을 지급하는 방식도 있다. 현재 DR 시장에서는 월별로 의무감축용량에 대한 기본정산금을 지급하고, 이에 더하여 감축실적이 발생할 때마다 실적 정산금을 지급하는 방식을 사용한다. Energy mission은 미션 성공 시마다 일정 금액의 성과보상금을 통신비 할인의 방식으로 제공한다. 본 연구에서는 국민DR의 성과보상금 지급 방식은 2016년 6월부터 2017년 10월까지 총 48회 수행한 Energy mission 실험의 성과보상금 지급 방식과 동일하다고 가정한다. 즉, 감축지시에 이행할 경우 정해진 금액 INC_{tm_n} 을 수령한다.

$$INC_t = \sum_{m=1}^{12} \sum_{n=1}^{N_m} INC_{tm_n} \quad (3-3)$$

$OB_{P,t}$ 는 국민DR로 인해 전력 판매시장에서 혁신이 촉진되거나, 소매전력가격의 변동성이 경감되거나, 안전·보건·편리성·생산성 등이 향상되는 효과로 정의한다. 우리나라는 사실상 전력 판매시장이 독점에 가깝고 소매전력가격도 정해져

있는 상태이기 때문에 국민DR로 인해 가정에서 보다 안전하고 효율적이며 편리하게 전기를 소비할 수 있다면 $OB_{P,t} > 0$ 이라고 볼 수 있을 것이다. 반면, 국민DR을 통해 참여자가 무형의 불편함을 느낀다면 $OB_{P,t} < 0$ 이고, 이때에는 비용으로 계상한다.

2. 수요관리사업자

현재 국민DR은 시범사업 단계로 본 연구에서는 수요관리사업자 5개사가 참여하였고, 수요관리사업자 테스트(Program administrator test)는 국민DR 자원을 수집 및 판매하여 수익을 내는 가상의 수요관리사업자를 상정할 때 그 편익이 어느 정도인지를 분석하는 테스트이다.

따라서 국민DR로 인한 공급(발전, 송·배전 및 판매) 부문 비용감소분의 100 %가 가상의 수요관리사업자 편익으로 전가될 것으로 보인다. 예를 들어, 국민DR을 통해 발전연료비용 지출을 회피하거나 배전설비 건설을 회피할 경우, 이 편익이 궁극적으로 수요관리사업자에게 전가될 것이다. 전력시장운영규칙에서 수요관리사업자에 대한 정산방식은 계획감축량은 SMP로, 급전감축량은 중앙급전발전기 중 최고발전단가로, 의무감축용량은 중앙급전발전기(육지)의 용량가격에 적정설비 예비력 등을 고려한 가중치를 반영한 단가로 정산한다. 국민DR의 경우, 이러한 기준을 현실적으로 적용하기 어렵기 때문에 발전 및 송배전 부문에서 발생한 편익의 100 % 전가를 가정한다.

본 연구에서 제시한 산정방식에 근거해서 도출된 편익은 향후 국민DR 수요관리사업자가 얻을 수 있는 편익의 상한선(Upper limit)으로 해석한다.

수요관리사업자의 편익 B_{PA} 는 공급비용 회피편익 UAC_t , 환경규제 회피편익 RC_t , 기타편익 $OB_{PA,t}$ 의 합으로 구성되며, 식 3-4와 같다. 여기에서 d_{PA} 는 사업자의 가중평균자본비용(WACC, Weighted average cost of capital)이다.

$$B_{PA} = \sum_{t=1}^N \frac{UAC_t + RC_t + OB_{PA,t}}{(1 + d_{PA})^{t-1}} \quad (3-4)$$

가. 공급비용 회피편익

공급비용 회피편익 UAC_t 는 t 년도 국민DR로 인한 공급부문 비용회피의 한계 가치로 정의한다. 국민DR의 전력사용량(kWh) 감축효과는 발전에 소요되는 에너지비용을 회피하는데 기여한다. 전력수요(kW) 감축효과는 발전설비비용 및 송·배전비용을 회피하는데 기여한다. UAC_t 는 t 년도에 발생하는 공급부문 회피비용의 총합으로 정의한다. 식 3-5에 따라 UAC_t 를 산정한다.

$$\begin{aligned}
 UAC_t &= \sum_{i=1}^I \Delta EN_{it} \times MC: E_{it} \times K_{it} \\
 &\quad + \sum_{i=1}^I \Delta DN_{it} \times MC: F_{it} \times K_{it} + \Delta DN_t^* \times MC: T_t \times K_t \\
 \text{where } I &= \sum_{m=1}^{12} N_m \qquad (3-5)
 \end{aligned}$$

ΔEN_{it} 은 t 년도 i 번째 국민DR 감축지시에서 달성된 전체 계통의 전력사용량(kWh) 순 감축분, $MC: E_{it}$ 는 이때 한계 에너지비용이며, K_{it} 는 $\Delta EN_{it} > 0$ 이면 1, 그렇지 않으면 0의 값을 갖는다. ΔDN_{it} 는 이때 달성된 전체 전력계통의 전력수요(kW) 감축분, $MC: F_{it}$ 는 한계 설비비용이며, K_{it} 는 $\Delta DN_{it} > 0$ 이면 1, 그렇지 않으면 0의 값을 갖는다. 마지막으로 ΔDN_t^* 는 t 년도 최대 전력수요 시간대의 국민DR의 전력수요(kW) 감축분, $MC: T_t$ 는 한계 송·배전비용이며, K_t 는 $\Delta DN_t^* > 0$ 이면 1, 그렇지 않으면 0의 값을 갖는다. 즉, 식 3-5의 첫째 항은 에너지비용 회피편익, 둘째 항은 발전설비비용 회피편익, 셋째 항은 송·배전비용 회피편익이다.

에너지비용 회피편익은 전력사용량이 줄어든 만큼 발전연료 소비량이 줄기 때문에 발생하는 편익으로, 실제 감축지시가 이루어질 때에만 얻을 수 있다. 발전설비비용 회피편익은 국민DR이 전력수요를 유의하게 줄여 용량비용을 회피하거나 신규발전설비 건설을 회피하는 데 기여할 경우 발생하는 편익이다. 이 편익은

감축지시가 없더라도 부하감축에 기여하는 시간대에 한해서 발생한다.

송·배전비용 회피편익은 국민DR이 신규 송·배전설비 건설을 회피하거나 망 혼잡 및 손실을 줄여서 발생하는 편익이다. 망 혼잡 및 손실을 경감시키는 효과는 크기 않을 것이라 예상되므로, 송·배전비용 회피편익의 대부분이 신규 건설 회피에서 초래된다. 신규 송·배전설비 건설의 의사결정 주요기준은 최대 전력수요(kW)로, 만약 국민DR이 최대수요를 감축한다면 신규 송·배전설비 건설을 회피하는 편익을 얻을 수 있다[45-46].

본 연구에서는 신규 송·배전설비 건설 의사결정이 연중 최대수요에 따라 결정된다고 분석하여, 국민DR의 송·배전비용 회피편익은 최대 연 1회 나타날 수 있다고 가정한다. 이에 따라, ΔDN_t^* 는 t 년도 국민DR의 최대수요 감축 기여분(kW)이고, $MC: T_t$ 는 그때의 송·배전설비 한계가격이다. ΔDN_t^* 은 식 3-6에서 최대화 문제를 만족시키는 ΔDN 으로 정의한다.

$$Max_{\Delta DN_t} \Delta DN_{it} + (\Delta DN_{it} \times K_{it}) \quad (3-6)$$

DN_{it} 는 t 년도 i 번째 감축지시가 이루어질 때 전력수요이고, K_{it} 는 $\Delta DN_{it} > 0$ 이면 1, 그렇지 않으면 0의 값을 갖는다. 따라서 식 3-6은 국민DR이 없다고 할 때 t 년도 최대 전력수요를 구하는 식이며, 이를 만족시키는 ΔDN_{it} 이 송·배전비용 회피편익 산정의 기준이 되는 ΔDN_t^* 이 된다.

하지만 식 3-5와 식 3-6은 국민DR의 특수성을 제대로 반영하지 못한다는 한계가 있다. 국민DR 등 가정 부문 대상 DR은 전력시스템 전체의 최대부하보다는 지역별 최대부하를 감축시키는 용도로 유용하게 활용될 수 있기 때문이다. 가정 부문의 경우, 전력시스템 전체의 최대부하 시간대에는 전력소비량이 적은 경향이 있어 감축역량이 크지 않을 수 있다. 그러나 인구밀도가 높은 지역에서는 지역별 최대부하 시간대에 국민DR을 활용한 부하감축을 통해 배전설비 확충을 회피할 수 있다.

나. 환경규제 회피편익

국민DR은 발전부문의 환경규제 적응비용 감소에 기여할 수 있으며, 이는 환경규제 회피편익 RC_t 로 귀결된다. 본 연구에서는 RC_t 에 영향을 미치는 규제를 배출권거래제로 한정한다. 발전사업자는 배출권거래제 대상으로 지정되어 매년 배출권을 할당받는다. 발전사업자의 온실가스 배출량이 할당받은 배출량보다 많을 경우, 발전사업자 입장에서는 배출권거래비용이 발생하는데 이 비용은 전력구매자 즉, 한국전력이 정산하여 지원해준다.

국민DR이 발전연료 소비량을 줄임으로써 발전사의 온실가스 감축에 기여할 수 있다. 이는 다음의 두 가지 경로를 통해서 금전적 편익으로 구체화될 수 있다. 첫째, 할당량보다 배출량이 많은 경우에 발생하는 배출권거래비용의 절감이다. 둘째, 발전사가 배출권을 판매하여 얻는 수입이다. 그러나 이론적으로는 할당량보다 배출량이 적다면 남은 배출권을 판매하여 수익을 얻을 수 있으며, 본 연구에서는 이 두 가지 경로의 편익이 모두 발생할 수 있다고 가정한다. 이때, RC_t 는 식 3-7과 같다.

$$\begin{aligned}
 RC_t &= CO_2price_t \times \Delta EN_t \times K_t \\
 \text{where } \Delta EN_t &= \sum_{i=1}^I \Delta EN_{it} \qquad (3-7)
 \end{aligned}$$

ΔEN_t 은 t 년도에 국민 DR을 통해서 획득한 전체 전력계통의 전력사용량 감축분 합계를 나타내며, K_t 은 $\Delta EN_t > 0$ 이면 1, 아니면 0의 값을 갖는다. CO_2price_t 는 t 년도 배출권거래비용 기준가격으로, 전력부문 사용단의 온실가스 배출계수를 적용하여 환산한 수치를 적용한다.

다. 기타편익

기타편익은 국민DR을 통해 공급 부문에서 발생하는 정량화되지 않는 여러 유형의 편익을 총칭한다. 미국 에너지부에 따르면 계통한계가격(System marginal price, SMP)의 변동성 완화, 극한적 사건(Extreme event)을 대비한 보험 효과,

대형 인프라 투자가 수반하는 현금흐름 그 자체를 지연하는 효과 등이 기타효과에 해당한다[47-48].

식 3-4에서 식 3-7까지 결합하여 계산한 수요관리사업자 편익 B_{PA} 에는 보조서비스 비용 회피 등의 기타편익은 반영되지 않는다. 현재 우리나라 전력시장에서는 기타 정산금을 지급하여 계통운영 보조서비스를 보상하고 있으나, DR 자원에 대해서는 보조서비스 차원의 보상은 이루어지지 않고 있다. 그 이유는 아직까지 DR 자원은 운영예비력으로 활용되기 보다는 피크감축이 주된 용도이기 때문이다.

그러나 향후 국민DR 자원이 정착되고 지속적인 제도로 운영할 경우에는 감축지시 후 수분 내 감축이 가능한 자원만을 모으면 운영예비력으로서 활용이 가능하다. 따라서, 국민DR의 보조서비스 비용회피의 가치 산정에 대해 데이터 축적을 통해 진행할 필요가 있다.

3. 수용가 영향도

수용가 영향도 테스트(Ratepayer impact test)에서는 국민DR이 참여자가 아닌 나머지 전체 수용가에 미치는 영향을 분석한다. 국민DR은 전력공급에 소요되는 비용을 감소시키기도 하지만 전력판매 수입을 줄이기도 하는데, 이는 공급부문의 수입변화(Revenue change)로 이어진다. 이에 따라, 수용가영향도 관점에서 편익은 국민DR이 판매사업자의 수입을 증가시키는 요인만 고려하여 산정한다.

우리나라에서는 공급부문 수입변화가 수용가 소매요금에 영향을 미친다고 볼 수 있는지가 이슈이다. 독점적 전기공급사업자인 한국전력은 원가주의, 공정 보수주의, 공평의 원칙에 따라 전기요금을 산정한다고 밝히고 있으며(한국전력, 2020), 전기요금 일반원칙에 따르면 국민DR로 인한 공급부문 수입변화는 궁극적으로 소매요금에 전가될 것이라 예상되었다. 그러나 소매요금을 개정하려면 정부 부처와의 협의 및 인가과정(물가안정에 관한 법률 제조)을 거쳐야 한다. 즉, 공급부문 수입변화가 소매요금 변화로 귀결되기까지 상당한 시간이 소요되며, 수입변화분의 100 %가 최종소비자에게 전가된다고 보기도 어렵다. 또한, 소매요금은 여론 등 정치적 의사결정에 영향을 받기도 한다.

본 연구에서는 공급부문 수입변화가 소매요금 변화로 귀결된다고 가정하고 수

용가 영향도 관점에서의 편익 B_{RIM} 을 식 3-8과 같이 계산한다.

$$B_{RIM} = \sum_{t=1}^T \frac{UAC_t + RC_t + OB_{PA,t} + RG_t \times K_t}{(1 + d_{PA})^{t-1}} \quad (3-8)$$

UAC_t 와 RC_t 는 각각 식 3-5, 식 3-6 및 식 3-7에 따라 정의된다. B_{RIM} 이 B_{PA} 와 구별되는 점은 국민DR로 인한 t 년도의 공급부문 수입증가분 RG_t 가 포함된다는 것이다. 예를 들어, 국민DR의 부하이전 효과가 부하감축 효과보다 커서 과금 기간 동안 총 전력소비량이 증가하는 경우에는 $RG_t > 0$ 이 가능하다. 반대로 총 전력소비량이 감소하는 경우에는 $RG_t < 0$ 로, 이는 비용으로 계상된다. K_t 는 이를 반영하는 지시변수로 $RG_t > 0$ 이면 1, 그렇지 않으면 0의 값을 갖는다. 공급부문에서 발생하는 편익이 수용가에게 이전된다고 전제하므로, 할인율은 공급사업자의 WACC인 d_{PA} 를 적용한다.

식 3-8에서 제시한 수용가 영향도 관점의 국민DR 편익 B_{RIM} 은 수요관리사업자와 공급사업자를 하나의 부문으로 묶어서 간주함을 전제로 한다. 만약 국민DR 사업자와 공급사업자가 독립적 관계에 놓인다면, 공급부문에서 발생한 편익 B_{PA} 의 일부는 DR 사업자에게 이전되고, 나머지 편익이 B_{RIM} 으로 귀속될 것이다. 그러나 국민DR의 정산방식이 정해지지 않은 현 단계에서는 이 비중이 어떻게 결정될 것인지 예단하기 어렵다. 따라서 식 3-8을 통해 계산된 B_{RIM} 은 수용가 영향도 관점에서 체화될 수 있는 편익의 상한선이 된다.

4. 총자원비용

총자원비용 테스트(Total resource cost test)에서는 국민DR 참여자와 참여하지 않는 수용가의 편익을 모두 더하여 편익을 분석한다. 총자원비용 관점에서 편익은 국민DR의 모든 점증편익(Incremental benefit)의 합으로 볼 수 있으며, 다음 절에서 소개할 사회적비용 테스트 다음으로 종합적 성격을 갖는다.

