



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](#)

碩士學位論文

제주지역 TOU 변경에 따른  
건물태양광발전 사업모델별 영향 분석

濟州大學校 産業大學院

에너지응용시스템학부 電氣工學科

金 聖 萬

2024 年 2 月

제주지역 TOU 변경에 따른  
건물태양광발전 사업모델별 영향 분석

指導教授 李 開 明

이 論文을 電氣工學 碩士學位 論文으로 提出함

2023 年 12 月

金聖萬의 電氣工學 碩士學位 論文을 認准함

審査委員長 김 세호

委 員 최 명준

委 員 이 개영



濟州大學校 産業大學院

2023 年 12 月

Analysis of TOU Change Effects in Building PV  
Business Models in Jeju Province

Sung Man Kim  
(Supervised by Professor Gae-Myoung Lee)

A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT  
OF THE REQUIREMENTS FOR THE DEGREE OF  
MASTER OF SCIENCE

FACULTY OF APPLIED ENERGY SYSTEM  
GRADUATE SCHOOL OF INDUSTRY  
JEJU NATIONAL UNIVERSITY

2024. 2.

# 목 차

LIST OF FIGURES .....	iii
LIST OF TABLES .....	iv
SUMMARY .....	v
1. 서 론 .....	1
1.1 연구 목적 및 필요성 .....	1
1.2 연구 범위 및 내용 .....	2
2. 이론적 배경 .....	4
2.1 법·제도적 배경 .....	4
2.2 선행연구 분석 .....	9
3. 분석 모형 및 분석 방법 .....	13
3.1 분석 모형 .....	13
3.2 데이터 취득 방법 .....	17
3.3 분석 방법 .....	27
4. 분석 결과 및 고찰 .....	32
4.1 사업모델 간 수익성 비교분석 .....	32
4.2 산업별 고객군에 따른 영향 분석 .....	36
4.3 설비투자 수익률에 미치는 영향도 비교분석 .....	40
4.4 분석 결과 고찰 .....	41
5. 결 론 .....	43
5.1 연구 결과 요약 .....	43
5.2 연구 결과 시사점 .....	44
참 고 문 헌 .....	45

## LIST OF FIGURES

그림 1 보급정책 변화 추세 .....	8
그림 2 TOU 시간대 변경에 따른 분산형 태양광발전설비 구축용량의 변화 .....	11
그림 3 분석 모형 .....	13
그림 4 TOU 변경 전후 태양광 발전량 비교 .....	19
그림 5 TOU 변경 전후 일조시간 비교 .....	19
그림 6 TOU 변경 전후 총부하량 비교 .....	20
그림 7 TOU 변경 전후 부하구간 총부하 변화 .....	21
그림 8 TOU 변경전 월별 평일 TOU 데이터 .....	24
그림 9 TOU 변경후 월별 평일 TOU 데이터 .....	24
그림 10 TOU 변경전 월간 시간대별 TOU 데이터 .....	25
그림 11 TOU 변경후 월간 시간대별 TOU 데이터 .....	25
그림 12 TOU 변경 전후 사업모델별 수익액 변화 .....	33
그림 13 TOU 변경 전후 사업모델별 kW당 수익성 변화(REC 미반영) .....	33
그림 14 TOU 변경 전후 사업모델별 수익액 변화(REC 반영) .....	34
그림 15 TOU 변경 전후 사업모델별 kW당 수익성 변화(REC 반영) .....	35
그림 16 연구개발업 TOU 변경 전후 .....	38
그림 17 정보서비스업 TOU 변경 전후 .....	39
그림 18 전자부품,컴퓨터,영상,음향 및 통신장비 제조업 TOU 변경 전후 .....	39
그림 19 컴퓨터 프로그래밍,시스템 통합 및 관리업 TOU 변경 전후 .....	40
그림 20 제주지역 기준 고객과 연구개발업 TOU 변경 전후 .....	40
그림 21 TOU 변경 전후 투자수익률 비교 .....	42

## LIST OF TABLES

표 1 장기고정가격 입찰계약 및 한국형 FIT 제도 비교 .....	8
표 2 전기요금 구성요소 .....	15
표 3 TOU 변경 전후 계시별 요금표 .....	15
표 4 가중평균 SMP .....	16
표 5 월평균 REC .....	16
표 6 기준 고객 설비 및 요금제 정보 .....	17
표 7 TOU 변경전 발전량 .....	18
표 8 TOU 변경후 발전량 .....	18
표 9 TOU 변경전 부하량 .....	20
표 10 TOU 변경후 부하량 .....	20
표 11 사업모델별 태양광 설비 및 부하량 정보 .....	22
표 12 부하 구분별 일일 점유 시간 .....	23
표 13 기준년도 평일과 휴일 일수 .....	23
표 14 비교년도 평일과 휴일 일수 .....	23
표 15 업종별 월간 시간대별 TOU 데이터 .....	26
표 16 태양광발전 사업모델의 수익구조 .....	28
표 17 TOU 변경 전후 수익액 비교(REC 미반영) .....	32
표 18 TOU 변경 전후 수익액 비교(REC 반영) .....	34

## SUMMARY

This thesis is written to analyze the relative economic effects among building-photovoltaic business models due to the TOU window change in Jeju province. TOU window change was made by the occurrence of duck curve pattern in load profiles in Jeju Province since 2017, which was accompanied with the rapid rise in renewable facilities penetration.

The analytic result shows that there's some relative differences in the economic effects among building-photovoltaic business models. The economic profit of self-consumed PV model is much less than pure PV model for the same PV equipment. In case of self-consumed or extra-generated-electricity resales business models, it also states that customers in those models would experience reduction of their incomes by about 2~5%. Accordingly, the IRR(internal rate or return) for each business model could be decreased by close to about 6%. Whereas the economic deterioration of self-consumed PV business model is severe, pure renewable building-photovoltaic model will not experience economic deterioration after TOU window change. In spite of the equal contribution to the reduction of carbon-dioxide emission, each model would have different income sheet.

Distributed photo-voltaic(DPV) facilities are the core means for the low-carbon and carbon-neutral society, which do not emit Carbon-Dioxide as well as they do not incur transmission system complexity. Case study for the impact of TOU window change reports that it could apparently slow down the proliferation of DPV facilities. It is requested that comprehensive studies shall be made for the fairness related with renewable energy policies for the carbon-neutral society heading for below 1.5°C earth,

# 1. 서 론

## 1.1 연구 목적 및 필요성

제주지역 전력 소비 수요곡선에서 나타나는 덕커브(Duck Curve) 패턴으로 정부는 2021년 9월1일 제주지역에 국한하여 계시별 요금제의 시간대 구분을 변경한다고 발표하였다[1]. 자료에는 제주지역의 높은 재생에너지 발전량 비중에 의해 최대부하 시간대를 낮 시간대에서 저녁 시간대로 옮긴다는 내용이 담겨있다.

전력거래소 자료에 따르면 제주지역의 재생에너지 설비용량은 40%이고, 발전량 비중은 18%에 이른다[2]. 이는 정부의 10차 전력수급기본계획상의 2030년 목표치에 근접한 수준이다. IEA에서 가변재생에너지(VRE) 발전량 비중으로 재생에너지 성숙도를 분류하는 6단계 분류체계에 따르면 제주도는 이미 3단계 수준으로서 전력 시스템의 운영패턴을 결정하는 수준에 이르렀고. 이에 따라 전력거래소는 전력시장 제도개선 시범시스템을 제주지역에 우선 도입하여 2023년 10월부터 시범사업의 시행을 계획하고 있다[2].

제주지역의 TOU 변경은 전력의 수요공급에 따른 불가피한 결정이라 볼 수도 있다. 전력시장의 가격 신호를 통해 전력수요를 태양광 발전량 비중이 높은 낮 시간대로 이전함으로써 신재생에너지의 보급 확대 여지를 증가시키고, 제주지역의 신재생에너지 출력제한을 경감시킬 수 있을 것을 기대할 수 있다. 그러나, 미국 캘리포니아지역의 TOU 시간대 변경 영향을 분석한 선행연구에 따르면 분산형 신재생에너지의 확대 보급에 부정적인 영향이 있는 것으로 나타났다[3].

이런 측면에서 TOU 시간대의 이전에 의해 발생될 것으로 예상되는 대표적 분산에너지원인 건물 태양광발전 설비에 기반한 건물 태양광발전 사업모델의 수익성에 미치는 영향을 현재 사업을 영위하는 사업모델 사례를 실증 분석할 필요가 있다고 판단된다. 투자 유인을 앗아갈 정도의 수익성 감소가 발생한다면 탄소중

립 사회 실현의 큰 축인 분산형 재생에너지 확대 보급에 심각한 과금효과가 발생하리라고 예견할 수 있다.

본 논문은 이러한 실증적 연구의 필요성 하에 TOU 시간대의 변경이 건물 태양광발전 사업모델들에 미치는 수익성 저감도를 실제 사례를 통해 실증적이고 정량적으로 비교분석을 수행하고자 한다.

## 1.2. 연구 범위 및 내용

본 논문에서는 TOU 시간대 변경이 제주지역에 국한하여 발생한 현실적 요인을 고려하여 연구 대상과 분석 범위를 제주지역의 TOU 시간대 변경으로 영향받는 건물 태양광발전 사업모델을 대상으로 TOU 시간대 구분 변경에 기인하여 발생할 것으로 예상되는 발전 수익 차이를 정량적으로 비교 분석하고자 한다. 분석 대상의 건물 태양광발전 사업모델은 건물 태양광 발전량에 대해 한전과의 계약에 의한 (1) 발전량 전체를 판매하는 발전사업형, (2) 자가소비 후 잉여전력을 판매하는 잉여전력재판매형, (3) 자가소비형의 3가지 사업모델에 대해 TOU 시간대 구분 변경에 따른 영향을 분석한다. 분석 방안으로는 TOU 시간대별 구분의 변경에 따라 3가지 건물 태양광발전 사업모델에 예상되는 (1) 단위 발전설비(1kW) 당 사업모델 간 연간 수익에 미치는 상대적 영향도를 비교분석하고, (2) 분석 대상 고객과 유사한 산업군과의 상대적 영향도를 비교분석하고, (3) 마지막으로 고객의 건물태양광 발전설비의 투자 가치에 미치는 상대적 영향도에 대해 분석하고자 한다.

이를 위해 건물 태양광발전 사업모델의 수익구조에 대한 분석을 위해 재생에너지 가치산정에 영향을 미치는 이론적 배경과 선행연구에 대한 검토를 통해 각각의 재생에너지 보급지원제도에 기반한 수익성 구조를 분석하고, 태양광발전 사업모델의 수익성에 영향을 미치는 변수들의 구조적 의의를 분석하여 본 논문의 적용할 수익성 분석 방법에 적용하고자 한다. 태양광발전 사업모델 간의 경제성

분석을 위한 기초 자료로서 선행 연구한 제주지역의 건물 태양광발전 기준 고객의 태양광발전 설비 정보, 전력 부하량 정보 그리고 태양광발전 설비의 시간대별 발전량 정보를 기반으로 태양광발전 모델별 수익성 영향의 비교분석을 위한 기초데이터를 생성한다. 태양광발전의 계시별 특성을 고려해 1년 기간으로 생성한 기초데이터를 토대로 태양광발전 사업모델별 단위 설비용량(1kW)에 대한 연간 수익을 도출하여 TOU 시간대 구분 변경에 따른 수익성 변화의 상대적 영향도를 비교 분석한다. 또한 RE-100 제도 도입에 따른 REC 수요를 고려하여 건물태양광 발전사업 모델 수익에 미치는 상대적 영향도를 분석한다. 또한, 제주지역 실증대상 고객과 유사 산업군에 속한 고객과의 상대적 영향도에 대해 비교 분석한다. 마지막으로 사업모델에 따라 다른 수익성의 변화에 따라 사업모델별 건물태양광 발전설비의 투자수익률에 미치는 상대적 영향도를 분석한다.