총자원비용 관점에서 볼 때, 참여자의 편익 중 일부는 다른 수용가의 비용이

될 수 있다. 예컨대, 참여자의 전기요금 절약액 BR_t 와 국민DR 성과보상금 INC_t 는 공급부문에서는 비용이므로 수용가 영향도 관점에서 보면 편익이 아니다. 이런 항목은 총자원비용 관점에서 보면 편익이 될 수 없다. 즉, 참여자와 여타 수용가의 점증비용의 합이 총자원비용 관점에서 편익 B_{TRC} 를 구성한다. B_{TRC} 는 식 3-9와 같이 계산한다.

$$B_{TRC} = \sum_{t=1}^T \left[\frac{UAC_t + RC_t + OB_{PA,t}}{(1+d_{PA})^{t-1}} + \frac{OB_{P,t}}{(1+d_P)^{t-1}} \right] \quad (3-9)$$

5. 사회적비용

사회적비용 테스트(Societal test)에서는 국민DR이 사회적비용을 얼마나 줄이는지 분석한다. 사회적비용 테스트가 총자원비용 테스트와 구별되는 점은 외부성(Externality)이 고려된다는 점이다. 이 테스트는 국민DR로 인한 모든 사회구성원의 비용과 편익 변화를 종합적으로 고려하여 가장 포괄적인 분석결과를 제시하지만, 외부성 때문에 정량화가 어렵다는 특징이 있다.

사회적비용 관점에서 편익 B_S 은 공급비용 회피편익, 환경규제 회피편익, 외부성 회피편익, 참여자와 공급부문의 기타편익 합으로 정의한다. 총자원비용 테스트와 마찬가지로 점증비용만 고려하기 때문에 참여자나 공급부문의 일부 편익은 다른 비용과 상쇄되어 사회적비용 관점의 편익으로 계상되지 않는다. 외부성 경감효과는 국민DR이 공급부문이 환경 또는 사회에 미치는 부정적 영향을 경감시키는 효과를 말하며, 환경규제 회피편익과 구별된다. 즉, 환경규제나 연료비에 내부화되지 않은 대기오염 물질 배출, 발전소음 등 공급부문에서 발생하는 부정적 영향 중 정량화되지 않은 가치를 말한다. B_S 는 식 3-10과 같이 계산한다.

$$B_S = \sum_{t=1}^T \frac{UAC_t + RC_t + OB_{PA,t} + OB_{P,t} + EXT_t}{(1+d_S)^{t-1}} \quad (3-10)$$

EXT_t 는 외부성 경감편익으로, 이를 정량화하는 데에는 다음의 문제가 발생된

다. 첫째, 현재 에너지 세제에 오염물질 배출 등의 부정적 영향이 얼마나 내부화되었는지, 내부화되지 않은 부분은 어느 정도인지 정량화시키기 어렵다. 둘째, 국민DR이 발전소음을 비롯한 공급부문에 반영되지 않은 외부비용을 경감시키는데 얼마나 기여하였는지 산정하기 어렵다. 한편, UAC_t 나 RC_t 도 총자원비용 관점과 다르게 산정될 수 있다. 식 3-10에서 d_s 는 사회적 할인율이다.

제3절 편익 산정을 위한 기본 개념

1. 분석기간과 할인율

국민DR 편익 분석을 위해서는 분석기간 T 를 가정하고, 이 기간 동안 연도별 현금흐름을 도출한 후, 이 현금흐름에 할인율 d 을 적용해서 현재가치를 산정한다.

본 연구에서 편익을 분석하는 기간 T 는 10년으로 가정한다. 「계량에 관한 법률 시행령(대통령령 제25923호)」에서는 계량기의 검정·재검정의 유효기간을 제시하고 있다. 이에 따르면, 전자식 전력량계의 검정 유효기간은 8년에서 13년 수준이다. 국민DR에 참여하기 위해서는 전자식 전력량계가 필요하며, 전자식 전력량계는 참여자 관점에서 비용으로 계상된다. 따라서 전자식 전력량계의 유효기간을 기준으로 편익을 산정하는 것이 참여자 입장에서의 비용효과성 비교를 용이하게 한다. 이에 본 연구에서는 2017년을 시작시점으로, 2026년을 종료시점으로 분석하고 2019년까지는 실적을 사용하고 코로나19로 인하여 2020년 데이터가 아닌 신뢰성과 연속성이 있는 2017년부터 2019년 데이터 및 기준을 사용하였다.

할인율은 총 3개의 할인율을 사용한다. 참여자 테스트의 할인율 d_p 로는 소비자 대출금리를, 수요관리사업자 및 수용가 영향도 테스트의 할인율 d_{PA} 로는 사업자의 가중평균자본비용(WACC, Weighted average cost of capital)을, 사회적비용 테스트의 할인율 d_s 로는 사회적 할인율(사회적으로 바람직하고 안전한 투자에서 요구되는 최소 수익률)을 사용한다.

d_p 는 한국은행을 참조하여 예금은행 가계대출금리 자료를 적용하여 가정한다. 그림 3-1은 우리나라 가계 부문의 일반신용대출 신규취급액 기준 연리(%) 추세이다. 본 연구에서 사용하는 d_p 는 5.5 %이며, 이는 명목할인율(실질이자율과 물가상승률을 포함 개념)이다.

d_{PA} 로는 한국전력의 WACC(Weighted average cost of capital, 가중평균자본비용)를 사용한다. 본 연구에서는 수요관리사업자의 현금흐름 구조가 존재하지 않는 상황에서 공급부문에서 발생하는 DR 편익이 수요관리사업자에게 이전된다

고 간주한다. 공급부문의 DR 편익을 산정해야 하므로 공급부문을 대표할 수 있는 한국전력의 WACC를 이용한다. 제반비용을 반영하여 실질 재무적 할인율은 5.4 %로 설정한다.

d_s 는 사회적 할인율을 사용한다. 실질할인율을 4.5 %로 설정하고, 여기에 물가 상승률을 반영하여 명목할인율을 산정한다. 명목할인율을 산정하는 이유는 분석에서 사용하는 현금흐름 자료가 모두 경상가격 자료이기 때문이다. 물가상승률은 한국은행이 설정한 중기 물가안정목표인 2 %로 정한다. 즉, 명목 사회적할인율은 6.5 %로 정한다.

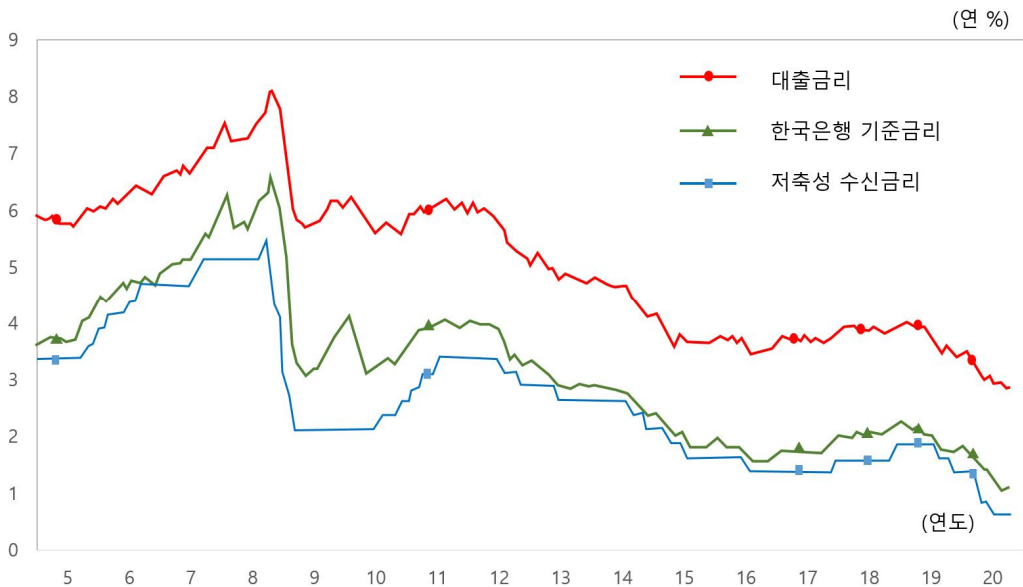


그림 3-1. 예금은행 가계신용대출 금리

Fig. 3-1. Deposit Bank Household Credit Loan Interest Rate(BOK, 2021)

2. 기초자료

식 3-1에서 식 3-10을 적용하여 국민DR 편익을 계산하려면 1인당 감축실적, 1인당 전기요금 절감액, 감축지시 성공의 대가로 받는 성과보상금, 전체 부하 감축실적 등을 도출하기 위한 자료가 필요하다. 본 연구에서는 Energy mission 실험자료를 가공해서 이를 도출한다.

Energy mission 실험은 스마트미터가 설치된 가정 부문 수용가를 대상으로 2016년 6월부터 진행되었다. 이 실험에서 감축지시는 “Energy mission”이라는 서비스로 구성된다. 스마트폰 어플리케이션을 통해 특정시간대 사용량을 줄이는 Energy mission을 발령하고, 미션에 성공한 경우, kWh 당 일정 금액의 성과보상금을 제공한다. 피험자의 전력소비량 분석에 따라 도출된 고객기준부하(CBL)에 근거해 각기 다른 절감량의 미션을 부여받는다. 실험설계에 따라 Energy mission의 공지시점은 하루 전부터 10분 전까지 다양하며, 성과보상금 금액도 각기 다른 금액을 적용하였다.

2016년 6월부터 2017년 10월까지 Energy mission 실험은 총 48회 수행되었다. 실증단계이므로 미션 발령 시간대가 최대부하 시간대와 반드시 일치하지는 않는다. 이에 본 연구에서는 통상적으로 전력수요가 상승하는 하절기(6 ~ 8월), 동절기(12 ~ 2월)에 실시된 Energy mission 자료를 기초자료로 사용한다. 그 이유는 실제 전력수요가 높은 시기에 관찰된 가구의 행태변화가 국민DR을 통해 기대하는 행태변화와 가장 유사하다고 판단하였기 때문이다. 동·하절기 동안 총 24회의 Energy mission 실험이 이루어졌으며, 본 Energy mission은 국내에서 가정 부문 수용가를 대상으로 시행된 국내 최대 규모의 DR 실험으로, 향후 국민DR 정착 및 확대될 경우에 그 기반을 제공할 수 있다. 본 Energy mission 자료를 사용하는 데에서 유발되는 한계는 민감도 분석을 통해 보완한다.

표 3-2는 해당 Energy mission 실험에 대한 개요를 나타낸 것이다.

표 3-2. 동·하절기 Energy mission 실험 개요

Table 3-2. Winter and Summer Season Energy Mission Overview

미션	미션 일시	지속 시간	성공 성과보상(원)	절감 성과보상금 (원)	피험자수 (명)	성공률
1	2016-07-20 14:00	1	1,500	100 / 200 / 300 / 400 / 500	3,469	3.66%
2	2016-07-26 14:00	1	1,500	100 / 200 / 300 / 400 / 500	3,550	3.77%
3	2016-08-04 14:00	1	1,500	100 / 200 / 300 / 400 / 500	4,038	4.48%
4	2016-08-10 15:00	1	1,500	100 / 200 / 300 / 400 / 500	4,165	5.55%
5	2016-08-17 14:00	1	1,500	100 / 200 / 300 / 400 / 500	4,298	8.10%
6	2016-08-25 14:00	1	1,500	100 / 200 / 300 / 400 / 500	4,364	9.58%
7	2016-12-16 19:00	1	1,000	100 / 200 / 300 / 400 / 500	10,146	3.50%
8	2016-12-23 19:00	1	1,000	100 / 200 / 300 / 400 / 500	10,548	3.26%
9	2017-01-09 19:00	1	1,000	100 / 200 / 300 / 400 / 500	10,924	3.62%
10	2017-01-23 19:00	1	1,000	100 / 200 / 300 / 400 / 500	11,826	3.40%
11	2017-02-09 21:00	1	1,000	100 / 200 / 300 / 400 / 500	10,296	3.22%
12	2017-02-15 21:00	1	1,000	100 / 200 / 300 / 400 / 500	11,834	3.18%
13	2017-02-21 21:00	1	1,000	100 / 200 / 300 / 400 / 500	11,801	3.29%
14	2017-06-16 14:00	2	1,000	0 / 100 / 200 / 300 / 400 / 500 / 600 / 700 / 800 / 900 / 1,000	8,172	4.63%
15	2017-06-21 14:00	2	1,000	0 / 100 / 200 / 300 / 400 / 500 / 600 / 700 / 800 / 900 / 1,000	7,270	4.42%
16	2017-06-26 14:00	2	1,000	0 / 100 / 200 / 300 / 400 / 500 / 600 / 700 / 800 / 900 / 1,000	7,517	4.04%
17	2017-07-07 14:00	1	0 / 1,000	0 / 100 / 200 / 300 / 400 / 500	6,036	4.17%
18	2017-07-13 14:00	1	0 / 1,000	0 / 100 / 200 / 300 / 400 / 500	5,714	2.52%
19	2017-07-19 14:00	1	0 / 1,000	0 / 100 / 200 / 300 / 400 / 500	6,058	3.20%
20	2017-07-25 14:00	1	0 / 1,000	0 / 100 / 200 / 300 / 400 / 500	5,598	3.80%
21	2017-08-04 14:00	1	0 / 1,000	100 / 200 / 300 / 400 / 500	10,572	2.52%
22	2017-08-10 14:00	1	1,000	100 / 200 / 300 / 400 / 500	9,802	3.75%
23	2017-08-16 14:00	1	1,000	100 / 200 / 300 / 400 / 500	9,748	4.80%
24	2017-08-25 14:00	1	1,000	100 / 200 / 300 / 400 / 500	9,109	3.64%

출처: 한국전력거래소(2019)

제4절 참여자 편익

참여자 편익을 산정하기 위해 먼저 감축지시 횟수를 가정한다. Energy mission 실험에서 가장 최근의 동절기(2016년 12월 ~ 2017년 2월)에는 7회, 하절기(2017년 6월 ~ 2017년 8월)에는 11회의 미션이 주어졌다. 이는 DR 시장의 감축지시 빈도에 비해 Energy mission이 훨씬 더 잦은 빈도로 발령되었음을 보여준다. 한편, 국민DR은 표준DR 및 중소형DR에 비해 감축지시 이행의 기회비용이 작아 잦은 발령이 가능할 것이다. 또한, 예비력 전원으로 활용될 경우, 기존 DR 자원에 비해 국민DR 자원은 보다 신속적인 운용이 가능하다. 이러한 국민DR의 잠재력을 고려하여 국민DR의 연도별 감축지시 횟수를 다음과 같이 가정한다.

[가정 1-1] 연도별 국민DR 감축지시는 최소 5회, 최대 10회 이루어진다.

Energy mission은 1시간, 2시간으로 지속시간을 달리하며 실험이 이루어졌는데, 감축시간이 2시간인 경우는 3회에 불과하였다. 현재 DR 시장에서 정해진 감축시간은 표준DR은 최소 1시간, 최대 4시간, 중소형DR은 최대 1시간이다. 향후 국민DR이 DR 시장에 등록될 경우에는 감축시간에 따라 성과보상금을 달리하는 다양한 상품을 구성할 수 있겠지만, 현 상태에서는 이를 예상하기 어렵다. 이에 분석의 편의를 위해 국민DR 감축시간은 중소형DR을 따르며, 감축시간이 모두 1시간으로 정해진다고 가정한다.

[가정 1-2] 국민DR의 감축시간은 1시간이다.

식 3-1에 따라 참여자 편익 B_p 를 계산하기에 앞서 ‘참여자’를 정의해야 한다. 앞서 참여자를 ‘국민DR에 참여하여 감축지시를 충실히 이행한 가구’로 정의한 바 있다. 문제는 연 5에서 10회 감축지시가 주어질 때, 매년 지시에 따르기는 쉽지 않다는 것이다. 이에 앞에서 기술한 참여자의 정의를 부연하여, 최소 연 1회 감축지시를 성공적으로 이행하는 가구를 ‘참여자’로 정의한다. 즉, 참여자는 최소 연 1회에서 최대 연 10회까지 감축지시를 이행할 수 있다.