## 2. 이론적 배경

본 논문의 주제인 TOU변경에 따른 수익성 영향은 기본적으로 정부의 재생에너지 보급지원 정책에 의해 이루어지므로 그에 관한 법·제도적 환경에 대한 조사가 분석이 우선될 필요가 있다. 그리고, 재생에너지 정책에 의해 수반되는 태양광 설비 가격의 변화, 전력거래가격의 변화에 의해 재생에너지 정책환경에 영향을 미치는 변동성을 선행 연구 결과를 통해 비교분석을 수행하여 TOU 시간대 구분 변경의 이론적 맥락을 평가한다.

### 2.1 법·제도적 배경

#### 2.1.1 국제적 탄소배출량 규제 환경의 변화

대기 중 온실가스가 지구 온난화를 일으킨다는 과학적 연구 결과에 근거해 선진국 중심으로 대기 중 배출가스에 대한 국제적 규제의 틀이 만들어지고, 이는 다시 우리나라 기후환경 정책에 영향을 미치는 연쇄적인 변화의 사슬을 우리는 지금껏 목격해 왔다. 1980년대 오존층의 파괴를 막기 위해 1989년 몬트리올의정서가 채택됨에 따라 생겨난 프레온가스(CFCs)의 규제로 우리나라 산업에 영향을 미치는 것이 그 한 예라고 볼 수 있다.

1990년대에는 1992년 “환경과 개발에 관한 유엔회의” 개최 후 도출된 기후변화협약(UNFCCC, 1994년 발효)을 통해 온실가스 배출 규제에 대한 범세계적 규제 환경이 이루어졌고, 이후 1997년 선진국 중심의 온실가스배출량 감축의무를 명시한 교토의정서(Kyoto Protocol)가 채택되기에 이르렀다. 이때 나타난 공동이행제도(Joint Implementation), 청정개발체제(Clean Development Mechanism), 배출권거래제(Emission Trading) 등이 정립되었다.

이러한 신재생에너지의 보급과 탄소배출량 규제의 범세계적 합의에 따라 우리

나라도 2000년대 “신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법”, “온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률”, “녹색성장기본법” 등의 법률이 제정되는 계기가 됐다. 이후 2015년 제21차 유엔기후변화협약 당사국총회에서 파리협약(Paris Agreement)이 채택되어 과거의 선진국 외에 개도국도 포함되도록 확대되었고, 2021년 세부 이행규칙이 완성되어 우리나라는 2030년까지 2018년 배출량 대비 40%를 감축하는 국가 온실가스 감축목표(NDC, Nationally Determined Contribution)을 제출하고, 2022년 2050년 탄소중립 달성의 목표가 담긴 장기 저탄소 발전전략(LEDs, Long-term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategies)를 제출하였다[4].

### 2.1.2 탄소배출량 규제를 위한 제도 현황

본 논문의 연구 배경인 TOU 시간대 구분의 변경 요인은 SMP 변동과 최대수요전력 시간대의 변경에서 찾을 수 있다. SMP의 변동은 연료비의 영향도 있지만 시간대 공급되는 발전량을 구성하는 에너지원의 구성비에 의한 영향도 있다. 특히, 태양광 발전설비의 획기적 증가는 SMP의 변동과 함께 기존의 최대수요전력 시간대의 변경을 불러오는 핵심적 요인이다. 이러한 측면에서 신재생에너지의 확대에 영향을 미치는 법·제도적 성격의 조사와 비교분석은 건물 태양광발전 사업모델에 대한 정량적 분석을 위해 불가결한 요소이다. 따라서, 재생에너지 발전 관련 법·제도의 변화와 그에 기반한 건물 태양광발전 사업모델의 경제적 영향 분석은 신규사업자의 사업 타당성 평가와 함께 기존 사업자의 미래 수익성 평가에 대한 중요한 판단기준이 된다.

탄소배출량 규제의 정책 수단으로는 강제적 이행규제와 인센티브 기반의 보급지원제도로 나누어 분류할 수 있다. 강제적 이행규제로서는 “온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률”을 들 수 있는데, 이는 산업 부문별로 온실가스배출량 할당 기업에 대해 매년 검증이 가능한 과학적 수단에 의해 산출된 감축 실적을 보고하고 미충족 이행량에 대해서는 배출권 거래시스템(ETS, Emission

Trading System)을 통해 배출권을 구매하여 충당하도록 규제하고 있다. 특히, 건물 분야에 있어 정부 또는 공공기관 건물의 경우에는 “공공부문 온실가스·에너지 목표관리 운영 등에 관한 지침”에 의해 공공청사 건축물에 대해 온실가스 배출량 감축 실적을 매년 보고하고, 아울러 공공청사 건물의 신축·증축 또는 개축의 경우 예상 에너지사용량의 일정 비율 이상을 신·재생에너지를 이용하여 에너지를 공급하도록 하는 신·재생에너지 설비의 설치를 의무화하고 있다.

또한, 전력 부문에 있어서는 2012년 개정된 “신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법”과 “신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침”에 의해 전년도 전력 발전량의 일정 부분은 차년도 신·재생에너지 설비 구축을 통해 공급하거나 신·재생에너지발급인증서(REC, Renewable Energy Certificate)를 구매하여 충당하도록 강제하고 있다. 이러한 규제를 통해 에너지 효율화 기술개발 투자에 의한 에너지사용의 저감기술에 의한 온실가스배출량 감소와 재생에너지 발전 기술개발 투자로 이어져 재생에너지설비의 확대를 도모하고 있다.

경제적 인센티브 기반의 보급지원 제도로서는 국내외에서 재생에너지의 보급 초기 단계에 많은 도입하여 재생에너지 설비의 확대에 일조한 발전차액지원제도(FIT, Feed in Tariff)가 있다. 국내에서는 2002년도에 도입되었고, 지원 내용은 정부가 정한 기준가격과 전력시장에서의 거래가격과의 차이를 정부가 보조함으로써 신재생에너지 발전사업자의 안정적 수익 기반을 제공하는 데 있다. 태양광 발전의 경우 지원 기간이 최대 20년으로 신재생에너지 설비의 확대 보급에 일조한 바가 크다. 그러나 발전차액지원제도의 재원인 전력산업기반기금의 급격한 고갈과 함께 안정적 수익 기반의 반대급부로 발생한 신재생에너지원 기술개발 경쟁 동기의 저하로 2011년 12월31일부로 신규 FIT 물량에 대해 제도의 효력이 정지되고 2012년부터 앞서 언급한 규제정책인 재생에너지 공급 의무화 정책으로 선회하였다. 이는 우리나라뿐 아니라 미국, 일본 등 대부분 국가에서 일어난 제도적 변화이다. 특히, 일본의 경우 2011년 동일본지진으로 발생한 후쿠시마 원전 사고로 일시적으로 RPS에서 FIT로 변경하여 재생에너지 설비의 획기적 증대를

가져왔으나 과도한 보상금 부담으로 원가를 전기요금에 부담함에 따라 제도의 실효성이 상실되어 2022년 FIP(Feed in Premium)로 전환하여 운영하고 있다.

FIT/FIP와 RPS 제도는 인센티브 방식인지 규제 방식인지의 정책적 수단의 차이는 있으나 재생에너지 발전사업자의 입장에서는 긍정적 요인으로 작용하여 두 제도 모두 재생에너지 발전량의 증대에 많은 일조를 하였다. 신재생에너지 발전량 관련 실증연구에 따르면 우리나라 신재생에너지 발전량 비중이 2011년에서 3%에서 2020년 9.03%로 증가하였다고 분석하고 있다[5]. 두 제도의 장단점 비교에 따른 연구보고서에 따르면 FIT는 보조금의 지급에 의한 재정적 부담의 발생이라는 한계가 있고, RPS는 공급의무량과 SMP의 변동성에 의한 수익 불확실성으로 투자유치 및 기술개발에 한계가 있고, 소수 대규모 사업자에 의한 시장의 과점 우려가 있다고 분석하고 있다[6]. 신재생에너지의 보급 확대 측면에서 FIT 도입 기간의 연평균 성장률 6.9%에 비해 RPS 도입 이후의 증가율이 11.6%인 것을 들어 제도 측면에서 RPS가 FIT보다 다소 나은 성과를 보인다고 판단하고 있다. 그럼에도 불구하고 신재생에너지 발전량이 정부 목표치에 크게 미달하고 있다는 점을 들어 RPS제도의 도입 취지에 비해 성과는 미흡한 것으로 판단한다. 이런 한계를 극복하기 위해 보고서는 SMP와 REC를 통합한 장기계약방식과 소규모 재생에너지 발전사업자를 위한 FIT 제도의 재도입을 권고하고 있다.

이러한 맥락에서 정부는 2017년 재생에너지 발전설비 증대를 위해 SMP와 REC를 결합한 장기고정계약방식과 함께 2018년에는 소규모 재생에너지 발전사업자를 위해 2023년을 일몰 기한을 설정한 한국형 발전차액지원제도(FIT) 제도를 시행하고 있다. 또한 2023년에는 풍력도 포함하여 장기고정계약방식을 도입할 예정이다. 이는 재생에너지 발전사업자에게 안정적 수익성을 제공하여 2030년 온실가스배출량 감축목표 달성 및 2050년 탄소중립 실현을 위한 재생에너지 발전량의 증대와 함께 전력 소비자 인근의 분산 전원 확대를 통한 계통에의 영향을 줄이기 위한 목적으로 시행하고 있다. 정부 발표자료에 따른 장기고정계약방식과 한국형 FIT의 제도 비교는 표 1과 같다[7].

표 1 장기고정가격 입찰계약 및 한국형 FIT 제도 비교

구 분	장기고정가격 입찰계약	한국형 FIT
참여대상	제한없음	30kW 미만 : 제한없음 100kW 미만 + 농축산어민 및 협동조합
계약기간	20년	20년
입찰여부	입찰 참여(경쟁방식)	별도입찰 없음 (‘18년 상반기 입찰 낙찰평균가
고정가격 (SMP + REC)	180,030원 (‘18년 상반기 입찰 낙찰평균가	189,175원
구매물량	연 500MW 내외	제한없음
신청기간	연 2회	연중

다른 한편, 해외의 사례를 보면 재생에너지 보급 정책이 FIT에서 RPS, 그리고 FIP로 변화하고 근래에 들어서는 경매 방식의 제도를 도입하고 있는 흐름을 보여준다. 이에 대한 국가별 제도 도입 사례에 대해 분석한 도표는 그림 1과 같다 [8].

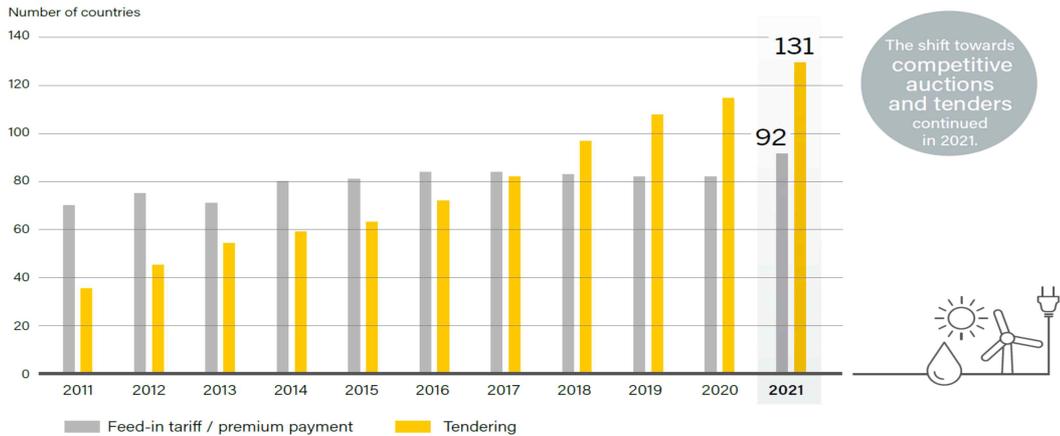


그림 1 보급정책 변화 추세

## 2.2 선행연구 분석

태양광 발전설비의 경제성과 관련한 선행연구는 주로 태양광발전을 최대화 하는 입지 선정이나 태양광 패널 설치 방법, 기상정보 예측에 따른 태양광 발전량 예측, 요금정책 또는 보급지원 제도와 정책의 효과성 분석에 관한 연구가 주류를 이루고 있다. 본 논문에서 다루고자 하는 TOU 변경에 관련된 해외 연구로는 미국의 캘리포니아지역 대상으로 TOU 변경에 따른 소비자 및 발전사업자에 미치는 영향에 관한 연구와 TOU 변경에 대응해 ESS를 도입함으로써 수익성을 향상시키는 방안에 관한 연구 등이 있다. 국내에서는 제주지역 TOU 변경에 자가용 건물 태양광발전 고객에 관한 수익성 분석연구와 제주지역 태양광발전 출력제한을 줄여 재생에너지 발전설비 보급을 확대하기 위한 수단으로 TOU 변경의 효과성을 분석하는 연구가 있다. TOU 관련한 선행연구는 현재의 시장환경에서 태양광사업자의 수익의 변화를 분석하거나 재생에너지 발전의 확대를 위해 소비자의 수요패턴을 바꾸기 위한 수단의 연구인 반면 본 연구에서는 태양광 설비 kW당 가치를 동등하고 상정하고 TOU 변경에 따른 건물 태양광발전 사업모델 간의 경제성에 미치는 상대적인 영향을 수익률 측면에서 비교 분석하는 데 있다. 이를 통해 TOU 변경에 따라 탄소배출량 감축이라는 같은 목적으로 만들어진 건물 태양광발전 보급 정책에 따른 건물 태양광발전 사업모델 사이의 경제적 영향도를 분석하여 공정한 보상에 대한 기초를 제공하는 데 있다.

재생에너지 발전설비에 관한 선행연구로는 크게 (1) 재생에너지 발전설비의 보급·확대를 위한 법·제도와 요금정책 설계에 관한 정책적 연구, (2) 재생에너지 발전설비의 이용률을 높이기 위한 태양광 설비의 입지나 패널 설치 방법에 관한 연구, (3) 태양광 발전설비의 발전량 예측을 위한 기상정보 예측연구 분야에 집중되어 있다. 재생에너지 발전량의 급증에 따른 발전출력 감축 문제는 제주지역의 빈번한 발생에 따라 합리적 감축 방법에 따른 연구나 발전출력 감축 빈도를 줄이기 위한 수단으로서 TOU 시간대 구분의 변경이나 ESS 활용 또는 플러스 DR 등의 도입에 관한 연구가 최근 나오기 시작하고 있다.

법·제도적 연구로서는 재생에너지 법·제도에 대한 연구가 이루어져 FIT와 RPS 제도의 효과성에 관한 실증적 연구 사례들이 있으며 이를 통해 정부의 법·제도적 개선을 권고하기 목적이거나 재생에너지 발전사업자의 입장에서 수익성에 직결되는 분야로서 중요한 의미를 지닌다고 볼 수 있다[5, 6]. 그러나 이러한 연구는 거시적 연구 분야로서 TOU 시간대 구분 변경처럼 운영 과정에 발생한 미시적 변화 요인에 의해 발생하는 경제적 영향 요인에 대한 분석으로서는 적절하지 않다. 더욱이, 제도의 변경 시 기존 제도하의 사업자의 이익을 보호하기 위한 제도가 보장하는 사업 기간까지 기존 제도의 효력이 유지되므로 해당 제도하에 사업을 영위한 사업자에게는 영향이 발생하지 않는다.

다른 한편 태양광 설비 이용률을 높이기 위한 패널 각의 결정 연구[9]와 태양광발전 설비의 설치유형인 고정식과 고정가변식 방법에 따른 운전 효율 분석 연구[10], 그리고 공동태양광 옥상 태양광 패널의 발전량 및 경제성 분석 연구[11], 임차 공간 설치의 태양광 발전시스템에 관한 연구[12] 등이 있으나 이들 연구는 태양광발전 설비의 신규 도입에 관한 연구로서 운영 중인 설비에 영향을 미치는 TOU의 시간대 구분 변경처럼 보급지원 제도하의 설비 운영사업자에게 미치는 경제성 분석연구와는 다르다. 태양광발전 설비나 풍력설비의 경우 기상 여건에 따라 수익성이 극명하게 변동되므로 발전량의 예측에 관한 연구가 주류를 이루고 있다. 다양한 영역에서 연구가 이루어지고 있으며, 기상 예측에 따른 수상 태양광 발전량 예측연구[13], 기상 빅데이터를 활용한 신재생에너지 발전량 예측 모형 연구[14]가 있다. 최근, 재생에너지 사업자의 전력시장 입찰 참여 시 발전량 예측정확도에 대한 인센티브 제공에 따른 유인으로 이루어진 신재생 예측시장 참여를 위한 예측 모델 연구가 있다[15].

태양광발전 설비의 경제성 평가 관련으로 본 논문에서 다루고자 하는 TOU 시간대 구분의 변경에 관한 연구는 많지 않다. 이는 재생에너지 설비투자를 바라보는 사업자의 시선이 법·제도적 보급지원 제도의 인센티브에 대한 반대급부로서 투자자의 효과성이 중요하며, 이러한 관점에서 사업자는 최선의 이득을 제공하는 제도 하의 재생에너지 발전 사업모형을 결정하기 때문에 발생한 결과로 여겨진

다. 그러나, 최근 제주에서 나타나는 사례처럼 재생에너지 설비용량의 급격한 증가에 따라 TOU 요금제 변경에 관한 연구가 국내외에서 일부 이루어지고 있다. 해외 사례를 보면 미국 캘리포니아주의 재생에너지 급증에 따라 TOU Rate 변경에 관한 선행연구가 있다[3].

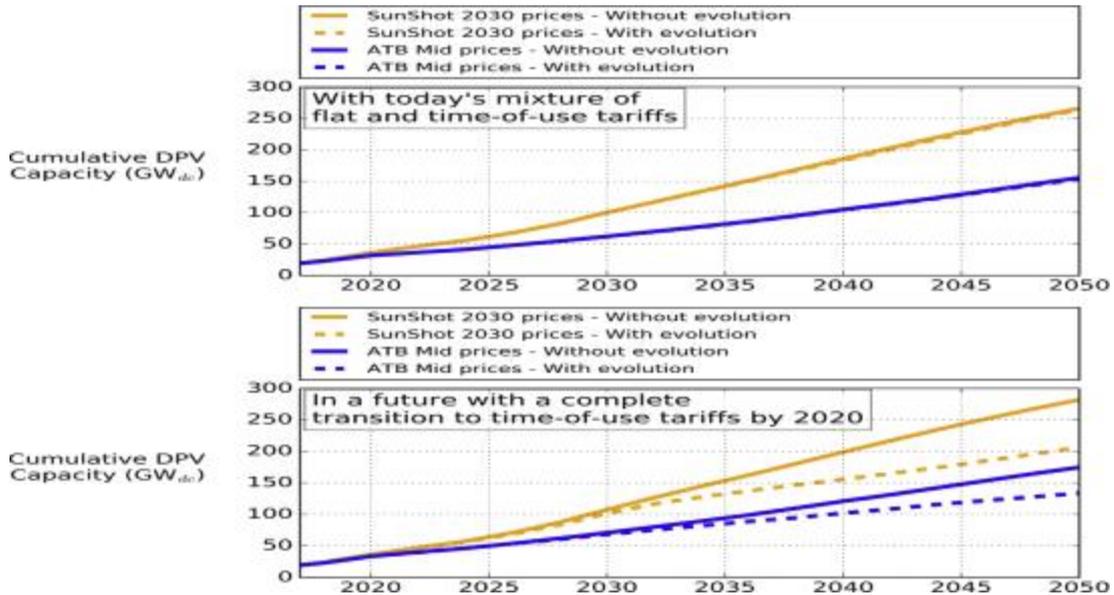


그림 2 TOU 시간대 변경에 따른 분산형 태양광발전설비 구축용량의 변화

해당 연구의 시뮬레이션 결과를 보여주는 그림 2에서 볼 수 있듯이 분산형 태양광발전 사업자(DPV, Distributed Photovoltaic)에 의한 태양광 설비 규모가 어느 정도의 시간 격차를 두고 상당한 수준으로 감소하는 것으로 나타났다. 그림 2는 해당 연구에서 수행한 결과를 보여준다[3].

제주지역 출력감축에 따른 대책으로 TOU의 시간대를 이동하여 시뮬레이션한 연구가 있다[16]. 해당 연구에서는 재생에너지 출력제한을 위해 전력수요를 경감시키는 수단으로 TOU의 시간대를 변경시키는 방안을 제안하고 있다. 일견 소비자의 합리적 소비를 통해 재생에너지 발전량의 손실을 경감시킬 것으로 예상되나 한계도 있다. TOU의 시간대 이전은 건물 태양광발전 설비사업자와 전력 소비자의 수익과 편의의 희생과 여타의 재생에너지 사업자나 기존 발전사업자의 이득 사이의 공정성의 문제를 일으키는 한계도 존재한다. 자가소비형 건물태양광

발전사업자에 대해 변경된 TOU 시간대 변경에 따른 연구에 따르면 자가소비형 건물 태양광발전 사업자의 수익에 상당한 감소를 일으킨 것으로 나타났으나 자가소비형 건물 태양광발전 사업모델에만 국한하여, 분산형 재생에너지로 분류되는 다른 수익구조의 건물 태양광발전 사업모델에 대한 경제적 영향 분석이 이루어지지 않았다[17].

본 논문은 서로 다른 보급지원 제도하에서 TOU 시간대별 구분이 변경되는 요인에 의해 발생하는 건물 태양광발전 사업모델의 상대적인 경제적 영향도를 분석하고 RE-100에 따른 환경변화 요인을 반영한 기존 태양광발전 사업모델의 미래가치를 평가하는 데 연구의 차별성이 있다. TOU 시간대 구분 변경 시 태양광 발전에 대해 건물 태양광 설비를 운영하는 사업모델별로 미치는 영향을 TOU 변경 전후를 사업모델에 따라 비교분석하고, 정부의 RE100 정책 확대에 따른 편익의 효과를 반영하여 그 결과를 건물 태양광발전 사업운영자에게 제공하여 향후 수익 증대 방안 모색이나 운영모델 전환에 활용되기를 바란다. 이를 위해 동등한 탄소 감축량 목표 달성에 기여하는 건물 태양광발전 운영모델을 비교 분석하여 운영사업자에게 미래 운영에 활용할 수 있는 정량적 분석데이터를 제공하고자 한다. 다른 한편, 제주지역에 적용한 변경된 TOU를 여타 산업군별로 적용할 시 제주지역 건물태양광사업자와의 상대적 영향도를 비교하여 제도 변경의 보편성에 대해서 비교 평가하고자 한다.

### 3. 분석 모형 및 분석 방법

#### 3.1. 분석 모형

본 논문에서 제시하는 연구 모형은 현재의 건물 태양광발전 사업모델에 적용되는 제도를 기반으로 건물 태양광발전 사업모델의 수익구조를 도출하고, 각 수익구조에 영향을 주는 요소를 도출하여 각각의 요인에 대한 분석을 수행하고, 그를 토대로 본 논문의 목적인 TOU의 시간대별 구분의 변경에 대한 건물 태양광발전 사업모델 간의 수익성 변동 영향을 경제성 평가 방법론을 적용하여 정량적으로 분석하는 것이다. 또한, 재생에너지 거래 시장 환경의 역동성을 반영하여 최근 정부가 도입하거나 도입 예정인 재생에너지 보급지원 사업의 변화 요인을 추가로 반영하여 미래의 변동성을 추가적 분석하고자 한다. 그림 3은 연구하고자 사업모델의 경제성 분석 모형을 나타내고 있다.