본 연구에서는 동·하절기 Energy mission 실험을 1번이라도 성공시킨 사람들이 국민DR 참여자를 대표할 수 있고, 이들의 절감량, 성과보상금, 평균전기가격에 대한 정보에 근거하여 가상의 대표적 참여자(Representative participant) 정보를 논문에 작성하였다. 문제는 Energy mission은 감축지시의 공지시점, 성과보상금을 달리하여 수차례 실험을 진행하였기 때문에, 각 실험이 모두 동일한 여건에서 이루어졌다고 보기 어렵다는 것이다. 이에, 편익 분석의 핵심이 되는 성과보상금을 기준으로 삼아 참여자 유형을 분류한다. 그림 3-2는 동·하절기 Energy mission 참가자들이 받은 성과보상금 금액의 분포를 보여준다. 참여자의 50 %는 200에서 1,200원/회, 나머지 50 %는 1,200에서 2,000원/회의 성과보상금(통신비 할인)를 받은 것으로 나타났다. 이에, Energy mission 성공 시, 1,200원/회 이하의 성과보상금을 받은 가구를 유형 1, 1,200원/회를 초과하는 성과보상금을 받은 가구를 유형 2로 분류한다.

유형 1(미션 성공시, 1,200원/회 이하의 성과보상금을 받은 가구)과 유형 2 미션 참여자(1,200원/회를 초과하는 성과보상금을 받은 가구)의 동·하절기 Energy mission 절감량과 성과보상금의 기초통계는 그림 3-3과 같다.

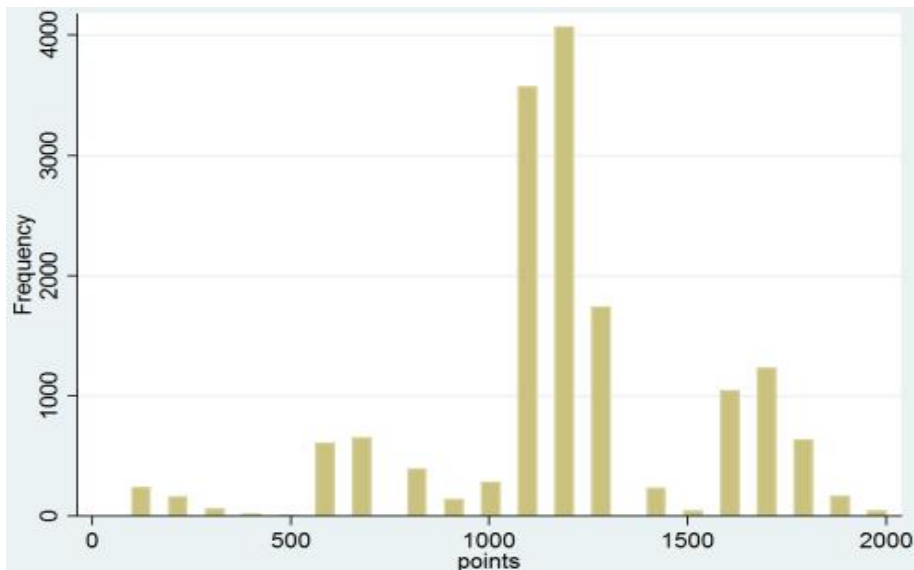


그림 3-2. Energy mission 참여자 성과보상금 분포

Fig. 3-2. Distribution of Incentives for Energy Mission Participants

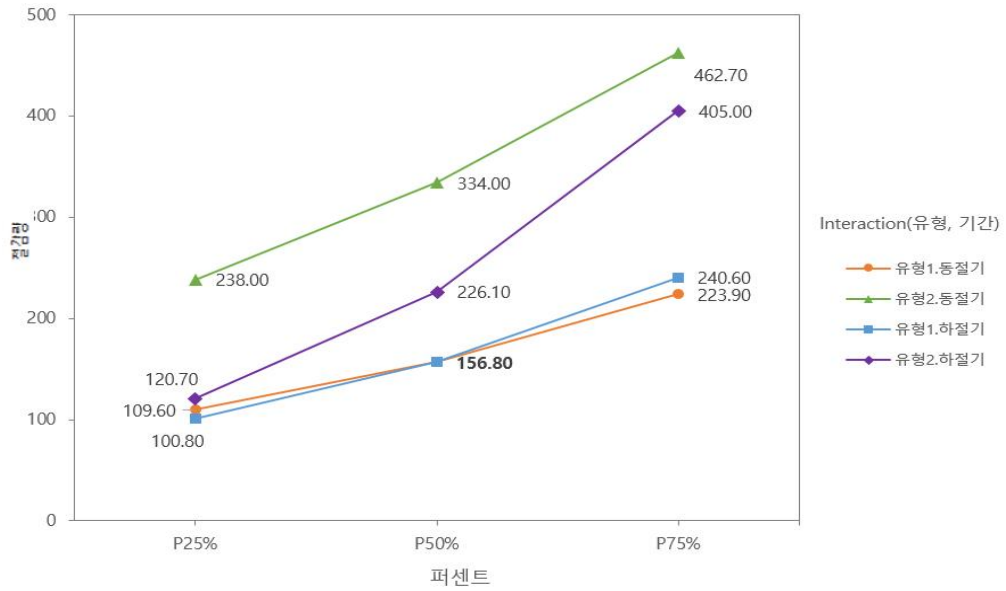


그림 3-3. 유형별 Energy mission 참여자 절감량(단위: Wh/회·hr)

Fig. 3-3. Reduction Amount of Energy Mission Participants by type

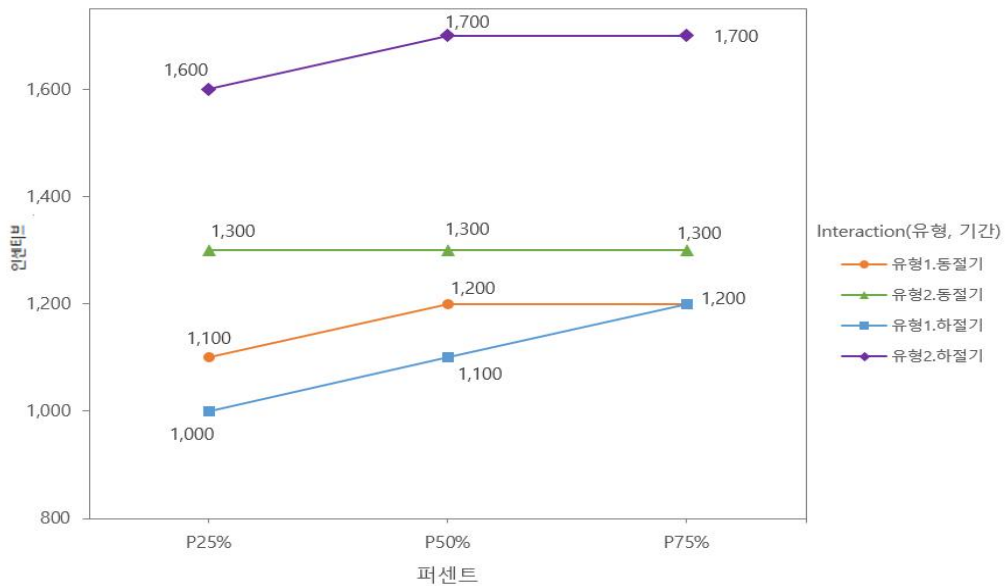


그림 3-4. 유형별 Energy mission 참여자 성과보상금(단위: 원/회)

Fig. 3-4. Incentives of Energy Mission Participants by type

그림 3-3과 그림 3-4를 보면 참여자 유형에 따라 Energy mission 절감량과 성과보상금이 달라지는 것을 알 수 있다. 유형 1에 비해 유형 2의 절감량이 더 크지만, 동일한 유형 내에서는 성과보상금 및 계절의 영향이 일관되게 나타나지는 않았다. 본 연구에서는 유형 1과 유형 2의 참여자를 대표할 수 있는 대표 참여자 특징을 도출하여, 그 편익을 계산한다. 유형 1과 유형 2에 해당하는 대표 참여자의 절감량과 성과보상금에 대해 다음을 가정한다.

[가정 1-3] 2017년 기준 유형 1 참여자는 100Wh/회·hr를 감축하며, 그때, 성과보상금으로 1,000원/회를 받는다. 유형 2 참여자는 300Wh/회·hr를 감축하며, 그때, 성과보상금으로 1,500원/회를 받는다.

이를 토대로 유형 1과 유형 2의 참여자 국민DR 편익을 구성하는 전기요금 절감액, 성과보상금, 기타편익을 산정한다.

1. 전기요금 절감액 (BR_t)

전기요금 절감액 산정을 위해서는 2017년에서 2026년 기간동안 유형별 참여자의 감축지시 이행 시, 절감량과 감축지시가 이루어지는 월에 해당하는 평균전기 가격 자료가 필요하다. 가정 1-3에서 제시된 유형별 참여자의 감축지시당 절감량은 가구 전력소비량 변화에 따라 달라질 수 있다. 에너지경제연구원의 전망에 따르면 2019년부터 2028년 기간동안 가구당 전력소비량은 연 0.3 % 증가한다. 이를 따라, 본 연구에서는 유형에 상관없이 참여가구의 회당 절감량이 전력소비량 변화에 따라 연 0.3 % 증가한다고 가정한다.

[가정 1-4] 참여자의 감축지시당 절감량은 연 0.3 % 증가한다.

따라서 유형별, 감축지시별 대표 참여자의 연도별 감축량은 표 3-3과 같다.

평균전기가격은 유형별 참여자의 월별 전기요금 수준을 고려해서 산출되어야 한다.

표 3-3. 대표 참여자의 연도별 감축량(단위: Wh/y)

Table 3-3. Reduction Amount of Representative Participants by year

연도	유형 1: 100Wh/회·hr 감축 성과보상금 1,000원/회			유형 2: 300Wh/회·hr 감축 성과보상금 1,500원/회		
	1회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축	1회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축
2017년	100	500	1,000	300	1,500	3,000
2018년	100	502	1,003	301	1,505	3,009
2019년	101	503	1,006	302	1,509	3,018
2020년	101	505	1,009	303	1,514	3,027
2021년	101	506	1,012	304	1,518	3,036
2022년	102	508	1,015	305	1,523	3,045
2023년	102	509	1,018	305	1,527	3,054
2024년	102	511	1,021	306	1,532	3,064
2025년	102	512	1,024	307	1,536	3,073
2026년	103	514	1,027	308	1,541	3,082

[가정 1-5] 감축지시 이행에 따른 전력사용량 감소는 참여자의 전기요금 누진단계를 변화시키지 않는다.

가정 1-5는 참여자의 절감량 범위 및 감축지시 횟수를 고려할 때 비교적 타당하다고 판단된다. 참여자의 절감량 범위를 100에서 300Wh/회·hr 수준으로, 각 참여자는 동절기 및 하절기에 대해 연도별 1에서 10회의 감축지시에 참여한다고 가정하였다. 참여자가 월 10회, 회당 300Wh를 감축한다는 비현실적인 상황을 적용해도, 월 전력소비량 3 kWh를 줄이는 수준에 불과하다. 3 kWh는 누진단계를 변화시킬 수도 있지만, 누진단계의 변화구간이 200 kWh 수준인 상황에서 이 가능성은 매우 낮다.

유형별 참여자의 월별 평균전기가격(원/kWh) 수준을 정하기 위한 Energy mission 피험자의 동·하절기 월별 평균전기가격은 주택용 전력 수용가 전체의 평균전기가격에 근거하였다. 따라서 2019년 동·하절기 주택용 전력 수용가 전체의 평균전기가격(112.8원/kWh)을 참고하여 유형별 참여자의 평균전기가격을 설

정한다. 과거 10년(2010 ~ 2020년) 주택용 전력 평균 판매단가는 연 0.7 % 증가하였다. 이에 다음을 가정한다.

[가정 1-6] 기준 국민DR 참여가구의 평균 전기가격은 115원/kWh 수준으로, 2017에서 2026년 동안 연 0.7 % 변화한다.

이상의 전제로 도출된 유형별 참여자의 전기요금 절감액 BR_t 는 표 3-4와 같다. 전기요금 절감액의 현재가치는 유형 1 참여자의 경우, 117에서 1,174원, 유형 2 참여자의 경우, 352에서 3,521원에 불과하다. 이는 전기요금 절감만으로는 국민DR에 참여할 유인이 매우 적음을 보여준다.

표 3-4. 대표 참여자의 연도별 전기요금 절감액(단위: 원)

Table 3-4. Electricity Bill Savings of Representative Participants by year

연도	유형 1: 100Wh/회·hr 감축 성과보상금 1,000원/회			유형 2: 300Wh/회·hr 감축 성과보상금 1,500원/회		
	1회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축	1회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축
2017년	12	58	115	35	173	345
2018년	12	58	116	35	174	348
2019년	12	59	117	35	176	352
2020년	12	59	118	36	178	355
2021년	12	60	120	36	180	359
2022년	12	60	121	36	181	363
2023년	12	61	122	37	183	366
2024년	12	62	123	37	185	370
2025년	12	62	125	37	187	374
2026년	13	63	126	38	189	377
현재가치	117	587	1,174	352	1,760	3,521

2. 성과보상금 ($\in C_t$)

유형 1 및 유형 2 참여자가 감축지시를 성공시킨 대가로 받는 성과보상금은 분석기간 동안 달라지지 않는다고 가정한다(가정 1-7). 성과보상금은 실제로 시간이 지남에 따라 달라질 수 있지만, 전력시장 변화에 따라 상승압력과 하락압력이 모두 존재하기 때문이다.

[가정 1-7] 참여자가 감축지시를 이행할 때마다 받는 성과보상금은 분석기간 동안 달라지지 않는다.

이때, 유형별 참여자가 수령하는 연도별 성과보상금은 그림 3-5와 같다. 성과보상금의 현재가치는 유형 1 참여자의 경우, 9,757에서 97,574원, 유형 2 참여자의 경우, 14,636에서 146,361원 수준이다. 표 3-7의 전기요금 절감액과 비교해보면, 참여자 입장에서는 전기요금 절약보다는 성과보상금 수령이 국민DR 참여의 주된 유인이라고 예상된다. 감축지시 횟수가 늘어날수록, 성과보상금이 커질수록 참여자 편익이 현저하게 커짐을 알 수 있다.

3. 기타편익 ($OB_{P,t}$)

국민DR 참여자가 느끼는 기타편익은 정량화가 어렵고, 그 실체도 현재에는 명확하지 않다. 기타편익이 존재하는지 알아보기 위해 Energy mission 실험 참가자를 대상으로 보상금 수준에 대한 주관적인 만족도를 조사한 결과를 살펴보았다. 보상금 수준에 대한 만족도를 묻는 질문에 ‘많다’, ‘부족하다’, ‘상관없다’라고 답한 응답자가 혼재하는 것으로 조사되었다. 즉, 보상금 보다 큰 만족도를 누리는 참여자도 있는 반면, 불편을 느끼는 참여자도 있을 것이라 추측된다. 일단 현재로서는 기타편익의 정량화도 어려울뿐만 아니라 존재 여부도 의문시되므로, $OB_{P,t} = 0$ 을 가정한다(가정 1-8).

[가정 1-8] 참여자는 국민DR로 인해 전기요금 절감, 성과보상금 외에 기타편익을 체감하지 않는다.

4. 참여자 편익 현재가치 (B_p)

식 3-1에 표 3-4의 자료를 대입하여 계산한 국민DR 참여자의 연도별 편익과 편익 현재가치는 표 3-5과 같고 참여가구의 연도별 성과보상금과 편익 현재가치는 그림 3-5와 같다. 국민DR 편익의 현재가치는 유형 1 대표 참여자의 경우, 9,875에서 98,748원이고, 유형 2 참여자의 경우, 14,988에서 149,882원이다. 참여자 편익 현재가치의 약 98 % 이상은 성과보상금으로, 전기요금 절감액보다는 성과보상금이 편익을 결정하는 관건임을 알 수 있다.