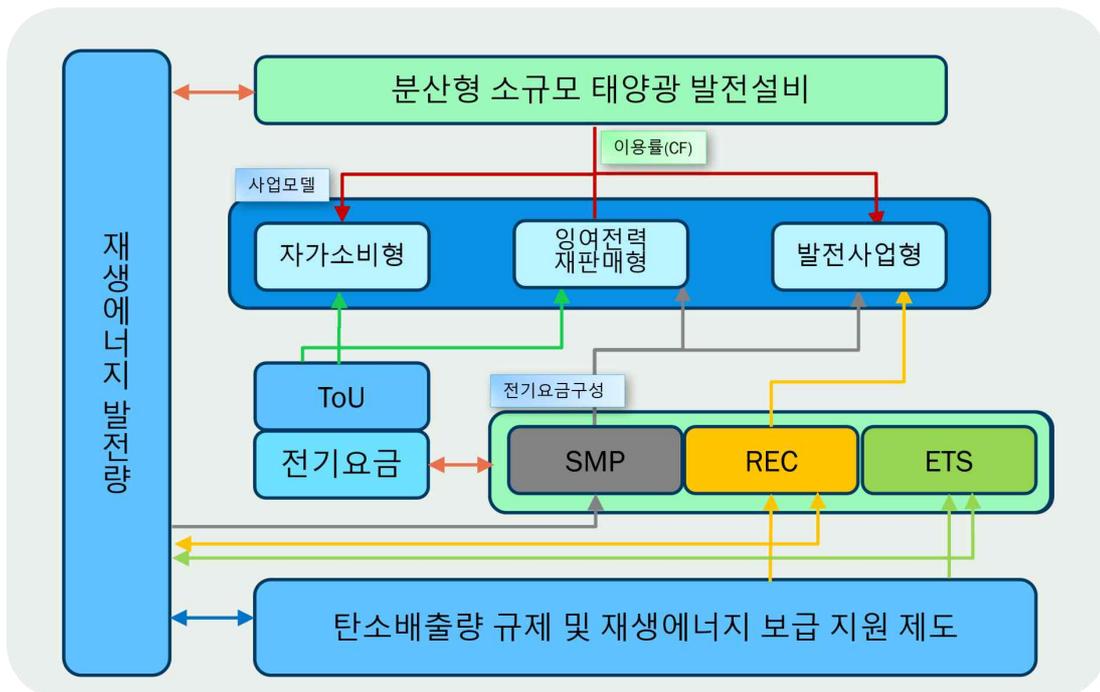


그림 3 분석 모형

그림 3에 나타난 본 논문의 분석 모형에 따르면 탄소배출량 감축목표를 달성하기 위해 제정된 법·제도적 규제 환경에 기인하여 만들어진 탄소배출권(ETS)과 재생에너지 공급인증서(REC)의 경제적 유인은 재생에너지 발전량의 급증으로 이어지고, 이는 연쇄적으로 SMP와 REC 가격에 영향을 미치고, 이는 다시 TOU의 시간대 구분의 변경에 영향을 미치는 역동적인 관계를 나타낸다. 또한, 발전사업자의 수익성 극대화 추구 행위는 재생에너지 설비의 이용률을 증대시키는 기술개발 동력으로 작동하고, 이는 다시 재생에너지 발전량의 증대를 일으켜 재생에너지 발전사업자의 수익성을 악화시키는 역작용을 한다. 다른 한편으로는 기존 발전사업자와 재생에너지 사업자 간 수익구조 상의 충돌로 제주지역 재생에너지 발전설비에 대한 잦은 출력제어로 이어지고 있으며, 제주지역의 TOU 시간대 구분의 변경 요인도 설명될 수 있다.

본 논문의 연구는 TOU의 시간대별 구분의 변경에 따라 그림 3의 분석 모형에 있는 (1) 자가소비형, (2) 잉여전력재판매형, (3) 발전사업형 모델의 태양광발전량에 대한 수익구조를 구성하는 핵심 변수인 태양광 발전량, SMP, REC, 부하 사용량, 전기요금제도 중 전기요금 제도의 TOU 시간대 이동에 따른 3개의 사업모델에 미치는 경제적 영향성을 비교하는 것이다. 본 논문의 연구 배경인 TOU의 시간대 구분의 변경은 3가지 사업모델의 핵심 변수인 태양광 발전량의 증가로 인해 나타나는 결과이므로 3가지 건물 태양광발전 사업모델 간의 경제적 영향도에 대한 비교분석은 의미가 있다고 판단된다.

### 3.1.1 전기요금제도

우리나라 전기요금은 전기사업법, 물가안정에 관한 법률, 공공기관의 운영에 관한 법률에 근거하여 산정된 요금을 전기위원회의 심의를 거쳐 결정된다. 요금 제도는 9가지 계약종별 요금체계를 지니고 있다. 전기요금 제도에 영향받는 모델은 자가소비형 모델과 잉여전력재판매형 모델로서 전기요금 제도에 따른 태양광 발전설비의 발전 수익은 TOU 요금표상의 계시별 요금에 발전량을 곱한 결과를 운영 기간에 걸쳐 합산한 결과로 계산된다,

산업용(을) 전기요금은 기본요금, 전력량 요금, 기후환경요금, 연료비조정요금을 합산하여 산출되는 데, 한전 사이버지점의 “한글 전기요금표”에 따르면 개개의 구성 요소별 산정 방식은 표 2와 같다.

표 2 전기요금 구성요소

전기요금 구성	기본 요금	전력량 요금	기후환경요금	연료비조정요금
구성별 계산방식	요금적용기준	사용량비례요금 (TOU 단가)	RPS이행비용 ETS이행비용, 석탄발전 감축비용	월간사용전력량* 연료비조정단가

본 논문의 태양광 발전량 가치는 전력량 요금에 의해 평가되고, 전력량 요금은 TOU 요금테이블에 의해 결정된다. TOU 개정 이전과 이후의 계시별 요금표는 표 3과 같다.

표 3 TOU 변경 전후 계시별 요금표

부하구분	TOU 변경 전('20.09~ '21.08)			TOU 변경 후('21.09 ~ '21.08)		
	여름 (6~8)	봄·가을 (3~5,9~10)	겨울 (11~2)	여름 (6~8)	봄·가을 (3~5,9~10)	겨울 (11~2)
경부하	61.6	61.6	68.6	84.8	84.8	91.8
중간부하	114.5	84.1	114.7	137.7	107.3	137.9
최대부하	196.6	114.8	172.2	219.8	138	195.4

### 3.1.2 SMP

SMP는 전력 거래 시장에서 결정되는 계통한계가격으로 거래에 참여한 발전기의 입찰가격 중 가장 큰 가격을 기준으로 결정된다. 잉여전력재판매형 모델과 발전사업형 모델의 경우 월별 가중평균 SMP 가격으로 정산한다. 전력 거래 시장에서 거래되는 재생에너지 발전량의 경우는 시간대별 SMP 가격으로 정산이 이루어진다. 현재 우리나라는 육지 지역과 제주지역을 구분하여 관리하는 데, 전력통계정보시스템(EPSS)에서 발췌한 표 4는 본 논문에서 잉여전력재판매형 모델과 발전사업형 모델의 발전량 판매가격에 적용되는 가격이다.

표 4 가중평균 SMP

SMP 적용 기준월	제주지역 SMP 가격(원/kWh)	육지지역 SMP 가격(원/kWh)
2021년 09월	149.31	98.21
2021년 10월	130.14	107.53
2021년 11월	149.77	126.83
2021년 12월	175.72	142.46
2022년 01월	206.86	153.82
2022년 02월	229.85	196.93
2022년 03월	229.05	192.34
2022년 04월	250.33	201.58
2022년 05월	263.73	139.06
2022년 06월	214.32	128.84
2022년 07월	261.31	150.60
2022년 08월	340.91	196.02

### 3.1.3 REC

REC 가격은 전력거래소를 통해 이루어지는 장기고정계약에 따라 가격이 결정되는 계약시장 가격과 매주 2회 경매 형식으로 가격이 결정되는 현물시장 가격이 존재한다. 본 논문에서 대상으로 하는 건물 태양광발전 사업모델은 한전과 PPA 계약을 맺는 사업모델로서 현물시장 가격을 기준으로 한전과 판매하는 발전량에 적용하여 발전 수익을 계산한다. 표 5는 전력거래소의 신재생 원스톱 사업정보 통합정보에서 발췌한 제주지역 REC에서 월간평균가격을 계산하여 도출한 가격이다.

표 5 월평균 REC

SMP 적용 기준월	월평균가격(원/MWh)
2021년 09월	31,511
2021년 10월	35,215
2021년 11월	38,846
2021년 12월	38,779
2022년 01월	46,211
2022년 02월	56,036
2022년 03월	47,520
2022년 04월	52,852
2022년 05월	52,970
2022년 06월	54,492
2022년 07월	55,606
2022년 08월	62,160

## 3.2 데이터 취득 방법

본 논문에서 건물 태양광발전 사업모델 간 수익성을 비교 분석하기 위해서는 비교 대상 사업모델 고객정보의 취득이 필수적이다. 본 논문에서는 선행연구[16]에 사용된 고객정보를 저자의 동의하에 취득할 수 있었다. 본 연구에서는 3가지 유형의 사업모델 분석을 위해 선행연구가 분석한 고객 중 하나의 고객을 선정하여 자가소비형 기준 고객으로 삼은 후, 기준 고객정보를 활용하여 비교 대상 고객데이터를 생성하였다.

### 3.2.1. 선행연구 취득자료

본 연구는 건물 태양광발전 사업모델 간의 영향 분석을 위해 선행연구 저자에게서 사례연구에 사용한 기초정보를 취득하여 분석을 기준 데이터로 활용하였다. 선행연구 취득 자료는 자가소비형 설비 정보, 태양광 발전량 정보와 순부하량 정보(Net Metering Data)로 구성된다. 총부하량 정보는 태양광 발전량 정보와 순부하량 정보의 합으로 산출되며, TOU 시간 구분 부하량은 한전에서 제공하는 전기요금고지서상에서 부하 구분(경부하, 중간부하, 최대부하)에 따른 순부하량에서 도출된다.

#### 가. 건물 태양광발전 설비 정보

선행연구의 건물 태양광발전 설비정보는 표 6과 같다[17].

표 6 기준 고객 설비 및 요금제 정보

설비 용량	투자비	설치 연도	적용 요금제
75kW	188(백만원)	2015년	산업용(을) 고압A 선택 I

## 나. 태양광 설비 발전량 데이터

선행연구 저자가 제공한 TOU 변경 전후 태양광 발전량 데이터는 표 7, 표 8  
과 같다[17].

표 7 TOU 변경전 발전량

시간	09/'20	10/'20	11/'20	12/'20	01/'21	02/'21	03/'21	04/'21	05/'21	06/'21	07/'21	08/'21
6	0	0	0	0	0	0	3	1	2	5	2	0
7	41	19	3	0	0	12	63	37	69	78	49	22
8	234	235	106	33	15	171	327	222	276	310	219	176
9	457	569	338	206	123	426	676	541	619	624	518	503
10	634	810	559	390	285	751	983	887	932	879	776	731
11	839	1,091	754	514	417	953	1,142	1,191	1,175	1,026	931	891
12	895	1,179	827	660	514	1,025	1,281	1,355	1,342	1,173	1,049	941
13	892	1,140	819	730	651	994	1,238	1,454	1,457	1,283	1,123	949
14	853	1,034	734	646	627	902	1,072	1,494	1,467	1,275	1,170	955
15	703	778	584	463	503	676	921	1,209	1,250	1,167	1,068	834
16	472	513	319	244	299	420	643	988	1,048	944	904	760
17	258	233	98	61	117	139	286	737	786	697	741	535
18	67	20	2	1	13	7	43	373	480	480	458	342
19	5	0	0	0	0	0	0	84	159	185	206	114
20	0	0	0	0	0	0	0	2	14	28	30	12

표 8 TOU 변경후 발전량

시간	09/'20	10/'20	11/'20	12/'20	01/'21	02/'21	03/'21	04/'21	05/'21	06/'21	07/'21	08/'21
6	0	0	0	0	0	0	3	1	2	5	2	0
7	41	19	3	0	0	12	63	37	69	78	49	22
8	234	235	106	33	15	171	327	222	276	310	219	176
9	457	569	338	206	123	426	676	541	619	624	518	503
10	634	810	559	390	285	751	983	887	932	879	776	731
11	839	1,091	754	514	417	953	1,142	1,191	1,175	1,026	931	891
12	895	1,179	827	660	514	1,025	1,281	1,355	1,342	1,173	1,049	941
13	892	1,140	819	730	651	994	1,238	1,454	1,457	1,283	1,123	949
14	853	1,034	734	646	627	902	1,072	1,494	1,467	1,275	1,170	955
15	703	778	584	463	503	676	921	1,209	1,250	1,167	1,068	834
16	472	513	319	244	299	420	643	988	1,048	944	904	760
17	258	233	98	61	117	139	286	737	786	697	741	535
18	67	20	2	1	13	7	43	373	480	480	458	342
19	5	0	0	0	0	0	0	84	159	185	206	114
20	0	0	0	0	0	0	0	2	14	28	30	12

TOU 변경 전후의 태양광 발전량을 시각적으로 비교한 그림 4를 보면 발전량의 변화는 극히 미미하여 동등하다고 볼 수 있다.

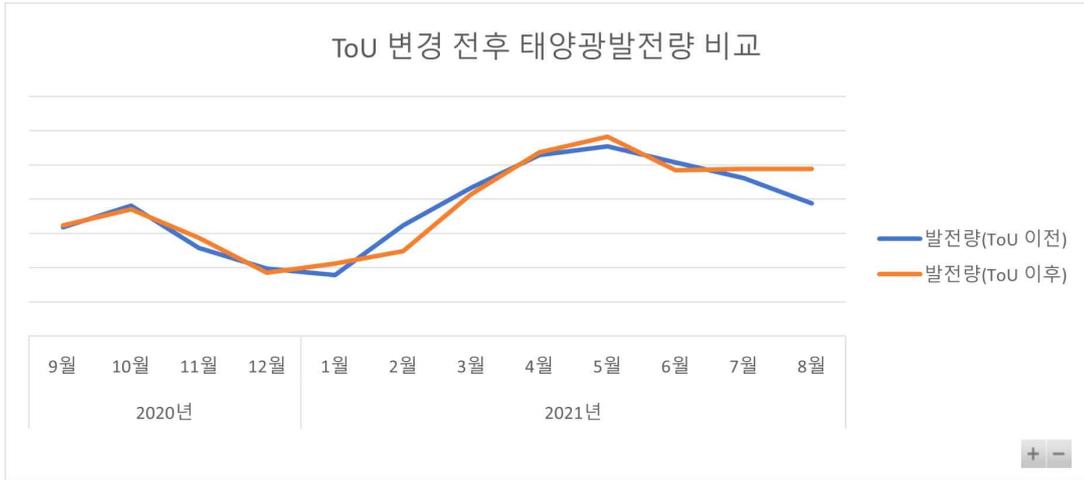


그림 4 TOU 변경 전후 태양광 발전량 비교

또한, 기상청 기상자료개방포털 사이트에서 종관기상관측(ASOS) 제주도 월간 일조시간 데이터를 엑셀 데이터로 내려받아 가공한 도표는 그림 5와 같다.

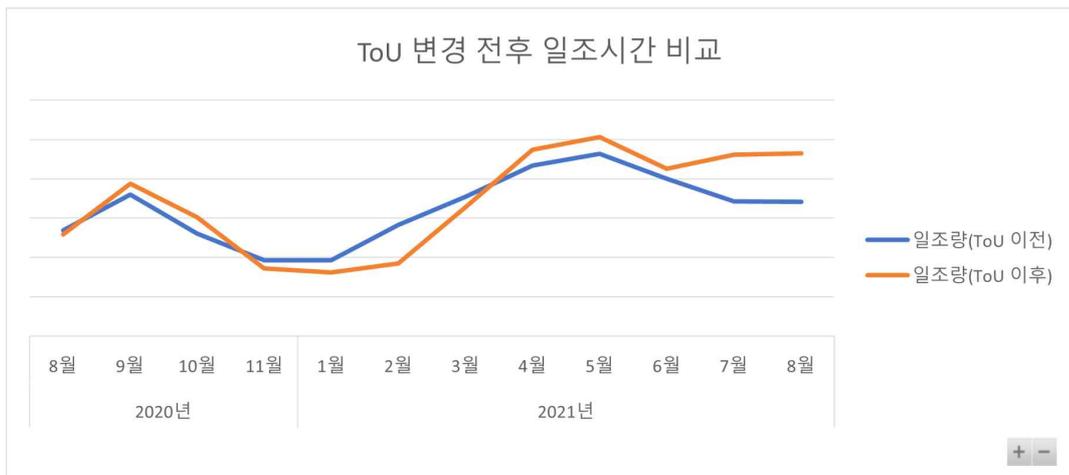


그림 5 TOU 변경 전후 일조시간 비교

#### 다. 부하량 데이터

선행연구 저자가 제공한 TOU 변경 전후 순부하량 데이터와 위의 태양광 발전량 데이터를 이용한 순부하량과 총부하량은 표 9, 표 10과 같다[17].

표 9 TOU 변경전 부하량

부하 구분	09/'20	10/'20	11/'20	12/'20	01/'21	02/'21	03/'21	04/'21	05/'21	06/'21	07/'21	08/'21
경부하	39,643	38,868	36,615	46,144	49,391	39,411	39,929	34,656	37,467	40,203	48,293	50,654
중간 부하	45,752	31,958	44,252	67,443	72,610	53,114	41,694	35,190	32,947	50,492	65,782	60,608
최대 부하	46,348	26,547	26,936	40,280	41,808	32,367	37,308	29,604	28,690	51,395	69,499	65,256
순부하	131,743	97,373	107,803	153,867	163,809	124,892	118,931	99,450	99,104	142,090	183,574	176,518
총부하	138,093	104,994	112,946	157,815	167,373	131,368	127,609	110,025	110,180	152,244	192,818	184,283

표 10 TOU 변경후 부하량

부하 구분	09/'21	10/'21	11/'21	12/'21	01/'22	02/'22	03/'22	04/'22	05/'22	06/'22	07/'22	08/'22
경부하	40,510	40,858	33,052	37,842	41,657	39,088	38,674	33,343	38,053	42,623	47,592	49,383
중간 부하	64,936	49,704	52,014	72,408	86,435	78,397	56,668	44,329	46,925	64,432	98,122	104,608
최대 부하	28,548	23,061	24,191	29,171	30,521	28,495	23,315	21,301	23,216	28,910	38,368	41,893
순부하	133,994	113,623	109,257	139,421	158,613	145,980	118,657	98,973	108,194	135,965	184,082	195,884
총부하	140,463	121,038	115,001	143,134	162,848	150,941	126,962	109,720	119,830	145,644	193,851	205,660

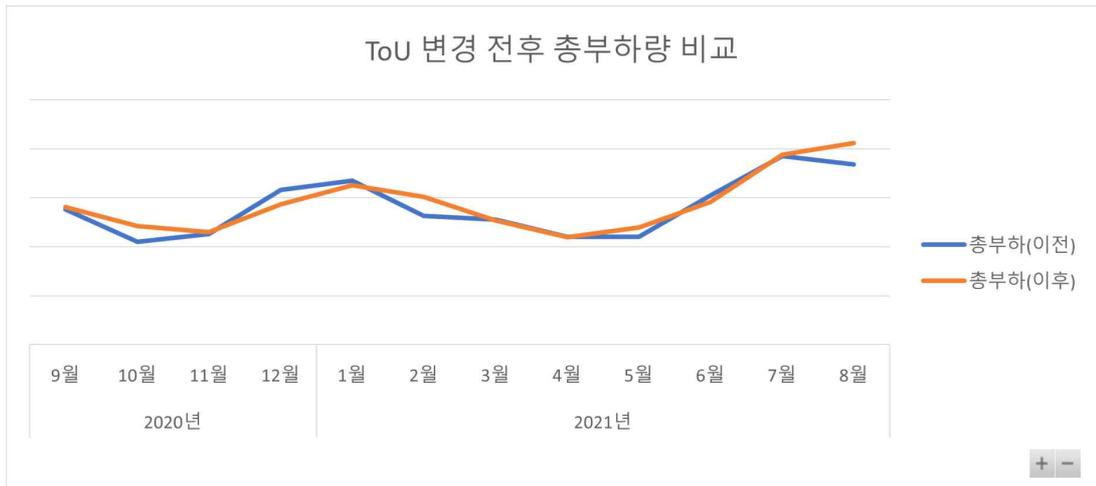


그림 6 TOU 변경 전후 총부하량 비교

월별 부하구분 순부하량에 태양광 발전량을 합산한 TOU 변경 전후의 총부하량 비교 도표는 그림 6과 같다.

그림 7에서 보이듯 최대부하구간 부하량이 감소한 반면, 중간부하구간 부하량은 증가하였다. 따라서, 시간대별 부하량 차이가 건물 태양광발전 고객 수익성에 차이를 나타내는 주요 원인이 될 것임을 추정할 수 있다.

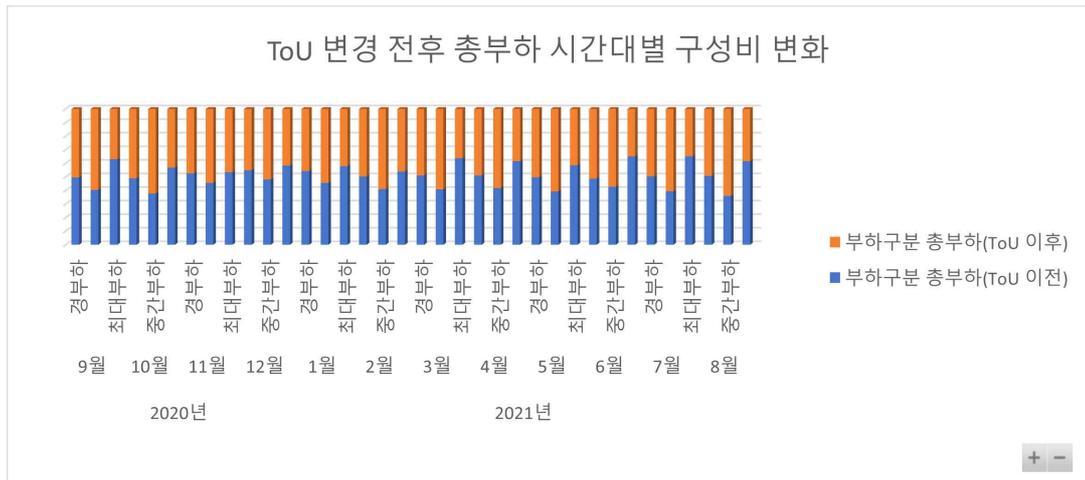


그림 7 TOU 변경 전후 부하구간 총부하 변화

### 3.2.1. 사업모델별 발전설비, 부하량 및 발전량 데이터 생성

#### 가. 설비 규모 및 부하량 산정

본 논문에서는 건물 태양광발전 사업모델을 자가소비형 모델, 잉여전력재판매형 모델, 발전사업형 모델로 구분하여 경제성 영향평가를 수행하고 있다. TOU 시간대 구분의 변수에 의한 3가지 모델의 상대적 영향도를 분석하기 위해서는 기상조건의 변동성과 고객 부하의 변동성을 통제하기 위해 동일한 장소, 동일한 부하패턴 그리고 동일한 태양광 설비를 가정해야 한다. 이러한 조건을 충족시키기 위해 3가지 사업모델의 태양광 설비 데이터를 표 11과 같이 생성하였다. 먼저, 자가소비형 모델과 발전사업형 모델의 경우는 동일한 제원의 동일한 설비 규모를 적용하고, 잉여재판매모델의 경우는 잉여전력 판매를 위해 태양광 설비 규모를 동일하게 적용하고, 잉여전력판매가 가능한 수준으로 고객 부하량을 일정 규모(기준 고객 부하량의 90%)로 줄여 적용하였다. 잉여전력재판매형 부하량은 “나. 잉여전력재판매형 사업모델 부하 데이터 생성방법”을 적용해 산정하였다.