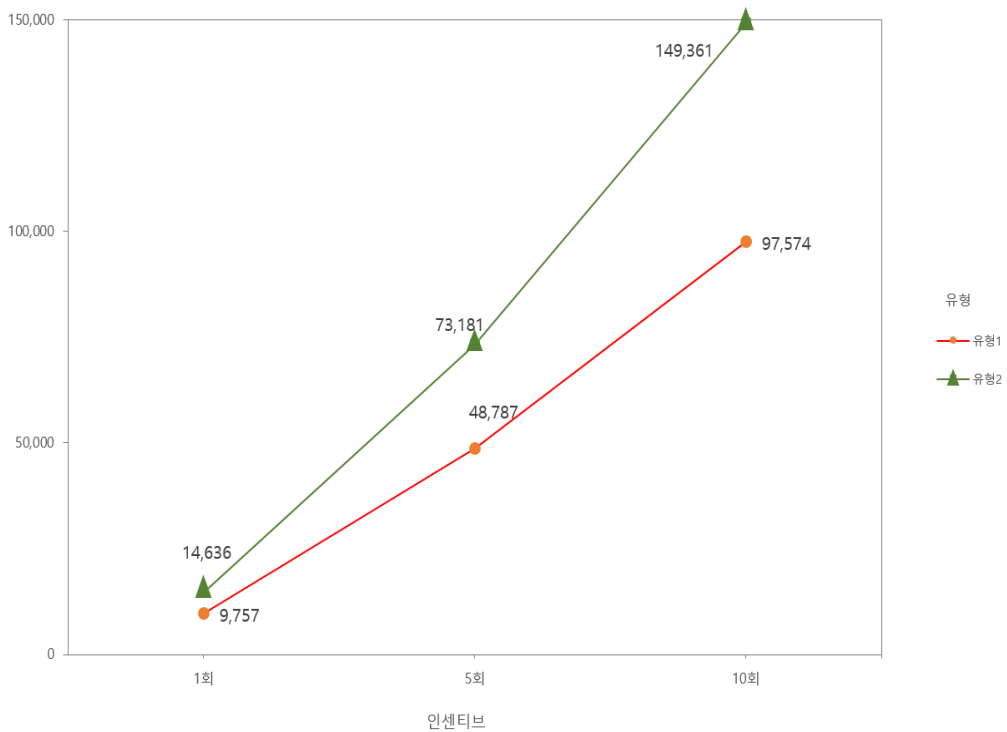


그림 3-5. 참여가구 연도별 성과보상금(단위: 원)

Fig. 3-5. Incentives for Participating Households by year

표 3-5. 대표 참여자의 연도별 편익 및 편익 현재가치(단위: 원)

Table 3-7. Benefits of Representative Participants by year and Benefit Present Value

연도	유형 1: 100 Wh/회·hr 감축 성과보상금 1,000원/회			유형 2: 300 Wh/회·hr 감축 성과보상금 1,500원/회		
	1회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축	1회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축
2017년	1,012	5,058	10,115	1,535	7,673	15,345
2018년	1,012	5,058	10,116	1,535	7,674	15,348
2019년	1,012	5,059	10,117	1,535	7,676	15,352
2020년	1,012	5,059	10,118	1,536	7,678	15,355
2021년	1,012	5,060	10,120	1,536	7,680	15,359
2022년	1,012	5,060	10,121	1,536	7,681	15,363
2023년	1,012	5,061	10,122	1,537	7,683	15,366
2024년	1,012	5,062	10,123	1,537	7,685	15,370
2025년	1,012	5,062	10,125	1,537	7,687	15,374
2026년	1,013	5,063	10,126	1,538	7,689	15,377
총편익 (현재 가치)	9,875	49,374	98,748	14,988	74,941	149,882

지금까지 감축횟수, 감축량, 성과보상금에 따라 유형별 대표 참여자의 DR 편익을 계산해본 결과, 편익규모를 결정하는 핵심적 요인은 감축횟수와 성과보상금으로 파악된다. 전기요금 수준이 낮아 감축으로 인한 전기요금 절약보다는 감축 지시에 이행하는 대가로 받는 성과보상금 규모가 훨씬 중요한 것이다. 국내 DR 시장의 경제성 DR 실적을 고려할 때 연 감축횟수가 10회를 초과하기는 쉽지 않을 것으로 보인다. 그러나 적정 성과보상금의 범위에 대해서는 아직까지 논의가 확정된 바가 없기 때문에 성과보상금은 전술한 가정과 달라질 여지가 충분하다.

이에 성과보상금 수준을 달리하는 총 3개의 시나리오를 가정하여 참여자 편익의 민감도를 분석한다. 시나리오 1은 성과보상금 금액이 가정 1-3보다 낮은 수준을 가정하는 보수적 시나리오이다. 유형 1 참여자에 대해서는 500원/회, 유형 2

참여자에 대해서는 1,000원/회의 성과보상금을 가정한다. 시나리오 2는 표 3-5에 제시된 분석결과의 전제가 되는 성과보상금을 동일하게 가정하며, Energy mission 실험자료에 근거한 접근방식이다. 시나리오 3은 가장 높은 수준의 성과보상금을 가정한다. 시나리오 3에서 가정하는 성과보상금은 가정 부문에 대한 기존 에너지효율 향상 지원금 수준을 참조하여 정한다.

본 연구에서는 2016년에 이루어진 “고효율 가전제품 인센티브 지원사업”의 성과보상금을 참조하였다. 이 사업은 에어컨, 일반냉장고, 김치냉장고, TV, 공기청정기 1등급 제품 구매 시, 구입비용의 최대 10%(20만원 이내)을 환급해주었는데, 이 금액을 제품 수명기간 기준으로 환산하면 매년 5,000에서 20,000원 수준에 해당한다. 이를 참조하여 유형 1 참여자에 대해서는 1,500원/회, 유형 2 참여자에 대해서는 2,000원/회의 성과보상금을 지급하는 시나리오 3을 설정한다. 시나리오 1에서 3에 대한 민감도 분석결과는 표 3-6과 같다[49].

표 3-6. 참여자 편익: 성과보상금에 대한 민감도 분석(단위: 원)

Table 3-6. Participants Benefit : Sensitivity Analysis for Incentives

구분	유형 1: 100Wh/회 · hr 감축			유형 2: 300Wh/회 · hr 감축		
	1회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축	1회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축
시나리오 1 (유형 1: 500원/회 유형 2: 1,000원/회)	4,879	24,394	48,787	9,757	48,787	97,574
시나리오 2 (유형 1: 1,000원/회 유형 2: 1,500원/회)	9,875	49,374	98,748	14,988	74,941	149,882
시나리오 3 (유형 1: 1,500원/회 유형 2: 2,000원/회)	14,636	73,181	146,361	19,515	97,574	195,148

제5절 수요관리사업자 편익

1. 에너지비용 회피편익

에너지비용 회피편익을 산정하기 위해서 감축지시 때 달성된 전체 전력계통의 전력사용량 감축분 ΔEN_{it} 과 그때의 한계 에너지 비용 $MC: E_{it}$ 자료가 필요하다.

먼저 Energy mission 자료를 적절히 가공하여 분석기간 동안의 ΔEN_{it} 자료를 도출하고 유형별 참여자의 감축지시당 감축량 가정(가정 1-3)을 토대로, 이 감축량에 참여자 수를 곱하여 ΔEN_{it} 를 도출한다. 국민DR 참여자 숫자는 스마트미터가 설치된 가구 수에 Energy mission 참여율을 토대로 정한 국민DR 참여율을 곱하여 추산한다. 그림 3-6은 동·하절기 Energy mission 참여율의 분포를 나타낸 것이다.

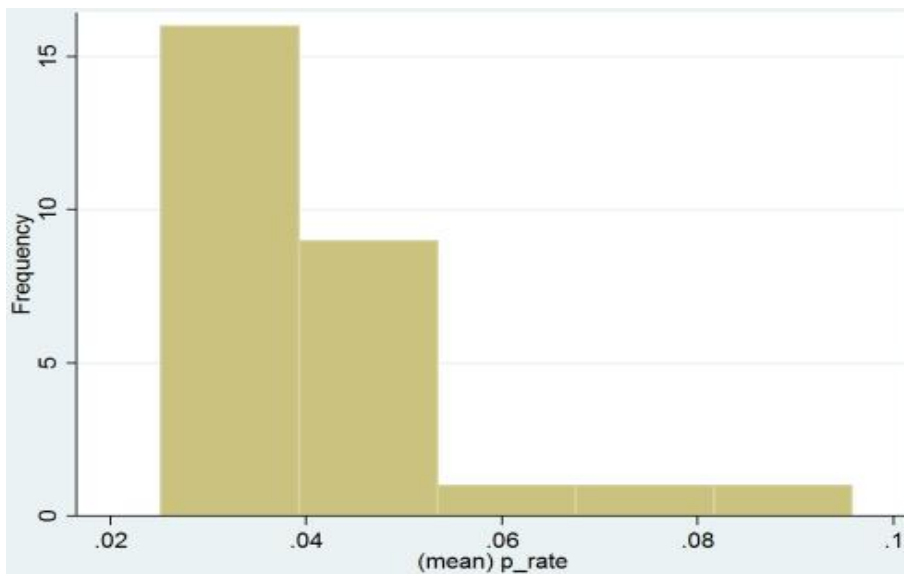


그림 3-6. 동·하절기 Energy mission 참여율 분포

Fig. 3-6. Winter and Summer Season Energy Mission Participating Rate

여기에서 Energy mission 참여율은 피험자 숫자(All group) 대비 참여자 숫자의 비중을 의미한다. 이 분포에서 p25의 참여율은 3.3 %, p50 참여율은 3.8 %, p75 참여율은 4.5 %, p90 참여율은 5.5% 수준으로, 참여율은 3에서 4 % 사이에 쏠려있다. 에너지미터가 설치된 피험자를 대상으로 하는 Energy mission 실험과는 달리, 국민DR에서는 피험자 규모가 스마트미터가 설치된 전체 가구로 확대된다. 이를 종합적으로 고려하여 국민DR 참여율을 다음과 같이 가정한다.

[가정 2-1] 스마트미터 설치가구의 최소 3%, 최대 5%가 국민DR에 참여한다.

스마트미터 설치가구 수는 한국전력의 AMI 보급계획을 토대로 추정한다. 2020년 12월 기준, 879만 호를 대상으로 AMI 보급이 완료되었으며, 2026년까지 AMI 보급을 완료할 계획이다. 매년 동일한 비중으로 AMI 보급이 증가한다고 가정하여, 연도별 스마트미터 설치자 수를 구한다. 여기에 가정 2-1을 적용하면, 국민DR 참여자 수 전망이 그림 3-7과 같이 도출된다.

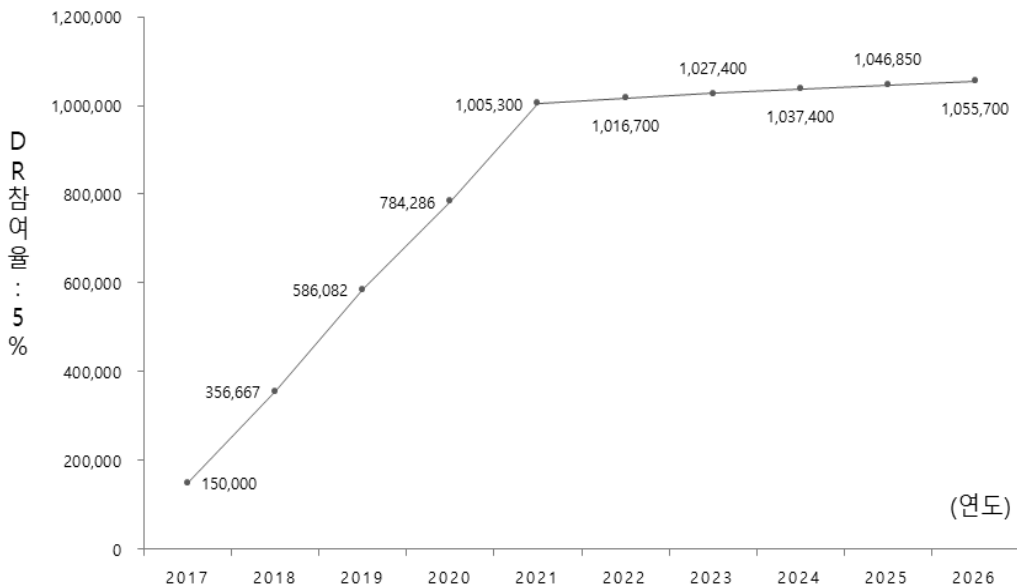


그림 3-7. 국민DR 참여자 수 전망

Fig. 3-7. Number of National DR Participants Prospect

참여자 1인의 감축량과 감축시간에 대해서는 가정 1-2, 1-3, 1-4를 적용한다. 이 가정을 수요관리사업자 관점으로 변환하면 다음과 같다.

[가정 2-2] 참여자 1인 감축량은 2017년 기준 유형 1에 대해 100Wh/회·hr, 유형 2에 대해 최대 300Wh/회·hr이며, 이 절감량은 연 0.3% 증가한다.

ΔEN_{it} 는 식 5-1에 따라 계산되며, 그 결과는 표 3-7과 같다.

$$\Delta EN_{it} = (t\text{년 스마트미터 설치가구 수}) \times (t\text{년 국민DR 참여율}) \times (t\text{년 참여자 1인 감축량}) \quad (5-1)$$

여기에 국민DR 감축지시는 연 최소 5회, 최대 10회 이루어진다는 가정 1-1을 적용하면, 그림 3-8에서 보듯이 연도별 총 감축량 ΔEN_t 를 구할 수 있다.

표 3-7. 감축지시당 총 감축량(ΔEN_{it} , 단위: kWh)

Table 3-7. Total Reduction per Reduction Order

연도	DR 참여율: 3%		DR 참여율: 5%	
	절감량: 100Wh/회·hr	절감량: 300Wh/회·hr	절감량: 100Wh/회·hr	절감량: 300Wh/회·hr
2017년	9,000	27,000	15,000	45,000
2018년	21,464	64,393	35,774	107,321
2019년	34,290	102,869	57,150	171,449
2020년	47,482	142,446	79,137	237,410
2021년	61,045	183,135	101,742	305,225
2022년	61,923	185,768	103,204	309,613
2023년	62,762	188,286	104,603	313,810
2024년	63,563	190,689	105,938	317,815
2025년	64,334	193,003	107,224	321,672
2026년	65,073	195,219	108,455	325,365

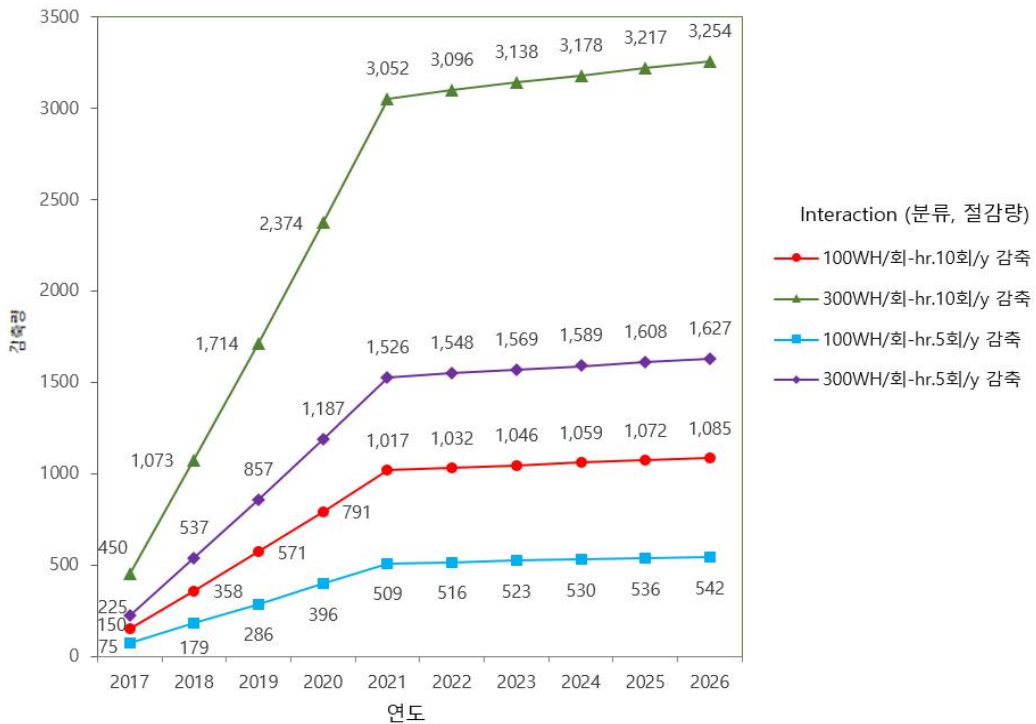


그림 3-8. 연도별 총 감축량(ΔEN_t , 단위: MWh)

Fig. 3-8. Total Reduction by year

한계 에너지 비용 $MC: E_t$ 은 국민DR 감축지시가 이루어질 때 한계발전기가 무엇이냐에 따라 달라진다. 이는 국민DR이 가장 비싼 한계발전기의 가동을 줄인다는 가정을 내포한다. $MC: E_t$ 은 발전연료 회피단가 즉 계통한계비용(SMP)로 근사할 수 있다. SMP는 최근5년 동안 68.52에서 152.78원/kWh로 변동성이 심한 편이다. 따라서 2019년 유류발전기 기준 152.78원/kWh로 $MC: E_t$ 를 정한다. 이 회피단가는 분석기간 동안 고정된다고 간주한다.