표 11 사업모델별 태양광 설비 및 부하량 정보

대상 고객	태양광 설비	연간 총부하량	적용 요금제
자가소비형	<ul style="list-style-type: none"> <li>설비용량 : 75kW</li> <li>투자비 : 188(백만원)</li> </ul>	• 1,735,092kWh	산업용(을) 고압 A 선택 I
잉여판매형		• 173,509kWh	
발전사업형		• -	

3가지 모델 모두 동일 장소, 동일 규모의 발전설비를 채택하여 태양광설비 발전량 데이터도 모두 같은 데이터를 갖게 된다. 해당 데이터는 분석을 위한 도구인 마이크로소프트의 엑셀 프로그램에 담고, 태양광 데이터와 부하량 데이터는 분석의 용이성을 위해 마이크로소프트사의 데이터베이스 도구인 MS-SQL에 테이블형태로 저장하였다.

#### 나. 잉여전력재판매형 사업모델 부하 데이터 생성방법

잉여전력판매형 모델의 부하 데이터를 산정하기 위해서는 기저부하를 자가소비형 부하 데이터로부터 추정해야 한다. 기준 고객은 산업용(을) 고압A 선택 I 요금제이므로 토요일과 휴일(일요일, 법정 휴일)의 부하량을 고려해야 경부하, 중간부하, 최대부하를 실제의 부하 사용에 맞게 계절별 경부하, 중간부하, 최대부하를 바르게 산정할 수 있다. 한전 전기요금 제도에 따르면 평일 부하의 경우는 TOU 테이블에 따라 “경부하”, “중간부하”, 최대부하“를 시간대별 검침을 하지만, 토요일의 경우 모든 시간대에 걸쳐 같이 중간부하로, 휴일인 경우는 모든 시간대에 걸쳐 경부하로 계상한다. 그러나, 건물입주형 산업용(을) 고객의 경우, 평일에만 시간대별 부하의 구분이 있고 토요일이나 휴일인 경우는 기저부하만 가동한다는 전제하에 시간대별 부하구분에 따른 부하량을 산정할 필요가 있다.

##### (1) 기저부하와 중간부하 계상

요금계산을 위해 중간부하 시간대로 적용되는 토요일 부하패턴이 실제적으로는 일요일 부하패턴과 같은 점을 고려하여 산출한 경부하량, 중간부하량과 최대부하량을 산출하는 계산식은 수식 1과 같다.

$$\begin{aligned} \text{경부하} &= (\text{월간 경부하시간 부하량}) / (\text{평일 일수} * \text{평일 경부하 시간} + \text{일요일 일수} * 24) \\ \text{중간부하} &= (\text{월간 중간부하시간 부하량} - \text{기저부하} * \text{토요일 일수} * 24) / (\text{평일 일수} * \text{평일 중간부하시간}) \\ \text{최대부하} &= (\text{월간 최대부하시간 부하량}) / (\text{평일 일수} * \text{평일 최대부하시간}) \end{aligned}$$

수식 1 부하시간대별 부하량 계산식

부하 구간별 일일 점유 시간은 표 12와 같고, TOU 변경 전후 평일, 토요일, 휴일 일수 데이터는 표 13, 표 14와 같다.

표 12 부하 구분별 일일 점유 시간

부하 구분	경부하	중간부하	최대부하 시간
일일 점유 시간	10	8	6

표 13 기준년도 평일과 휴일 일수

월	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8
평일	21	19	21	22	20	18	22	22	19	22	22	21
토요일	4	5	4	4	5	4	4	4	5	4	5	4
일요일	4	4	5	4	5	4	4	4	5	4	4	5
평일휴일	1	3	0	1	1	2	1	0	2	0	0	1
계	30	31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	31

표 14 비교년도 평일과 휴일 일수

월	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8
평일	19	19	22	23	20	18	21	21	21	20	21	22
토요일	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4
일요일	4	5	4	4	5	4	4	4	5	4	5	4
평일휴일	3	2	0	0	1	2	2	0	1	2	0	1
계	30	31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	31

위의 수식과 연간 평일과 휴일 데이터를 갖고 산출한 단위 시간당 경부하(기저부하), 중간부하, 최대부하 데이터를 TOU 변경 전후 월별 주간 평일 TOU 데이터는 그림 8과 그림 9와 같다.

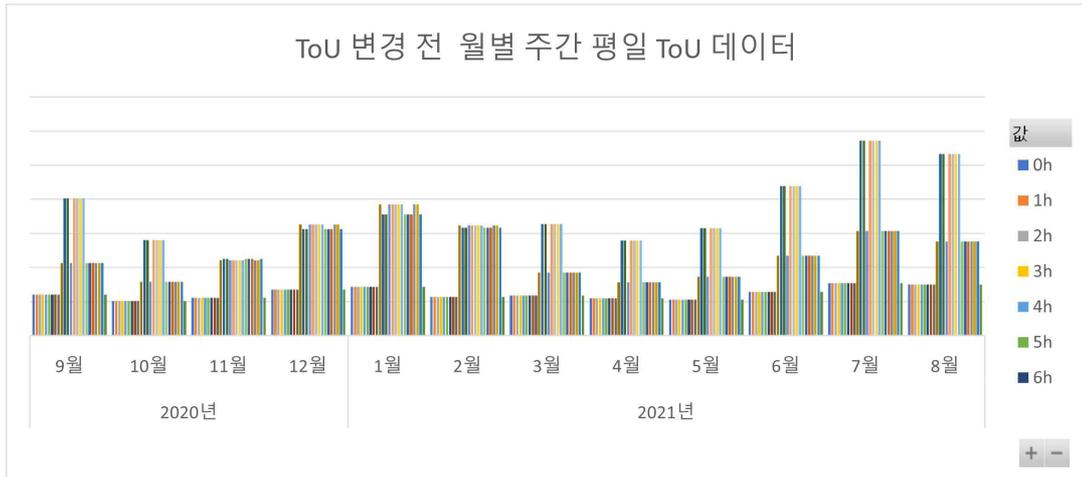


그림 8 TOU 변경전 월별 평일 TOU 데이터

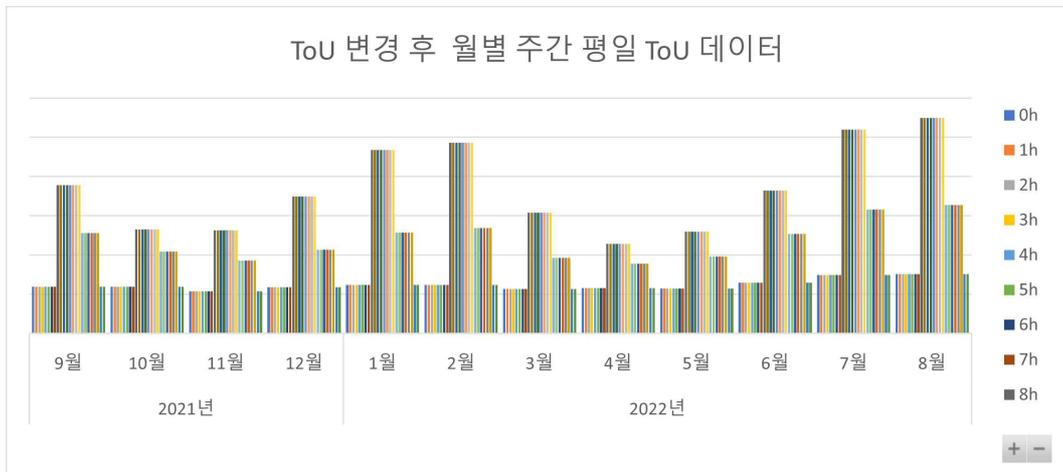


그림 9 TOU 변경후 월별 평일 TOU 데이터

위의 TOU 변경 전후의 TOU 시간대별 부하를 보면 TOU 변경 후에 중간부하 구간의 부하량이 최대부하 구간대의 부하량에 비해 상당히 많이 증가하여 태양광발전 상계수익이 감소할 것으로 예상할 수 있다.

평일과 토요일 그리고 휴일 TOU 데이터를 종합하여 월별 시간대별 총 TOU 데이터의 패턴은 그림 10과 그림 11과 같다. 그림에서 보듯이 토요일, 휴일을 포함한 영향으로 경부하 시간대의 부하량이 증가한 것을 확인할 수 있다.

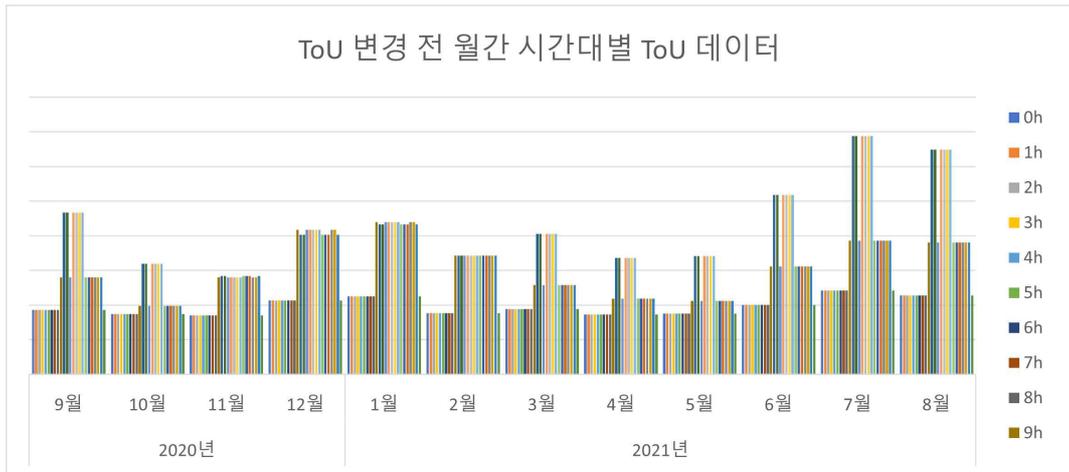


그림 10 TOU 변경전 월간 시간대별 TOU 데이터

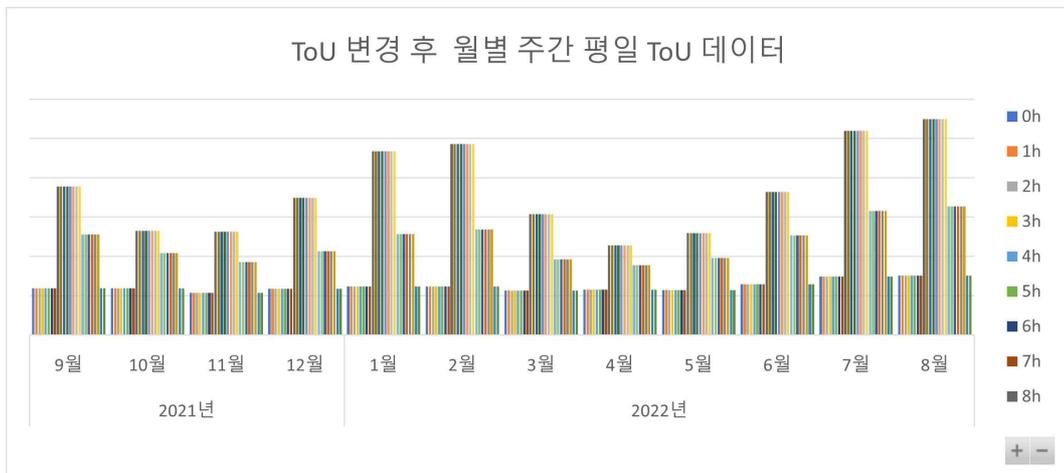


그림 11 TOU 변경후 월간 시간대별 TOU 데이터

## (2) 잉여전력재판매형 부하량 생성

잉여전력재판매형 태양광 설비는 자가소비형 태양광 설비와 동일한 규모로 설정하고, 태양광발전량의 고객 부하를 넘도록 부하량을 감축하여 생성하는 데 같은 부하 패턴을 적용하기 위하여 비교 기간 전체에 걸쳐 부하 데이터에 대해 일률적으로 자가소비 고객 총부하량의 20%를 잉여전력재판매형 사업모델 고객의 부하로 산정하였다.

### 3.2.2. 사업모델별 요인별 데이터

사업모델별 수익성에 영향을 주는 요인은 TOU 요금, REC 가격, SMP 가격이 있다. 이들 데이터는 “3.1.1 전기요금제도”, “3.1.2 SMP”, “3.1.3 REC”에서 결정된 데이터를 적용하였다.

### 3.2.3. 산업군 고객과의 비교 데이터

산업별 부하 데이터는 2022년 전력소비행태분석 자료를 엑셀 형태의 데이터로 취득하였다[18]. 표 15는 예시로 2022년 1월 시간대별 데이터를 보여주고 있다.

표 15 업종별 월간 시간대별 TOU 데이터

월	시간	전자 부품, 컴퓨터, 영상, 음향 및 통신장비 제조업	컴퓨터 프로그래밍, 시스템 통합 및 관리업	정보서비스업	연구개발업
1	1	954.2	974.4	865.0	806.0
1	2	956.7	976.6	850.5	799.8
1	3	958.7	971.4	843.8	798.8
1	4	955.9	969.9	837.6	799.0
1	5	955.6	972.4	836.5	806.5
1	6	956.2	970.2	860.9	825.3
1	7	964.1	978.7	917.1	888.6
1	8	992.5	992.9	978.7	1004.6
1	9	1044.2	1013.2	1081.3	1161.8
1	10	1062.5	1029.5	1153.0	1276.9
1	11	1058.6	1035.3	1178.5	1269.1
1	12	1054.2	1028.2	1170.1	1234.0
1	13	1034.5	1025.9	1119.3	1208.4
1	14	1045.2	1030.1	1129.4	1213.5
1	15	1049.1	1030.9	1130.0	1203.7
1	16	1044.3	1031.4	1128.9	1192.0
1	17	1041.6	1030.2	1123.8	1179.7
1	18	1018.6	1019.4	1100.1	1099.5
1	19	1000.5	1000.8	1044.1	973.2
1	20	987.9	989.7	989.2	909.0
1	21	974.1	990.4	955.0	886.7
1	22	967.0	985.5	927.7	849.1
1	23	961.5	975.5	894.3	806.1
1	24	962.4	977.6	885.2	808.7

### 3.3 분석 방법

TOU 시간대 구분 변경에 따른 3가지 건물 태양광발전 사업모델의 분석은 (1) 사업모델 고객 간 상대적 경제적 영향도의 비교분석, (2) 우리나라 표준산업군 고객과의 상대적 경제적 영향도의 비교분석, (3) 사업모델 간 태양광 설비의 경제적 영향도 비교분석의 3가지 측면에서 분석을 수행한다. 그러한 분석을 위해 필요한 요소는 제도에 따른 수익구조의 분석과 함께 각 수익구조의 연관된 변수에 대한 분석이 요구된다. 마지막으로 수익성을 도출하기 위한 데이터의 수집이 필요하다. 3가지 측면의 분석을 위해 수익구조 요인별 분석 방법과 데이터 취득 방법을 다루고 3가지 측면에서 사업모델에 대한 분석 방법을 제시하고자 한다.

#### 3.3.1 사업모델 간 발전 수익 분석 방법

TOU 이전과 이후의 경제성 분석을 위해 “3.2 데이터 취득 방법”에 의해 생성된 수익구조 요인별 데이터를 이용하여 수익성의 상대적 영향도를 분석하였다.

분석 방법은 동일한 태양광발전 설비의 발전량이 수익구조에 영향을 주는 모델에 따라 동일한 TOU 시간대 구분의 변경이 주는 경제적 영향도의 비교분석이므로 총량적인 비교분석이 아닌 단위 설비당(1kW) 당 발전량을 기준으로 비교 분석을 수행하였다. 이를 위해 (1) TOU 변경 전과 TOU 변경 후로 구분하여 태양광 발전량에 따른 수익을 사업모델별로 따로따로 계산하고, (2) 사업모델별 태양광 발전량으로 연간 수익을 산출한 후에, (3) TOU 변경 전을 기준으로 TOU 변경 후의 상대적 비율을 도출한 후 엑셀 프로그램상의 도표를 이용하여 3가지의 사업모델의 상대적인 경제적 영향을 비교하였다.

최근 “제5차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획”에서 산업단지 내 자가용 신재생에너지 발전 고객에게 REC를 인정하고 추후 확대할 계획을 표명하므로 자가소비형 건물태양광사업의 경제성 효과를 새로이 분석할 필요가 있다

[19]. 또한, RE100 이행이 필요한 고객의 경우 자가용 신재생에너지 발전량을 감축 실적으로 인정받아 REC 구매비용을 절감할 수 있다[20]. 이런 요인을 반영하여 3가지 사업모델의 경제성 영향 요인을 추가 분석하였다.

표 16은 3가지 사업모델에 따른 수익구조를 도식화한 표이다. 각 사업모델의 수익구조를 결정하는 요소는 태양광 발전량, 전기요금 제도(TOU 요금), SMP, REC, 부하 사용량으로 구성된다. 본 연구에서는 태양광 발전량의 상대적 가치에 대한 모델 간 비교분석이므로 TOU만 변수로 설정하고 타 요소에 대한 분석은 요소의 결정 요인과 제도적 측면에 대해서만 분석을 수행한다.

표 16 태양광발전 사업모델의 수익구조

자가소비형 모델	잉여전력재판매형 모델	발전사업형 모델
PV발전량 상계의 전기요금	상계금액 + 잉여판매 금액	발전량 판매액
시간대별 발전량 * TOU요금	시간대별 부하상계액 + 잉여전력 판매(SMP+REC)	시간대별 발전량 * (SMP + REC)

#### 가. 자가소비형 모델의 연간 발전 수익 계산방법

자가소비형 모델의 연간 발전 수익은 시간대별 전력 요금에 같은 시간대의 발전량의 곱을 연간 합산하여 수식 2로 계산한다.

$$\sum_{1\text{시간 단위}}^{\text{운영기간}} (\text{시간대의 전력요금, 원}/kWh) * (\text{시간대의 발전량, kWh}/1\text{시간})$$

수식 2 자가소비형 모델의 발전 수익 계산식

#### 나. 잉여전력재판매형 모델의 연간 발전 수익 계산 방법

##### (1) 부하량 상계수익 계산 방법

잉여전력재판매형 모델의 경우, 시간대별 발전량이 해당 시간 부하량보다 작을

때는 부하량 전체를, 부하량보다 많을 때는 해당 시간 발전량을 해당 시간의 전력 요금을 곱한 값을 합산하여 수식 3으로 계산한다.

$$\sum_{1\text{시간 단위}}^{\text{운영기간}} (\text{시간대 전력요금, 원/kWh}) * (\text{Min}(\text{시간대 발전량, 시간대 부하량}), k\text{Wh/1시간})$$

수식 3 잉여전력재판매형 모델의 발전 수익 계산식

## (2) SMP 수익 계산 방법

잉여전력재판매형 모델의 경우 SMP 수익은 시간대별 발전량이 해당 시간 부하량보다 큰 경우 잉여 발전량에 해당 월의 가중평균 SMP 가격을 곱한 값을 운영 기간에 걸쳐 합산하여 수식 4로 계산한다.

$$\sum_{1\text{개월 단위}}^{\text{운영기간}} (\text{월별 SMP가격, 원/kWh}) * (\text{월별 잉여 발전량, kWh/1시간})$$

수식 4 잉여전력재판매형 모델의 SMP 수익 계산식

## (3) REC 수익 계산 방법

잉여전력재판매형 모델의 경우 한전에 판매한 발전량에 해당하는 월별 REC에 해당 월의 평균 REC 가격을 곱한 값을 운영 기간에 걸쳐 합산하여 수식 5로 계산한다.

$$\sum_{1\text{개월 단위}}^{\text{운영기간}} (\text{월별 SMP가격, 원/kWh}) * (\text{월별 판매 발전량, kWh/1시간})$$

수식 5 잉여전력재판매형 모델의 REC 수익 계산식

## 다. 발전사업형 모델의 연간 발전 수익 계산 방법

### (1) SMP 수익 계산 방법

잉여전력재판매형 모델의 경우 판매한 발전량은 월별 발전량에 해당 월의 가중평균 SMP 가격을 곱한 값을 운영기간에 걸쳐 합산하여 수식 6으로 계산한다.

$$\sum_{1\text{개월단위}}^{\text{운영기간}} (\text{월별 SMP가격, 원/kWh}) * (\text{월별 판매 발전량, kWh/1시간})$$

수식 6 발전사업 모델의 SMP 수익 계산식

## (2) REC 수익 계산 방법

발전사업형 모델의 경우 한전에 판매한 발전량에 해당하는 월별 REC에 해당 월의 평균 REC 가격을 곱한 값을 운영 기간에 걸쳐 합산하여 수식 7로 계산한다.

$$\sum_{1\text{개월단위}}^{\text{운영기간}} (\text{월별 REC가격, 원/kWh}) * (\text{월별 판매 발전량, kWh/1시간})$$

수식 7 발전사업 모델의 REC 수익 계산식

### 3.4.2 타 산업군과의 수익성 변동영향 비교분석 방법

정부는 TOU 시간대별 구분을 제주지역에 국한하여 시행한 후 전국으로 확대할 계획이다. 앞서 미국에서 수행한 선행연구에서 보았듯이 신재생에너지 발전량의 증대는 시간대 수요의 변동을 일으켜 SMP 가격을 변동시킨다. 따라서 전국 단위의 산업군에 대해 TOU 시간대별 구분이 갖고 올 고객의 경제적 영향도에 대한 분석이 요구된다. 본 논문에서 수행한 기준 데이터에서 부하 데이터만 산업군별 고객의 시간대별 부하량 데이터로 대체하여 TOU 변경 전과 변경 후의 경제적 영향도를 비교 분석하였다.

### 3.4.3 사업모델별 설비의 투자 수익률 변동 영향 비교분석 방법

TOU 변경에 따른 설비투자 수익률에 대한 영향도를 평가하기 위해 ”3.3.1 사업모델 간 발전 수익 분석 방법“과 같은 가정을 한다. TOU 요인 외에 발전량, 부하량, REC 및 SMP 가격을 고정하여 설비의 투자수익률을 계산하여 경제적 영향도를 비교 분석한다. TOU 변수 요인에 대한 영향만 고려하기 위해 분석 대상 사업모델 고객의 부하량, 발전량, REC 가격, SMP 가격, 이용률 모두 고정하여 설비에 대한 경제성을 평가한다. 또한, 투자 대비 수익률의 비교라는 단순성과 비교의 용이성을 위해 운영유지비, 설비효율 저감에 따른 발전량의 감소 등의 영향을 반영하지 않은 한계가 있다.

기준 설비가 2015년에 설치되고 2021년 TOU가 변경된 점을 고려하여 투자 시점인 2015년을 기준으로 2022년까지는 변경 전 TOU 요금표, 2023년부터는 변경 후 요금표로 20년간 운영한다는 가정하에 IRR을 기준으로 투자수익률로 비교한다.

투자율의 계산은 엑셀의 IRR 함수로 이용하여 수식 8로 계산한다.

$$IRR = fv(-\text{투자금액}, \text{첫번째 기의 수익}, \text{두번째 기의 수익}, \dots)$$

수식 8 IRR 계산식

## 4. 분석 결과 및 고찰

### 4.1 사업모델 간 수익성 비교분석

#### 4.1.1. REC를 반영하지 않았을 때의 사업모델별 수익성 변화

REC 미반영 시 사업모델별 분석결과는 표 17과 그림 12와 같다.