[가정 2-3] 발전연료 회피단가는 152.78원/kWh으로 분석기간 동안 변화하지 않는다.

이에 따라, 에너지비용 회피편익을 그림 3-9과 같이 계산된다. 에너지비용 회피편익의 현재가치는 DR 참여율이 3 %인 경우에는 2.3억에서 13.8억 원 수준이고, DR 참여율이 5 %인 경우에는 3.8억에서 22.9억 원 수준이다.

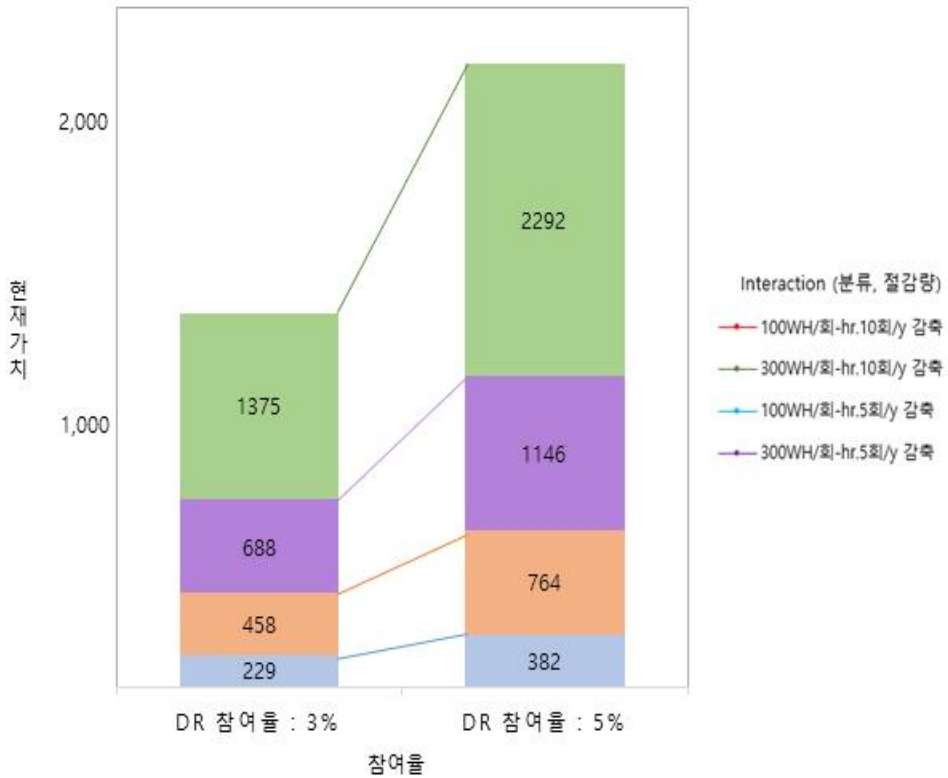


그림 3-9. 연도별 에너지비용 회피편익(단위: 백만원)

Fig. 3-9. Energy Cost Avoidance Benefits by year

2. 발전설비비용 회피편익

Energy mission 실험에서는 미션이 전력수요(kW)를 줄이는데 얼마나 기여하는지는 분석하지 않았다. 그러나 표 3-7에 제시된 감축지시당 총 감축량이 매번의 DR마다 안정적으로 확보될 수 있다면 이는 전력수요의 절감분 ΔDN_{it} 로 등치될 수 있다. 참여자에 따라 감축지시 이행 횟수는 연 1에서 10회로 다양하지

만, 기술력을 갖춘 수요관리사업자가 참여자 구성에 상관없이 표 3-7에 제시된 감축량을 필요할 때마다 확보할 수 있다면 이는 전력수요 감축의 성격을 갖는다고 볼 수 있다. 이에 다음을 가정한다.

[가정 2-4] 국민DR 감축지시가 내려지면 수요관리사업자는 표 3-7에 제시된 감축량만큼의 국민DR 자원을 모을 수 있다.

그림 3-8의 전력수요 감축분 ΔDN_{it} 에 한계 설비비용 $MC: F_{it}$ 를 곱해 발전설비비용 회피편익을 구한다. 한계 발전설비 비용은 단기비용과 장기비용으로 나누어지는데, 단기비용의 개념을 적용한다면 $MC: F_{it}$ 를 현행 DR 시장에서의 ‘의무 감축용량에 대한 기본정산금’으로 근사할 수 있을 것이다. 또한 장기비용의 개념을 적용한다면 발전설비회피 단가를 적용할 수 있을 것이다. 분석기간 동안 RBY(Resource balance year, DR이나 발전설비 증설 없이 현존 설비로 전력수요를 충당하지 못하기 시작하는 연도)가 존재하지 않을 가능성이 높아 여기에서는 단기비용의 관점을 적용한다.

DR 시장 기본정산금 단가는 2015년 40,552.92원/kW·y, 2016년 41,623.62원/kW·y, 2020년 상반기 7,031.43원/kW·y 수준이다. 기본정산금 단가는 상승압력과 하락압력이 동시에 존재하므로 분석기간 동안 4만원/kW·y 수준으로 고정되어 있다고 보았다. 이렇게 산출된 연도별 발전설비비용 회피편익은 그림 3-10과 같다. 발전설비비용 회피편익의 현재가치는 DR 참여율이 3 %인 경우에는 125.7억에서 382.6억 원 수준, DR 참여율이 5 %인 경우에는 212.6억에서 637.7억 원 수준이다.

현재 최신 전력수급기본계획은 제9차로 2020.12월에 수립되었다. 2021년 기준 참여율 5%로 편익을 산정하면 305,225kWh의 감축량이 가능하므로 그 금액은 그림 3-10의 그래프상 12,209백만원의 편익이 산정되었다.

[가정 2-5] 한계 설비비용 $MC: F_t$ 는 4만원/kW·y로 분석기간 동안 변화하지 않는다.

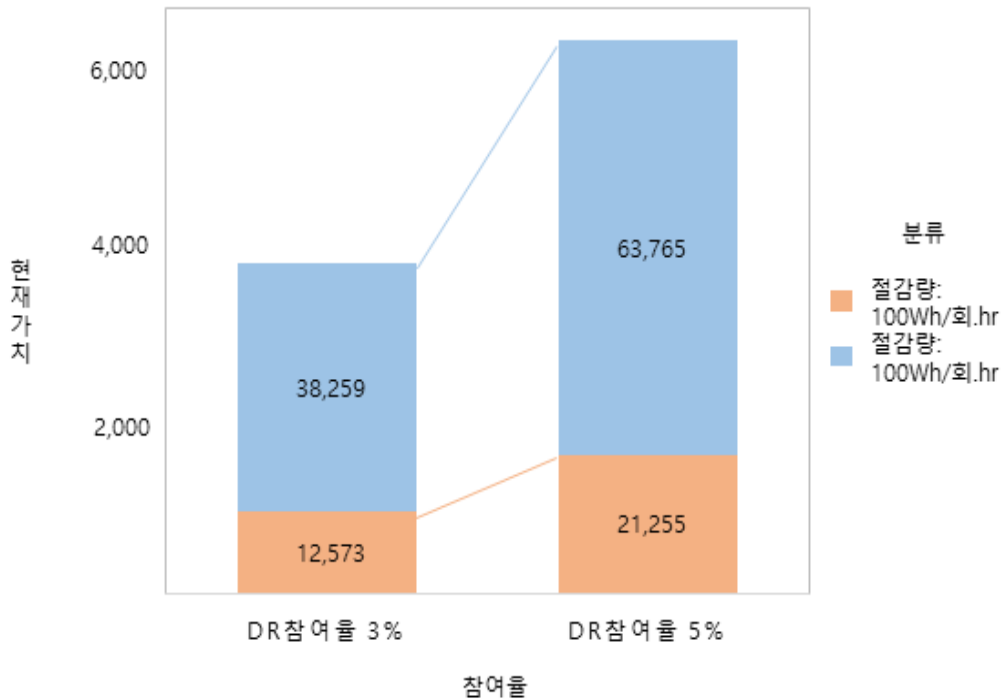


그림 3-10. 연도별 발전설비비용 회피편익(단위: 백만원)

Fig. 3-10. Power Plant Cost Avoidance Benefits by year

3. 송·배전비용 회피편익

송·배전비용은 설비증설에 소요되는 비용과 혼잡 및 손실로 인한 비용으로 나뉘어 발생한다. 본 연구에서는 국민DR이 망 혼잡 및 손실을 완화시키는 영향은 매우 작으며 설비 확충을 회피하는 효과가 송·배전비용 회피편익의 대부분을 차지한다고 보았다. 송·배전설비 증설의 의사결정은 전력수요 전망에 근거하므로, 송·배전비용 회피편익은 t 년도 최대 전력수요에 대한 국민DR의 감축기여분 DN_t^* 에 따라 결정된다고 볼 수 있다. Energy mission 실험에서는 최대 전력수요 시간대에 정확히 맞춰 미션이 발령되지 않았기 때문에, DN_t^* 에 대한 직접적 정보는 제공하지 않는다. 그러나 국민DR이 확대된다면 최대 전력수요 시간대에 맞춰 감축지시가 이루어질 가능성이 매우 높다. 만약 그 시간대에 표 3-7에서 제시된 감축량을 안정적으로 확보할 수 있다면, 이 감축량이 결국 DN_t^* 를 나타내게 된다.

[가정 2-6] 연중 최대 전력수요 시간대에 국민DR 감축지시가 내려지며, 그때 표 3-7에 제시된 감축량을 확보할 수 있다.

한계 송·배전 비용 $MC: T_t$ 를 근사하는 지표는 존재하지 않는 상황이다. 전력 산업연구회 및 에너지경제연구원에서는 60,935원/kW·y에서 98,384원/kW로 보았는데, 이러한 논의를 종합하여 중간값인 $MC: T_t$ 를 75,000원/kW로 가정한다.

[가정 2-7] 송배전 한계비용 $MC: T_t$ 는 75,000원/kW로 분석기간 동안 변화하지 않는다.

이렇게 계산된 송·배전비용 회피편익은 표 3-10와 같다. 송·배전비용 회피편익은 DR 참여율이 3 %인 경우, 232.9억에서 717.4억 원 수준, DR 참여율이 5 %인 경우, 398.5억에서 1,195.6억 원 수준으로 계산된다.

표 3-8. 연도별 송·배전비용 회피편익(단위: 백만원)

Table 3-8. Transmission and Distribution Cost Avoidance Benefits by year

연도	DR 참여율: 3%		DR 참여율: 5%	
	절감량: 100Wh/회·hr	절감량: 300Wh/회·hr	절감량: 100Wh/회·hr	절감량: 300Wh/회·hr
2017년	675	2,025	1,125	3,375
2018년	1,610	4,829	2,683	8,049
2019년	2,572	7,715	4,286	12,859
2020년	3,561	10,683	5,935	17,806
2021년	4,578	13,735	7,631	22,892
2022년	4,644	13,933	7,740	23,221
2023년	4,707	14,121	7,845	23,536
2024년	4,767	14,302	7,945	23,836
2025년	4,825	14,475	8,042	24,125
2026년	4,880	14,641	8,134	24,402
현재가치	23,292	71,736	39,853	119,560

4. 환경규제 회피편익(RC_t)

그림 3-8에서 제시한 연도별 총절감량 ΔEN_t 에 배출권거래비용 기준가격 CO_2price_t 을 곱하면 식 3-7에 따라 환경규제 회피편익을 계산할 수 있다.

표 3-9은 2020년 배출권거래비용 기준가격이다.

표 3-9. 배출권 거래비용 기준가격(단위: 원/tonCO₂eq)

Table 3-9. Base Price for Emission Permit Transaction Cost

구분	①KRX현물	발전부문 구매		기준가격 min(①,②,③)
		②현물시장	③장외시장	
할당배출권	20,454	20,421	20,400	20,400

자료: 한국전력거래소(2020)

할당배출권의 경우, 20,400원/tonCO₂eq으로 기준가격이 결정되었다. 한편, IEA(International energy agency)는 우리나라의 2025년 CO₂ 가격을 \$22/tonCO₂eq로 전망하였다. 국내 배출권 거래시장은 매우 초기 단계이므로 시장가격의 신뢰성이 부족하며, IEA 전망치는 배출권거래가격보다는 회피비용에 가깝다. 이를 종합적으로 고려하여 배출권거래가격을 20,000원/tonCO₂eq으로 정하고, 사용단 온실가스 배출계수로 0.460 tCO₂eq/MWh을 적용하여 배출권 거래가격을 가정한다.

[가정 2-8] 2017에서 2026년 동안 배출권거래가격은 9,200원/tCO₂eq이다.

이를 토대로 계산한 연도별 환경규제 회피편익은 그림 3-11과 같다. 환경규제 회피편익의 현재가치는 DR 참여율이 3 %인 경우, 0.1억에서 0.9억 원 수준, DR 참여율이 5 %인 경우, 0.2억에서 1.5억 원 수준이다.

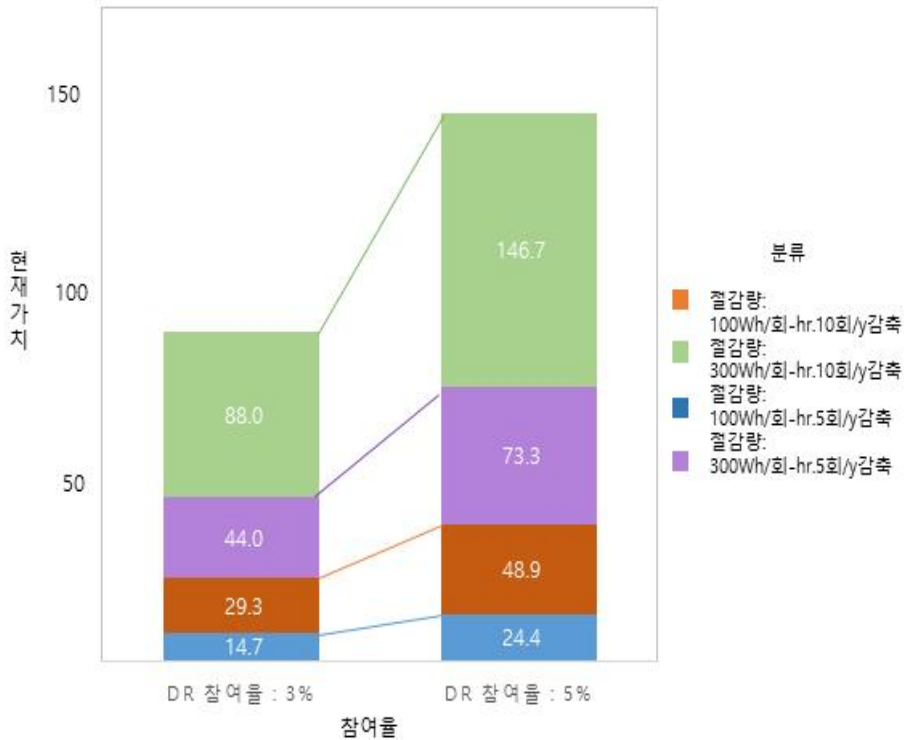


그림 3-11. 연도별 환경규제 회피편익(단위: 백만원)

Fig. 3-11. Environmental Regulations Avoidance Benefits by year

5. 기타편익 ($OB_{PA,t}$)

국민DR 사업은 공급부문에 여러 기타편익을 제공할 수 있는데, 본 연구에서는 고객참여 강화를 통해 얻을 수 있는 편익을 정량화한다. 한국전력은 고객참여를 강화하기 위해 광고선전비 등의 비용을 지출하고 있는데, 국민DR을 통해 이 비용의 절감을 기대할 수 있다.

[가정 2-9] 한국전력은 국민DR 참여자에 대해서는 고객참여 강화비용을 절약할 수 있고, 이 비용절감액은 궁극적으로 수요관리사업자의 편익으로 전가된다.

최근 5년 간 한국전력의 광고선전비 지출내역은 표 3-10과 같다.

표 3-10. 한국전력 광고선전비(단위: 백만원)

Table 3-10. KEPCO Advertising Expenses

구분	2016년	2017년	2018년	2019년	2020년
광고선전비	34,658	114,519	30,894	44,305	37,720

자료: 알리오(2021)

광고선전비 중 고객참여 강화를 위해 지출되는 비용을 고려하여 3 %가 고객참여 강화에 소요되는 비용이라 간주한다. 과거 5년 동안 광고선전비 평균은 524억 원 수준으로, 보수적으로 접근하면 연 1.5억 원이 고객참여 강화에 소요된다고 볼 수 있다. 가정 2-9에 따라 국민DR 참여자에 한해서는 이 비용이 지출되지 않는다.

표 3-11과 같이 이상의 전제를 토대로 산출된 수요관리사업자의 기타편익은 DR 참여율이 3 % 인 경우, 23.2억 원, DR 참여율이 5 %인 경우, 38.7억 원이다.

표 3-11. 수요관리사업자의 기타편익(단위: 백만원)

Table 3-11. Other Benefits of DR Service Provider

연도	DR 참여율: 3%	DR 참여율: 5%
2017년	70	117
2018년	165	275
2019년	260	434
2020년	355	592
2021년	450	750
2022년	450	750
2023년	450	750
2024년	450	750
2025년	450	750
2026년	450	750
현재가치	2,322	3,870

6. 수요관리사업자 편익 현재가치 (B_{PA})

에너지비용 회피편익, 발전설비비용 회피편익, 송·배전비용 회피편익, 환경규제 회피편익, 기타편익을 대입해서 계산한 수요관리사업자의 연도별 편익과 편익 현재가치는 표 3-12와 같다. 수요관리사업자 편익의 현재가치는 DR 참여율이 3 %인 경우, 392억에서 1,138억 원이고, DR 참여율이 5 %인 경우, 654억에서 1,896억 원이다. DR 참여율, 절감량, 감축횟수를 달리하며 편익을 계산한 결과, 편익에 가장 중요한 영향을 미치는 요인은 절감량이다. 수요관리사업자 입장에서 감축지시 횟수를 늘리거나 참여율을 늘리는 것보다 확보가능한 DR 자원량을 확실히 늘리는 방안이 중요하다는 것을 알 수 있다.

표 3-12. 수요관리사업자의 연도별 편익 및 편익 현재가치(단위: 백만원)

Table 3-12. Benefits of DR Service Provider by year and Benefits Present Value

연도	DR 참여율: 3%				DR 참여율: 5%			
	감축량: 100Wh/회·hr		감축량: 300Wh/회·hr		감축량: 100Wh/회·hr		감축량: 300Wh/회·hr	
	5회/y 감축	10회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축
2017년	1,112	1,119	3,196	3,217	1,854	1,865	5,327	5,361
2018년	2,650	2,667	7,620	7,669	4,417	4,444	12,699	12,782
2019년	4,230	4,256	12,169	12,248	7,050	7,093	20,281	20,413
2020년	5,852	5,888	16,845	16,954	9,753	9,814	28,076	28,257
2021년	7,517	7,564	21,651	21,791	12,528	12,606	36,084	36,318
2022년	7,618	7,666	21,955	22,097	12,697	12,776	36,592	36,829
2023년	7,716	7,764	22,247	22,391	12,859	12,939	37,078	37,318
2024년	7,808	7,857	22,525	22,671	13,014	13,095	37,542	37,785
2025년	7,898	7,947	22,793	22,941	13,163	13,245	37,988	38,234
2026년	7,983	8,033	23,049	23,199	13,305	13,388	38,416	38,665
총편익 (현재 가치)	39,231	39,475	113,048	113,780	65,384	65,791	188,414	189,634

수요관리사업자 편익을 구성하는 5개 요인의 비중을 살펴보기 위해 각 요인별 편익과 비중을 정리하면 표 3-13과 같다. 송·배전비용 회피편익이 총 편익의 60 % 이상으로 가장 높은 비중을 차지하는 것으로 나타났으며, 그 뒤를 발전설비비용 회피편익(30 % 이상)이 차지하는 것으로 나타났다.

표 3-13. 수요관리사업자의 총 편익: 편익요소별 비중(단위: 백만원, %)

Table 3-13. Total Benefits of DR Service Provider

구분	DR 참여율: 3%				DR 참여율: 5%			
	감축량: 100Wh/회·hr		감축량: 300Wh/회·hr		감축량: 100Wh/회·hr		감축량: 300Wh/회·hr	
	5회/y 감축	10회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축
에너지 비용 회피편익	229	458	688	1,375	382	764	1,146	2,292
	0.6%	1.2%	0.6%	1.2%	0.6%	1.2%	0.6%	1.2%
발전설비 비용 회피편익	12,753	12,753	38,259	38,259	21,255	21,255	63,765	63,765
	32.5%	32.3%	33.8%	33.6%	32.5%	32.3%	33.8%	33.6%
송·배전 비용 회피편익	23,912	23,912	71,736	71,736	39,853	39,853	119,560	119,560
	61.0%	60.6%	63.5%	63.0%	61.0%	60.6%	63.5%	63.0%
환경규제 회피편익	14.67	29.33	44.00	88.00	24.44	48.89	73.33	146.66
	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%
기타 편익	2,322	2,322	2,322	2,322	3,870	3,870	3,870	3,870
	5.9%	5.9%	2.1%	2.0%	5.9%	5.9%	2.1%	2.0%
총 편익	39,231	39,475	113,048	113,780	65,384	65,791	188,414	189,634

스페인 사례를 모의실험으로 분석한 Conchado et al.은 가정 부문 DR의 발전 부문 비용감소분의 대부분이 연료비와 CO2 할당에서 발생한다고 분석하였다. 네덜란드 사례를 분석한 Klaassen et al.은 DR의 순편익을 차지하는 가장 큰 요인은 망 투자비용의 회피이고, 그 다음이 발전설비 투자 또는 발전설비 운영에 관한 비용을 회피하는 것이라고 분석한 바 있다. 이러한 차이는 해당국가의 전력시스템 및 DR 자원에 대한 보상체계를 어떻게 가정하였는지에 따라 DR 편익을

결정하는 핵심요인이 달라짐을 방증한다.

수요관리사업자의 DR 편익은 편익요소별 한계비용에 따라 크게 좌우된다. 본 연구에서는 에너지비용, 발전설비비용, 송·배전비용, 환경규제의 회피편익 산정에서 사용된 한계비용 수준을 달리하며 총 3개 시나리오를 가정하여 민감도 분석을 시행한다. 시나리오 1은 앞서 제시한 한계비용의 약 50 % 수준을 가정하는 보수적 접근이다. 시나리오 2는 표 3-12에서 제시된 편익 산정의 전제치를 그대로 가정한다. 시나리오 3은 가장 급진적인 시나리오이다. 「2017년 에너지공급자 수요관리 투자사업 계획」에서는 발전설비비용과 송·배전비용의 한계단가를 합친 설비회피단가 231,338원/kW을 적용하였는데, 2017년에 실증을 하였으므로 시나리오 3은 이를 차용한다. 에너지비용 회피의 한계비용도 신재생에너지와의 경쟁 및 보완관계를 가정해서 200원/kWh 수준을, CO_2price_t 도 30,000원/tCO₂eq을 적용한다. 이에 대한 분석결과는 표 3-16과 같다.

표 3-16. 수요관리사업자 편익: 회피단가에 따른 민감도 분석(단위: 백만원)

Table 3-16. Benefits of DR Service Provider : Sensitivity Analysis for Avoidance Unit Price

회피단가			DR 참여율: 3%				DR 참여율: 5%			
			절감량: 100Wh/회·hr		절감량: 300Wh/회·hr		절감량: 100Wh/회·hr		절감량: 300Wh/회·hr	
			5회/y 감축	10회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축
시나 리오 1	$MC: F_t$	20,000원/kW	21,618	21,785	60,211	60,711	36,030	36,308	100,351	101,185
	$MC: E_t$	100원/kWh								
	$MC: T_t$	40,000원/kW								
	CO_2price_t	10,000원/tCO ₂ eq.								
시나 리오 2 (Default)	$MC: F_t$	40,000원/kW	39,231	39,475	113,048	113,780	65,384	65,791	188,414	189,634
	$MC: E_t$	143.8원/kWh								
	$MC: T_t$	75,000원/kW								
	CO_2price_t	20,000원/tCO ₂ eq.								
시나 리오 3	$MC: F_t$ +	231,338원/kW	76,419	76,760	224,614	225,637	127,365	127,933	374,357	376,061
	$MC: T_t$									
	$MC: E_t$	200원/kWh								
	CO_2price_t	30,000원/tCO ₂ eq.								

제6절 수용가 영향도 편익

수용가 영향도 관점에서 국민DR 편익 B_{RIM} 은 식 3-8에 따라 계산될 수 있다. B_{RIM} 은 B_{PA} 에 공급부문 수입증가분 RG_t 의 현재가치가 추가된 편익이다. 만약 시간대별 요금제가 도입된다면 $RG_t > 0$ 인 상황도 가능하겠지만, 시간대별 차이가 없는 현행 우리나라 주택용 전력요금체계 하에서는 $RG_t = 0$ 을 가정하는 것이 적절하다고 판단된다. 수용가 영향도 편익을 계산할 때에는 할인율도 d_{PA} 를 적용한다. 따라서 B_{RIM} 은 B_{PA} 과 동일하며, 표 3-12에 제시된 수요관리사업자 편익으로 수용가 영향도 편익을 갈음할 수 있다.

[가정 3-1] 공급부문 수입증가분 $RG_t = 0$ 이다.

제7절 총자원 편익

총자원비용 관점에서 국민DR 편익 B_{TRC} 은 식 3-9에 따라 계산될 수 있다. B_{TRC} 은 수요관리사업자 편익 B_{PA} 에 공급부문 수입증가분 RG_t 의 현재가치, 그리고 참여자 기타편익 $OB_{P,t}$ 의 현재가치를 합한 값이다. 참여자 편익을 계산할 때 $OB_{P,t} = 0$ 을 가정하였고, 수용가 영향도 편익을 계산할 때 $RG_t = 0$ 을 가정하였다. 따라서 총자원 편익에서 참여자의 점증비용은 0이고, 수용가 영향도의 점증비용은 B_{PA} 와 동일하다. 이에 따라, B_{TRC} 은 B_{PA} 와 동일한 값을 갖는다(표 3-14).

제8절 사회적 편익

1. 외부비용 회피편익 (EXT_t)

국민DR은 용량가격이 가장 비싼 발전기 또는 운영예비력 용도로 사용되는 발전기와 대체관계에 놓일 가능성이 높다. LNG 복합화력이 이러한 발전기에 해당한다. 만약 국민DR이 자원의 신뢰성이 충분히 향상되고 빠른 시간 내 급전지시

가 가능해진다면, LNG 복합화력의 가동을 줄일 수 있을 것이다. 만약 그림 3-8에서 제시한 총 감축량 ΔEN_t 가 모두 LNG 복합화력 가동을 줄이는데 기여한다면, LNG 발전이 유발하는 외부비용을 줄일 수 있다고 볼 수 있다. 이에 다음을 가정한다.

[가정 3-1] 국민DR은 가스 복합화력의 가동을 줄인다.

국민DR이 LNG 복합화력 발전의 가동률을 낮춘다면, LNG 복합화력 발전이 수반하는 미세먼지, 질소산화물(NOx), 황산화물(SOx) 등의 발생을 줄일 수 있다. LNG 발전을 통한 환경오염 비용, 즉 외부성 비용을 표 3-15와 같이 추정하였다. 본 연구에서는 여기에 환율(2019년 평균 환율인 1,136.72원/달러)를 적용하여 LNG 발전의 외부비용을 17,457원/MWh로 간주한다.

표 3-15. LNG 발전원의 외부비용(단위: \$/MWh)

Table 3-15. External Cost of LNG Power Plant

구분	SO ₂	NO _x	PM10	외부비용 합
LNG	0.02	14.77	0.18	14.97

그림 3-8에서 제시한 총 절감량에 표 3-15의 외부비용 수치를 곱하면 국민DR이 LNG 발전 가동률을 줄여 궁극적으로 외부비용을 회피하는데 얼마나 기여했는지 정량화할 수 있다. 이렇게 계산된 외부비용 회피편익은 그림 3-12와 같다. 외부비용 회피편익의 현재가치는 DR 참여율이 3 %일 때 3천만 원에서 1억 8천만 원 수준, DR 참여율이 5 %일 때 5천만 원에서 3억 원 수준이다.

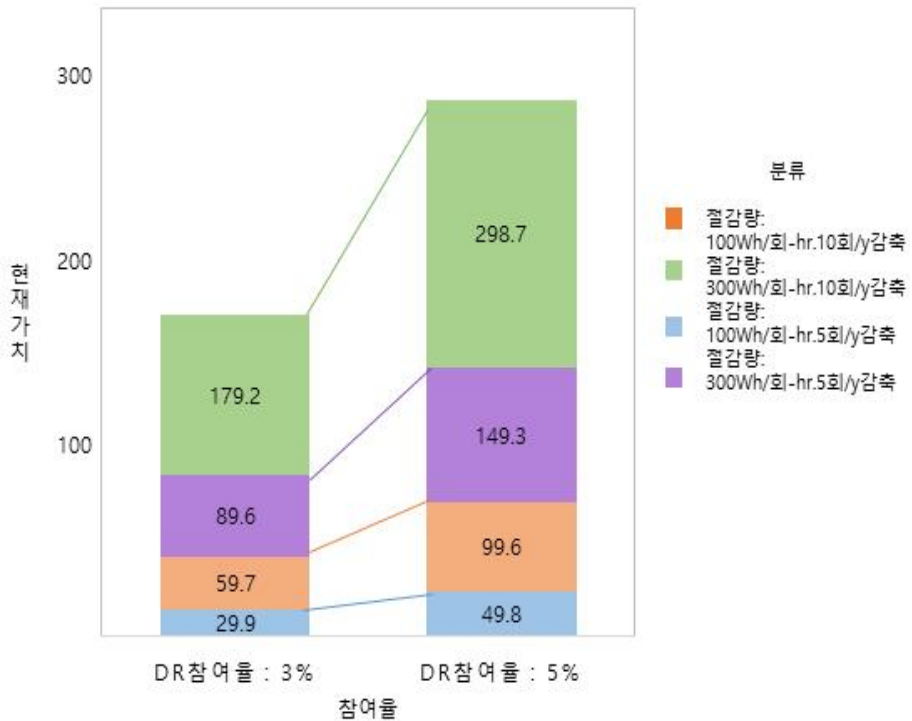


그림 3-12. 연도별 외부비용 회피편익(단위: 백만원)

Fig. 3-12. External Cost Avoidance Benefits by year

2. 사회적 편익 현재가치 (B_S)

사회적 편익은 식 3-10을 적용하여 계산할 수 있다. $OB_{P,t} = 0$ 이므로, 수요관리사업자 편익 B_{PA} 에 그림 3-12에 제시한 외부비용 회피편익의 현재가치를 더하면 사회적비용 관점에서 국민DR 편익 B_S 를 구할 수 있다. 이때, 할인율은 사회적 할인율인 d_S 를 적용한다. 사회적비용 관점에서 연도별 편익 및 편익의 현재가치를 계산하면 그림 3-13과 같다. 사회적비용 관점에서 편익은 DR 참여율이 3%일 경우에는 432억에서 1,255억 원 수준, DR 참여율이 5%일 경우에는 720억에서 2,091억 원 수준이다.

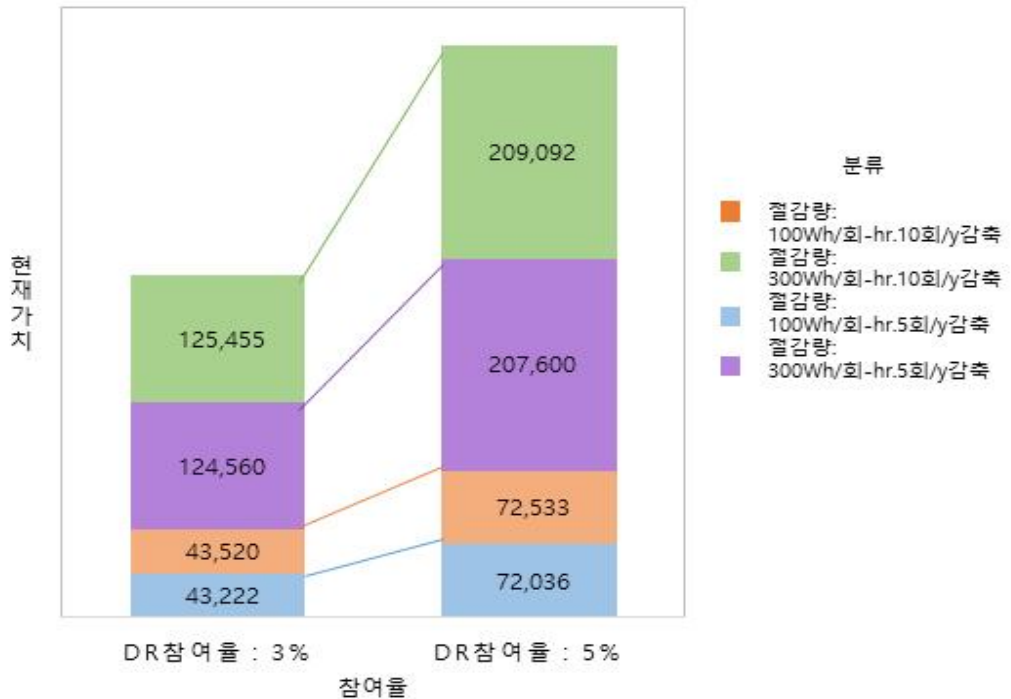


그림 3-13. 사회적비용 관점에서 연도별 편익(단위: 백만원)

Fig. 3-13. Social Cost Benefits by year

사회적 편익은 수요관리사업자 편익에 비해 최소 39.9억 원에서 최대 194.6억 원 정도 큰 값을 갖는다. 외부비용 회피편익은 사회적비용 관점에서 총 편익의 0.07에서 0.14 %를 차지하는 정도에 그치는 점을 고려하면, 사회적비용 관점에서 편익과 수요관리사업자 편익의 차이를 결정하는 가장 큰 요인은 할인율임을 알 수 있다. 수요관리사업자의 할인율은 8.54 %이고, 사회적 할인율은 6.5 %이므로 사회적 관점의 총 편익을 계산할 때에는 미래시점의 편익을 수요관리사업자 관점에 비해 더 적게 할인한다.

제9절 소결

5개 관점별 편익은 표 3-16과 같다. 국민DR은 자원의 신뢰성이나 운영예비력 활용가능성, DR참여자의 기회비용 및 적절한 보상수준 등이 본 연구를 통해 확인되었고 제도적으로 안착되었다. 이러한 상황에서 국민DR의 편익분석 결과는 매우 중요하며, 반드시 필요하다. 표 3-16의 결과는 Energy mission 실험자료 및 수요관리사업 평가에 활용되어온 지표들을 활용하고, 동시에 많은 가정을 부여하여 보수적으로 국민DR 편익의 현재가치를 추산한 결과이다.

표 3-16. 5개 관점별 국민DR 편익 현재가치

Table 3-16. National DR Benefits Present Value in 5 Aspect

관점	편익
참여자 (1인당)	9,875 ~ 149,882원
수요관리사업자	329.3억 ~ 1,896.3억 원
수용가 영향도	329.3억 ~ 1,896.3억 원
총자원비용	329.3억 ~ 1,896.3억 원
사회적비용	432.2억 ~ 2,090.9억 원

제4장 국민DR 실증

제1절 국민DR 실증

수요자원시장은 표 4-1에서처럼 2014년 11월 개설 이후 시장규모가 빠른 속도로 성장 중이다. 표 4-1과 같이 2018년 말 기준, 약 4,222 MW의 감축용량을 확보하고, 자원은 3,592개소가 등록되었다. 그림 4-1은 수요자원시장의 시스템 측면에서 표현한 수요반응의 개념도이다. 하지만 대규모 자원이 96 %를 차지하고 소수의 수요관리사업자가 대부분의 정산금을 보상받는 기형적 시장구조를 가지고 있다.

점유율로 보면 주택용 등 기타 부문은 1 % 정도로 전력감축의 효과가 전반적으로 국민에게 가지 않고 있다. 국민DR 편익을 산정하면서 파악된 가정용 자원 및 기타 소규모 자원도 비즈니스 모델을 개발하여 참여시키는 것이 가능한 것으로 분석되었으며 최대 감축시작시간 20분 전에도 급전지시가 가능하다는 점에서 운영예비력으로서의 활용가능성을 기대할 수 있다.

표 4-1. 수요자원시장 2020년말 현황

Table 4-1. DR Market Status in late 2020

구 분	의무감축용량 (MW)	정산금 (억원)	수요자원종류	참여고객수
2015년	2,889	1,047	24	1,519
2016년	3,885	1,665	30	2,223
2017년	4,271	1,948	57	3,580
2018년	4,141	1,850	75	3,639
2019년	4,267	2,399	87	4,168
2020년	4,499	2,184	85	4,900

출처: 한국전력거래소(2020)



그림 4-1. 수요반응 개념도

Fig. 4-1. Concept of DR(KPX, 2020)

가정, 점포 등 다양한 전기소비자의 참여를 확대하기 위해서는 가정용 자원 등을 소규모 비즈니스 모델로 개발하는 것이 중요하며, 이를 위한 국민 DR을 적극적으로 제도화하기 위하여 편익 산정을 시작으로 2018.6에서 11월까지 시범사업을 통한 국민DR에 대한 실증을 하였다.

가정용 수요자원을 기반으로 2018.6에서 11월까지 아파트 약 4만 가구에 IOT 기반 전력량계를 설치하고 총 31회에 걸쳐 수요반응을 실시함으로써 자원으로서의 가능성을 확인하였다. 자원 모집은 수요관리사업자 5개사(벽산과워, 삼성전자, LG전자, LGU+, 인코어드)를 통해 시행하였고 보상은 현금, 통신비 할인 등 다양한 수단을 사용하였다.

가전회사의 가전기기에 ADR 기능개발 및 관련 통신 프로토콜을 표준화하여 탑재를 하였고, 감축지시에 따라 가정 내 가전기기가 자동으로 제어할 수 있도록 하였다. 표 4-2와 같이 IOT 기능을 활용하여 무선 계량이 되도록 하여 기존 전력량계의 30 % 수준(약 7만원)으로 계측하였으며, 이를 통해 향후 제도 확대를 위한 초기 투자 비용의 절감이 가능하도록 하였다.

표 4-2. 국민DR 운영규칙

Table 4-2. National DR Operation Rules

구분	운영규칙
의무감축용량	0.1 MW 초과 ~ 20 MW 이하
고객	소규모 전기소비자(계약전력 10 kW 이하)
보상체계	감축정산금 - 감축시간에 해당하는 기본정산금+실적정산금(SMP) - 피크절감DR인 경우 등록용량대비 120 %까지 인정
자원등록	월별 단위 용량 신고 : 전월 20일까지, 용량 및 계량기
신뢰성 검증	감축시험 1회/월
피크감축 DR조건	준비시간 30분, 지속시간 1시간, 1일 2회
요금절감DR	평일 24시간, 거래시간별 1 MW 이상 입찰, SMP로 보상
패널티	70 %미만 2회 이상시 해당월 거래제한 및 익월 등록제한
CBL	Mid(4/6), Mid(8/10)
계량기	AMI 또는 IOT 기반 계량기

출처: 한국전력거래소(2020)

기존 수요자원시장과 차이점을 제도적으로 비교하면 표 4-3과 같다. 국민DR이 기존 수요자원시장의 표준DR이나 중소형DR에 비해 차별화된 장점은 국민DR의 빠른 반응시간이다. 기존에는 1시간 전 통보를 했지만, 계통 예측과 안정화 및 실적을 위해서는 빠른 반응시간이 필수적인 상황에서 국민DR은 그런 특징을 보여 제도적으로 30분 전 통보로 추진하였으며, 이는 국민 DR의 지속가능성 및 기반확대의 중요한 수단이 될 것이다.

표 4-3 수요자원시장과의 비교

Table 4-3. Comparison with DR Marker

구분	수요자원시장	국민DR	비 고	
대상고객	산업체, 빌딩, 마트 등 대규모 전기소비자	가정, 점포 등 소규모 전기소비자	-	
등록용량	2 ~ 500 MW	1 ~ 20 MW	고객특성을 고려한 최소용량 완화	
거래기간	1년 또는 6개월	3개월 단위 용량 신고	계절 변화의 영향을 고려한 완화	
전 력 량	측정	한전/구역전기사업자 설치 전력량계	모든 법정 전력량계 (IoT·아파트 전력량계 등)	한전 전력량계의 사각지대 해소
	제공	한전/구역전기사업자	EISP 추가	민간의 전력량 활용
발 령	준비	1시간	30분	국민DR 차별화
	지속	1 ~ 4시간(2회/일)	1시간(1회/일)	고객특성 고려
	가용	60시간/연	제한없음	발령요건 및 보상 고려
감축량 평가	고객단위 산정 후 자원단위 합산	자원단위 산정	효율성·편의성 고려	
CBL	고객별 사업자가 선택	월 단위 거래소가 사전 지정	편의성 향상	
보상체계	기본급(90%) + 실적급(10%)	실적급(100%)	국민DR 용량 및 기본급 오해 해소	
신뢰성 검증	감축시험	발령요건에 따른 감축결과로 대체	발령빈도 가능성을 고려하여 조정	

출처: 한국전력거래소(2020)

전력감축 입증수단은 전기소비자의 계량기가 실시간 계측이 가능해야 하지만 아직 가정이나 소규모 사업자에게 실시간 계측기가 없고, 민간계측기를 통한 전력량 데이터는 신뢰성 문제가 예상되어 이를 해결하기 위해 IoT 소형 계량의 계측기를 사용하였다.

또한 기존 시장의 피크감축DR에 참여하려면 수요자원이 연간 계절과 무관한 고정된 감축용량이 있어야 한다. 계절 영향을 고려하지 않은 채 연중 감축량을 정하는 것은 국민DR의 대상인 가정이나 소규모 점포에게 적합하지 않다. 따라서 국민DR에서 수요자원의 특수성을 고려하여 자원별 의무감축용량을 월별로 신고하고 접수하였다.

국민DR은 기존 수요자원시장과 자원의 성격이 다르므로 감축량 평가의 기준이 되는 CBL은 PJM의 Baseline Performance Metric 방법을 참고하여 참고일이 가장 적은 Mid(4/6), Mid(8/10)를 선택하는 것으로 하였다. 이는 계량포인트가 전기소비자이지만 전기소비자별 CBL이 매우 다양할 수 있기에 일정형태로 자원화하여 기준라인과 성과를 산정하기 위한 조치이다. RRMSE(전기소비형태 검증 기준)는 우선 고려하지 않기로 하였다.

보상체계는 피크감축DR임에도 기본정산금이 없다. 정산금에 기본정산금과 실적정산금을 포함시켜 시범사업 지원금은 1,500원/kWh로 추진하였다. 감축이 많지 않으면 기본지원금이 없기에 불리한 구조이다. 기존 프로그램과 비교하면 60시간 감축요청이 있고 참여했다면 kWh당 감축정산금이 기본정산금과 실적정산금을 포함해 약 800원 정도가 된다. 30시간 감축요청이 있고 제대로 참여했다면 국민DR 정산금인 1,600원 정도가 되는 것이다. 만약 15시간 감축요청이 있었다면 기존 프로그램은 3,200원 수준이지만 국민DR은 절반인 1,600원이 된다.

제2절 국민DR 실증 결과

1. 2018년 실증을 통한 국민DR 편익의 효용성 검토

총 감축량 41 MWh, 최대감축량 약 3.6 MW(2018. 6 ~ 11월, 동시 약 2만 가구 참여)으로 가구당 평균 약 100에서 200 W 감축(최대 400 ~ 500 W)하였고, 총 정산금은 약 5억 원으로 정산기준을 1,500원/kWh으로 하였다. 주요 감축

방법은 조명·TV·에어컨 끄기, 외출, 밥솥 끄기 등으로 감축참여율은 수동과 자동 이 유사하나 (25 ~ 40 %), 감축성공률은 자동 감축방법이 훨씬 우수(60 ~ 80 %)하였다. 참고적으로 부모가 30에서 40대 연령층이며, 약 2만 원(봄, 가을)에서 6만 원(여름철)의 전기요금을 지불하는 4인 가구 가정의 참여가 가장 많았다.

감축조건 변화에 따른 소비자의 반응 관찰 결과를 정리하면 다음과 같다.

첫 번째 관찰은 그림 4-2와 같이 감축 준비시간의 변화(1일 전, 1시간 전, 30분 전)이다. 관찰결과, 준비시간이 짧아질수록 참여율은 줄어들었으나 큰 수준은 아니었고, 준비시간 변화에 따른 감축량은 유사한 수준이었다. 따라서 자발적인 참여로 이루어질 경우, 준비시간을 현 DR의 1/2 수준(30분)으로 하더라도 소비자의 큰 거부반응은 없을 것으로 판단된다.

두 번째 관찰은 그림 4-3과 같이 보상수준의 변화(100 ~ 2,000원)이다. 보상수준이 높을수록 감축량은 높아지는 것을 확인하였으며, 1,100에서 1,500 그룹의 분산이 상대적으로 낮게 나타나 절감 효과가 안정적임을 알 수 있었다. 따라서 적극적인 DR 활용을 통한 안정적인 감축량 확보를 위해 적절한 보상수준으로 분석되었다.



그림 4-2. 감축 준비시간 변화에 따른 참여율 변화

Fig. 4-2. Participation Rate Change according to the Change of Preparation time(KPX, 2020)

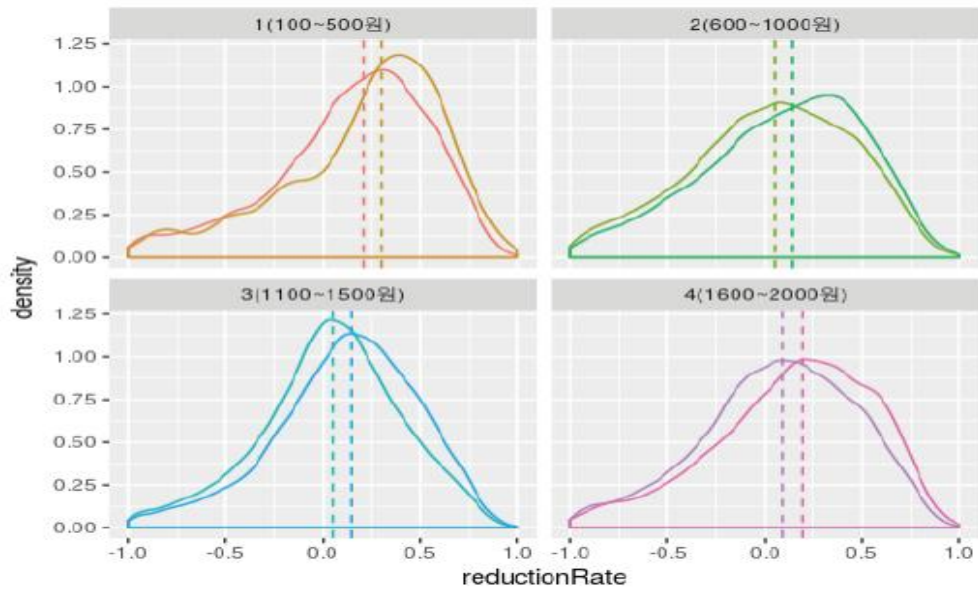


그림 4-3. 보상수준 변화에 따른 감축 변화

Fig. 4-3. Reduction Change according to the Change of Reward Level(KPX, 2020)

2. 2020년 실증을 통한 연구결과와 실증 비교 검토

총 감축량 435 kWh, 최대감축량 약 5.7 kW(2020. 6 ~ 12월, 동시 7 가구 참여)으로 표 4-4와 같이 가구당 평균 약 1,500에서 5,680 W 감축하였고, 정산기준을 1,300원/kWh으로 하였다. 연구결과와 비교를 통해 실제 감축량과 편익을 비교하였다. 편익 산정을 위한 평균 전기요금은 연구에 사용한 115 원/kWh을 이용하여 연구결과와 같은 프로세스로 분석하였다. 주요 감축방법은 조명·TV·에어컨 끄기, 외출, 밥솥 끄기 등으로 이전 실증과 동일하였다.

표 4-5와 같이 1가구 평균감축량이 연구결과와 비교하여 회당 303 Wh에서 3,318 Wh로 증가하였고 그 이유는 제도와 성과보상금에 대한 인식으로 감축지시가 있는 경우 확실한 감축량 확보를 위해 전기사용을 줄인 것으로 분석된다. 또한 감축지시가 많아질수록 보상금이 누적되는 것에 대한 인지 효과가 있어서 보상수준을 기존 연구결과의 1,500원에서 1,300원으로 낮추어 실증을 하였고 표

4-6과 같이 편익을 산정하였다. 표 4-4와 4-5는 한국전력거래소에서 공개된 자료를 이용하였다. 보상금을 1,300원으로 낮추었으나 전기요금 절감액이 2020년 기준 연구결과 수치 36원에서 실증 수치 382원으로 증가하였다. 국민DR에서 주요한 감축수단은 가정용 전자기기이다. 실제 감축지시 발령시 감축량에 정확히 해당되는 기기가 없어 단일 기기 사용을 중단하는 방식으로 감축을 하였다. 본 연구에서 분석한 것과 2020년 실증 편익은 그 추세가 유사한 것으로 나타났다. 즉 편익산정 연구결과 2020년 1,536원과 실증치 1,682원에 대한 예측과 실제 편익은 2020년 7회에 걸친 실증에서 그 추세상 동일함을 보여준다. 2020년 실증은 편익에 대한 산정 정의 및 체계에 대한 실증과 국민DR에 대한 실행 효과가 그 추세로 볼 때 유효함이 입증된 것으로 사료된다.

표 4-4. 2020년 실증결과(단위: Wh)

Table 4-4. Demonstration Results by 2020

구분	참여자원수	감축횟수	총감축량	1가구 평균감축량
2020년 6월	4	1	6,000	1,500
2020년 7월	4	1	9,000	2,250
2020년 8월	4	1	25,000	6,250
2020년 9월	4	1	14,000	3,500
2020년 10월	4	3	27,000	2,250
2020년 11월	4	5	36,000	1,800
2020년 12월	7	8	318,000	5,680

표 4-5. 2020년 감축량 비교(단위: Wh/y)

Table 4-5. Reduction Amount Comparison by 2020

연도	연구결과 : 300 Wh/회·hr 감축 성과보상금 1,500원/회			실증결과 : 1,000 Wh/회·hr 감축 성과보상금 1,300원/회		
	1회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축	1회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축
2020년	303	1,514	3,027	3,318	16,590	33,180

표 4-6. 2020년 편익 실증결과 비교(단위: 원)

Table 4-6. Benefits Demonstration Results Comparison by 2020

연도	연구결과 : 300 Wh/회·hr 감축 성과보상금 1,500원/회			실증결과 : 1,000 Wh/회·hr 감축 성과보상금 1,300원/회		
	1회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축	1회/y 감축	5회/y 감축	10회/y 감축
2020년	1,536	7,678	15,355	1,682	8,410	16,820

제5장 결론

수요자원은 전력계통의 신뢰도와 전력시장의 효율성을 제고하고, 공급설비의 건설 회피 편익, 에너지 절감 편익뿐 아니라 환경 편익까지도 제공하는 우수한 자원으로 인정받고 있다. 더욱이 공급자원의 건설 난관, 지구온난화 대응, 재생에너지 확대 등의 요인으로 수요자원의 중요성은 더욱 강조되고 있다. 이에 따라, 세계의 많은 주요 국가들은 전력시장에 수요자원 시장을 도입하였다. 우리나라도 이러한 세계적 추세에 부응하고, 전력정책 패러다임을 공급자원 위주의 안정적 전력수급에서 수요자원을 포함한 효율적인 전력수급으로의 전환을 위해 2014년 11월, 수요자원 시장 제도를 도입하였다.

수요자원시장은 개설 이후 짧은 기간에 양적으로 크게 성장하였으며, 의미 있는 성과를 보였다. 수요자원의 비용효과성을 분석한 결과, 신뢰성 수요자원은 신규 설비 회피 편익에서 B/C Ratio가 3.6에서 5.4로 매우 높은 비용효과성이 확인되었다. 전력시장의 직접적인 편익으로 계상되는 용량요금의 절감에서도 수요자원의 용량요금이 발전기의 50 %에 불과해 B/C Ratio는 2.0이 된다. 이를 등록용량 435만 kW에 적용하여 연간 편익으로 환산하면 설비회피편익은 발전설비만 고려해도 4,888억원, 용량요금 절감액은 1,919억원이 된다.

또한 경제성 수요자원은 2차 연도에 378 GWh의 전력량을 감축하여 SMP 인하 효과로 인한 구입비용 절감액과 고비용 발전기를 운전하지 않아 생긴 변동비의 절감액은 347억 원으로 평가되었다.

수요자원 시장은 개설 이후 주목할 만한 성과를 거두었는데, 한편으로는 그동안 운영상에 제기된 이슈와 선진국의 대표적인 시장과의 격차 등을 감안할 때 제도적, 운영적 차원에서 고도화 및 선진화의 필요성이 제기되었다. 즉, 상품의 다양화와 소비자의 참여를 확대할 필요가 있다. 현재는 산업용 대규모 자원 위주로 구성되어 있으나 업종을 보다 다양화하고 중소규모의 자원으로 적용규모를 확대할 필요가 있다. 아울러 수요자원 시장의 공정성과 신뢰성을 높이기 위해 서 전력거래소는 필요한 정보를 제공하여 정보 비대칭을 해소하고 참여자는 공정경쟁을 준수함으로써 시장 질서를 확립해야 한다.

이상의 요구사항을 해결하기 위해 본 연구에서는 개선 방안을 검토하였고, 개

선 방안은 국민DR 제도 개념, 그 편익을 참여자, 수요관리사업자, 수용가 영향도, 총자원비용, 사회적비용의 5개 관점에서 정량적·정성적으로 심도있게 분석하였으며, 소비자 참여확대의 이론적 및 실증 근거를 구분하여 제시하였다.

본 연구는 2016에서 2018년에 걸쳐 국민DR의 사업모델 실증자료에 기반하고 있으며, 현재 실증 중인 국민DR 사업모델은 에너지미터가 설치된 가구를 대상으로 전력피크 시, 모바일 앱을 이용하여 미션 알림을 받고 미션 시작 후 1에서 2 시간 동안 전기를 절약하여 미션을 성공하면 통신비 할인 등 보상을 받는 형태이다.

현재 시장에서 거래되고 있는 DR 자원에 대한 급전지시는 늦어도 감축시작시간 1시간 전에 이루어져야 한다. 실증자료에 따르면 국민DR 자원의 경우, 최대 감축시작시간 20분 전에도 급전지시가 가능하다는 점에서 운영예비력으로의 활용가능성을 기대할 수 있으며, 전력시스템의 유연성을 높이는데 기여할 것으로 판단된다.

국민DR의 본격적 참여를 위해서는 국민DR을 통해 얻을 수 있는 편익이 국민DR 자원을 확보하는데 소요되는 비용보다 크다는 조건을 만족시켜야 한다.

본 연구 내용을 정리하면 다음과 같다. 첫째, 수요자원시장이 대규모 수용가 위주로 편중되어 제도 전환이 필요함을 제시하였다. 둘째, 수요자원시장의 거래제도에 대해 조사하고 분석하였다. 셋째, 수요자원의 운영성과를 신뢰성 수요반응과 경제성 수요반응으로 구분하여 정리한 후, 수요자원 시장 제도에 대하여 계량적 척도와 비계량적 관점에서 평가 및 분석하였다. 또한 개선방안으로서 수요자원의 활용도와 신뢰도를 제고하는 방안과 상품의 다양화 및 소비자 참여를 확대하는 방안을 제시하였다. 넷째, 국민DR을 제시하고 국민DR의 편익 산정체계를 정의 및 설계하였다. 참여자, 수요관리사업자, 수용가 영향도, 총자원비용, 사회적비용의 5개 관점별로 편익을 구성하는 항목과 항목별 산정방식을 정의하고 설정하였다. 다섯째, 국민DR의 실증으로서 ‘Energy mission’ 실험자료를 가공하여 편익분석의 기초자료로 하여 향후 10년 간 국민DR을 실시하였을 경우, 5개 관점별 편익의 현재가치를 도출하였다. 여섯째, 실증내용의 결과와 시사점을 도출하고 결론을 기술하였다.

국민DR을 시행하기 위해서는 스마트미터 보급과 함께 DR 자원을 제공하는

주체에게 성과보상금 제공 등 보상방안이 필요함을 효과적으로 증명하였다. 가장 이상적인 보상 방안은 계시별 요금제 도입을 통한 전기소비의 효율화 유인이지만, 현재의 전기요금 체계에서는 국민DR 참여의 대가로 재정적 성과보상금을 지급하는 방식이 실효적임을 도출하였다.

표준DR 및 중소형DR과 달리, 국민DR은 빅데이터 분석에 근거한 자원량 분석이 필수적이므로 수요관리사업자의 사업모델 운용도 기존 방식과는 달라야 한다. 즉, 자원의 수집, 계량, 사업모델 운용에 있어서 기존 DR 자원과 다른 방식으로 비용이 소요되며, 국민DR의 편익도 기존의 DR 자원과 다름을 본 연구에서 확인하였다. 이는 감축을 위해 지불하는 기회비용이 다른 자원에 비해 작으며, 빠른 시간 내 급전지시가 가능하고, 전기차·태양광·신재생 등 다른 분산형 자원과의 연계가 용이할 뿐만 아니라, IoT 기반 가정용 에너지서비스 시장과도 연결되어 있기 때문이다.

결론적으로 국가 전체의 계량적 관점에서 비용효과성을 기준으로 분석하면 에너지 비용, 설비회피 비용, 송배전설비 건설회피 비용, 환경규제 회피 비용에 대한 편익이 있음을 연구하고 도출하였다. 실질적인 수요반응의 소규모 자원에 대한 그 편익의 가치는 참여자에게는 연간 전기요금의 절감, 국가적으로 미세먼지 저감 및 친환경 에너지로의 전환 등 많은 부문에 있어서 충분한 가치가 있다는 가능성을 제시한 것이 본 연구의 의의라 할 수 있다.

참고문헌

- [1] 한국전력거래소, 공급신뢰도를 고려한 수요자원 거래규모에 대한 연구, 2016.
- [2] KPX, 스마트그리드에서 DR이 장기전력수요에 미치는 영향 연구, 2012.
- [3] 손운태, DR 프로그램 및 수요자원 특성을 고려한 DR이벤트에 대한 고찰, 2010.
- [4] 산업통상자원부, 2017년 에너지공급자 수요관리 투자사업 계획, 2017.
- [5] EnerNOC, Demand Response white paper, 2009.
- [6] 지식경제부, 고효율에너지기자재 보급촉진에 관한 규정, 2011.
- [7] 한국전력, 자가발전기의 수요관리자원 활용 확대방안 연구, 2011.
- [8] 하니웰, 전력자동제어 기술자료, 2011.
- [9] 벤처기업협회, 그린SW 기술 및 시장동향, 2011.
- [10] KERI, 실시간 전력수요자원 정책, 제도 및 운영프로그램개발, 2009.
- [11] 에너지경제연구원, 수요관리형 선택요금제 해외운영사례 조사분석을 통한 국내 도입방안 연구, 2009.
- [12] 양민승, 한국 전력시장의 수요자원 시장에 대한 성과 분석 및 발전방향, 2018.
- [13] 산업통상자원부, ICT기반 에너지 수요관리 신시장 창출방안, 2013.8.
- [14] 국토해양부, 건축물 에너지절약설계기준, 2012.
- [15] 전기연구원, 2011년도 수요관리사업 평가보고서, 2012.
- [16] E. R. Larry, Economic Principles Of Demand Response In Electricity, Edison Electric Institute, 2002.
- [17] S. Kathleen and B. L. Lester, "Demand Response and Electricity Market Efficiency," The Electricity Journal, vol. 20, issue 3, pp. 69-85, 2007.
- [18] U. S. Department of Energy, "The Benefits of Demand Response In Electricity Markets And Recommendations For Achieving Them," Electricity markets & policy, 2006.
- [19] The Brattle Group, "Quantifying Demand Response Benefits in PJM," PJM and the Mid-Atlantic Distributed Resources Initiative, 2007.
- [20] The Global Smart Grid Federation(GSGF), Demand Response Status And

- Initiatives Around The World, 2016.
- [21] P. Bertoldi, P. Zancanella, B. Boza-Kiss, Demand Response Status in EU Member States, JRC Science Report, Europe Commission, 2016.
- [22] P. Faria, Z. Vale, “Overview and Comparison of Demand Response Programs,” vol.97, pp. 22-29, 2015.
- [23] PJM, Demand Response Strategy, 2017.
- [24] PJM Monitoring Analytics, 2016 State of the Market Report for PJM, 2017.
- [25] PJM, 2012 Economic Demand Response Performance Report, 2013.
- [26] NYISO, 2016 Annual Report on Demand Response Programs, 2016.
- [27] CPUC (California Public Utility Commission), 2016 Demand Response Cost Effectiveness Protocols, 2016.
- [28] EnerNOC, The Demand Response Baseline, 2011.
- [29] 산업통상자원부, 기후변화 대응 에너지 신산업 창출방안, 2014.7.
- [30] 산업통상자원부, 수요자원 거래시장 중장기 육성 전략, 2015.10.
- [31] KPX, 전력시장에서 전력수급 안정을 위한 가격제도 정립에 관한연구, 2011.
- [32] KPX, 전력계통 조정가능 수요자원의 전력시장 연계 및 보상방안, 2014.
- [33] 한국전력거래소, CBP 전력시장에서 수요자원 반영방안에 대한 연구, 2014.
- [34] 한국전력거래소, 효율적인 전력시장 운영을 위한 수요반응자원 적정용량 산정 및 제도 개선방안 연구, 2015.
- [35] A. Faruqi, The Rediscovery of Demand-Side Management, Brattle Group, 2012.
- [36] NERC, Demand Response Availability Data System(DADS): Phase I and II Final Report, 2011
- [37] DOE/EPA, Coordination of Energy Efficiency and Demand Response, 2010.
- [38] Potomac Economics(Independent Market Monitor for ERCOT), 2016 State of The Market Report for The ERCOT Electricity Markets, 2017

- [39] D. Hurley, P. Peterson, M. Whited, Demand Response As A Power System Resource, Synapse Energy Economics/RAP, 2013.
- [40] P. Bradley, M. Leach, J. Torriti, “A Review of the Costs and Benefits of Demand Response for Electricity in the UK,” Energy Policy, vol. 52, 2013.
- [41] T. Moore, “Energizing Customer Demand Response in California,” EPRI Journal, Summer 2001, 2001.
- [42] 에너지경제연구원, 수요자원의 전력시장 참여효과 분석, 2015.
- [43] DOE and FERC, Measurement and Verification for Demand Response, Prepared for the National Forum on the National Action Plan on Demand Response: Measurement and Verification Working Group, 2013.
- [44] A. Conchado, P. Linares, “The Economic Impact of Demand-Response Programs on Power Systems,” Handbook of networks in power systems, pp. 281-301, 2010.
- [45] 한국전력, 자가발전기의 수요관리자원 활용 확대방안 연구, 2012.
- [46] 한국전력거래소, 전력시장운영규칙, 2020.
- [47] Synapse Energy Economics and Regulatory Assistance Project, A Framework for Evaluating the Cost-Effectiveness of Demand Response, 2013.
- [48] NAESB, Business Practices for Measurement and Verification of Wholesale Electricity Demand Response, 2010.
- [49] 에너지경제연구원, 고효율 가전제품 인센티브 지원사업 성과분석 연구, 2016.