표 17 TOU 변경 전후 수익 비교(REC 미반영)

월	자가소비형 수익(이전)	자가소비형 수익(이후)	잉여전력재판 매(이전)	잉여전력재판 매(이후)	발전사업 (이전)	발전사업 (이후)
2020						
9월	740,215	668,442	875,218	842,991	1,148,213	1,169,731
10월	893,869	775,697	1,058,847	955,661	1,260,170	1,226,107
11월	724,579	773,416	818,642	888,956	970,052	1,083,410
12월	546,290	505,513	625,063	552,901	846,842	796,435
2021						
1월	501,385	568,852	578,452	668,484	901,945	1,071,756
2월	883,984	666,442	1,241,489	815,459	1,851,398	1,418,280
3월	1,043,890	883,423	1,559,040	1,426,330	2,400,074	2,296,914
4월	1,260,569	1,147,328	2,241,871	2,262,411	3,206,150	3,258,297
5월	1,249,189	1,238,784	2,432,554	2,415,689	3,507,769	3,685,121
6월	1,093,928	1,447,270	2,069,710	1,764,305	2,729,517	2,601,831
7월	1,291,794	1,310,971	1,832,560	1,732,635	2,929,572	3,095,952
8월	1,364,159	1,391,599	1,628,522	1,836,811	3,129,839	3,940,412
합계	11,593,851	11,377,736	16,961,969	16,162,633	24,881,541	25,644,248

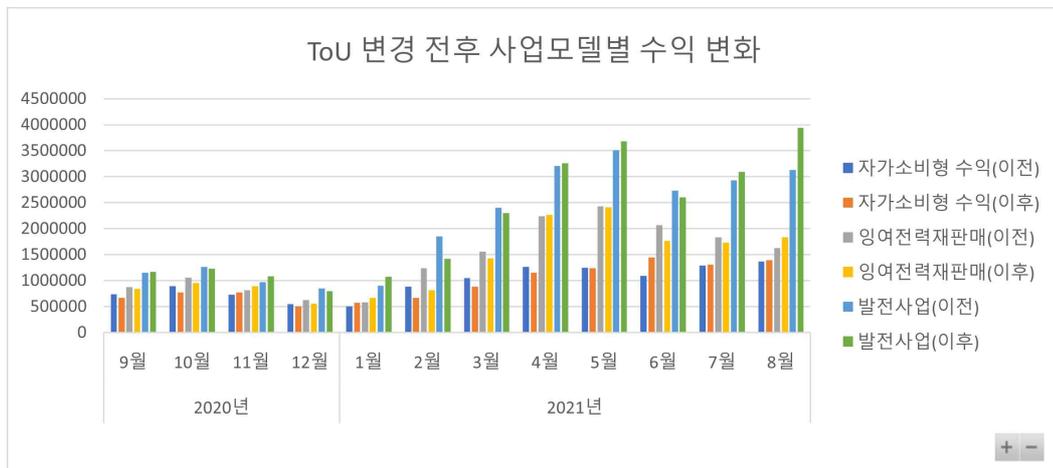


그림 12 TOU 변경 전후 사업모델별 수익 변화

자가소비형 태양광발전에 대해 고객이 비거래적으로 보유한 REC를 반영하지 않을 때 사업모델별 TOU 요금제도 변경 전후의 태양광발전설비 1kW당 수익성 변화를 비교한 분석 도표는 그림 13과 같다.

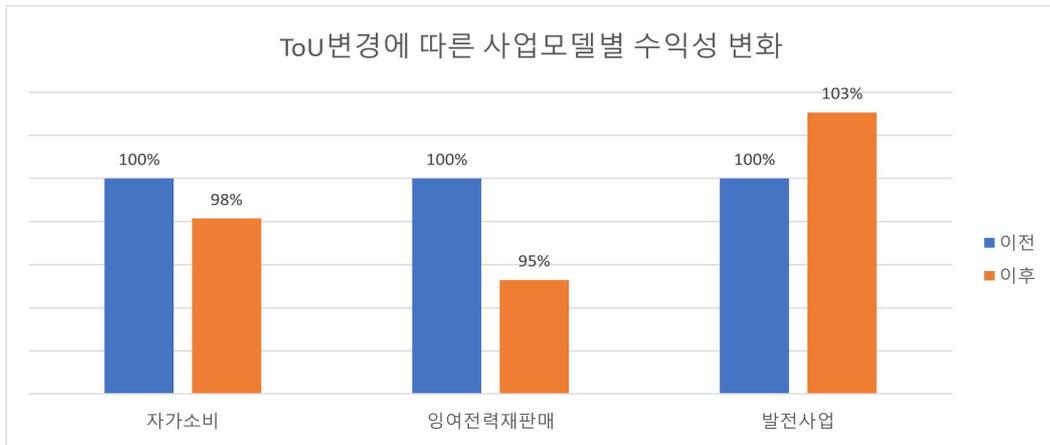


그림 13 TOU 변경 전후 사업모델별 kW당 수익성 변화(REC 미반영)

이미, 예측한 바와 같이 자가소비형 고객의 경우 가장 나쁜 영향을 받는 것으로 나타났고, 잉여전력재판매형 또한 상당한 수준의 수익성 감소를 초래했다. 이는 잉여전력재판매형의 경우 전력 판매 수익보다는 부하 변동성이 큰 환경에서 피크부하의 저감이나 간헐적 잉여전력을 고려하여 부하 대비 설비 규모를 선정한 것으로 판단된다. 특히, 건물의 경우 부지의 제약성으로 태양광발전 설비의 확대 구축이 용이하지 않다는 점도 일부 원인이 될 것이다. 그런데, 위의 결과는 기존 수익 대비 변화율을 비교한 것으로 동일한 설비 이용률을 갖는 태양광 설비 1kW당 사업모델별로 제공하는 절대가치를 보면 꽤 다른 결과를 보게 된다. 그림 13은 1kW당 사업모델별 수익액을 비교해 본 것으로 1kW 태양광 설비를 순수하게 온실가스를 줄이는 소비자가 추가 이익을 추구하는 소비자에 비해 강한 역차별을 나타내는 결과이다. 다른 한편, 잉여전력판매형 고객의 경우 예상과 달리 자가소비형보다 다소 수익성이 떨어지는 것으로 나타나는 데, 이는 시간대 부하량 대비 잉여 발전량이 발생하는 시점이 주로 최대부하 구간에서 발생하여 그 구간에서의 전기 사용량 상계수익의 크기가 (SMP + REC/1,000)보다 큰 것에 기인한 것으로 보인다. 이로 미루어 보아 태양광 전력판매 수익은 중간 부하 수준에서 전기 사용량 수익이랑 비슷하게 형성되었기 때문으로 판단된다.

#### 4.1.2. REC를 반영하였을 때의 사업모델별 수익성 변화

REC 미반영 시 사업모델별 분석결과는 표 18과 그림 14와 같다.

표 18 TOU 변경 전후 수익 비교(REC 반영)

월	자가소비형 수익(이전)	자가소비형 수익(이후)	잉여전력재판 매(이전)	잉여전력재판 매(이후)	발전사업 (이전)	발전사업 (이후)
2020						
9월	940,310	872,287	929,251	906,637	1,148,213	1,169,731
10월	1,162,243	1,036,816	1,169,795	1,052,040	1,260,170	1,226,107
11월	924,364	996,547	886,846	960,688	970,052	1,083,410
12월	699,389	649,500	658,726	572,350	846,842	796,435
2021						
1월	666,081	764,556	605,683	702,793	901,945	1,071,756
2월	1,246,873	944,436	1,368,006	864,515	1,851,398	1,418,280
3월	1,456,268	1,278,077	1,710,290	1,574,448	2,400,074	2,296,914
4월	1,819,479	1,715,328	2,518,924	2,558,739	3,206,150	3,258,297
5월	1,835,885	1,855,143	2,732,610	2,708,031	3,507,769	3,685,121
6월	2,207,316	1,880,050	2,231,691	1,923,859	2,729,517	2,601,831
7월	2,117,559	1,927,380	1,899,064	1,831,891	2,929,572	3,095,952
8월	1,792,270	1,964,304	1,697,906	1,938,181	3,129,839	3,940,412
합계	16,868,037	15,884,424	18,408,793	17,594,173	24,881,541	25,644,248

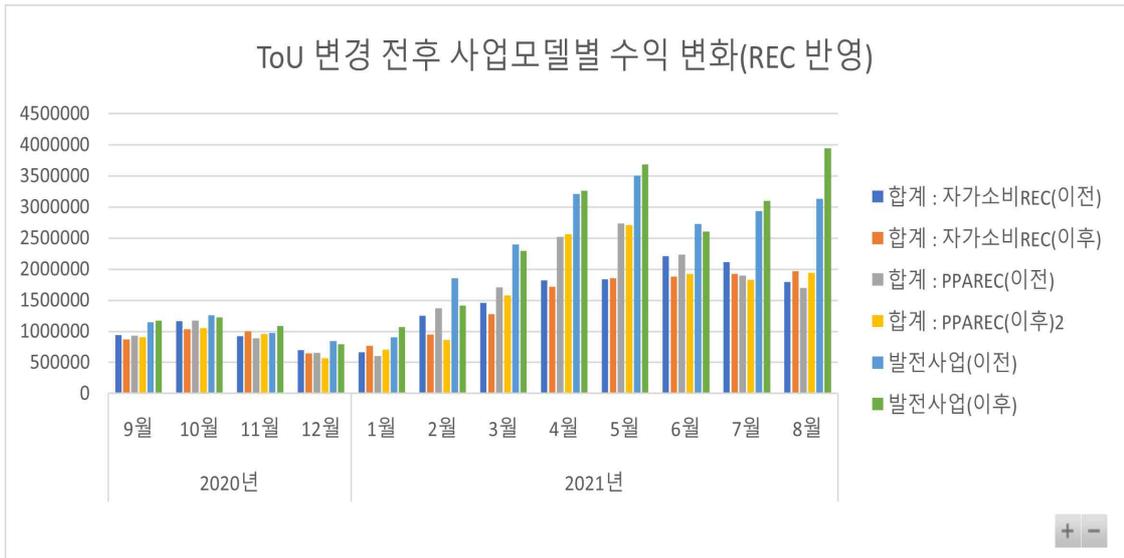


그림 14 TOU 변경 전후 사업모델별 수익 변화(REC 반영)

특히, 최근 수년간 기후변화 심각성과 함께 선진국의 보이지 않는 민간 부문의

제약이라고 볼 수 있는 RE100 확산은 수출기업에 더 실질적인 규제일 수 있다. 국내의 경우 글로벌 경쟁을 대비해 대기업들이 동참하고 있으며, 정부 또한 정책 홍보와 함께 지원 정책을 펴고 있다. 대표적인 정책으로 K-RE100 시스템 구축 운영과 함께 건물 태양광 운영 소비자 또는 기관에 기존의 비거래 탄소배출권을 시장에서 거래할 수 있도록 규제를 완화하고 있다. 또한 비관리 범주에 있는 건물 태양광 설비는 전력 계통 입장에서 통제 불가 부하로서 계통 운영에 문제를 야기할 수준에 이르러 있다. 정부는 비관리 영역 건물 태양광을 관리영역으로 이끌기 위한 동기도 이러한 건물 태양광 발전량에 대해 RE100을 인정하고 시장거래를 유도하는 측면이 있다고 보여진다. 자가소비형 태양광발전 사업모델에 주어지는 REC를 수익에 반영하면 TOU 변경에 따른 손실을 어느 정도 보상하는 결과를 도출하고 있다. 그럼에도, 절대적인 수익성 측면에서 순수 발전사업자에 훨씬 미치지 못하는 데, RE100과 연료비 급등 등의 외부 환경적 요인이 작용한 것으로 여겨진다. REC를 반영하였을 때 TOU 변경 전후 사업모델별 수익 변화와 태양광설비 1kW당 수익성 변화는 그림 15와 같다.

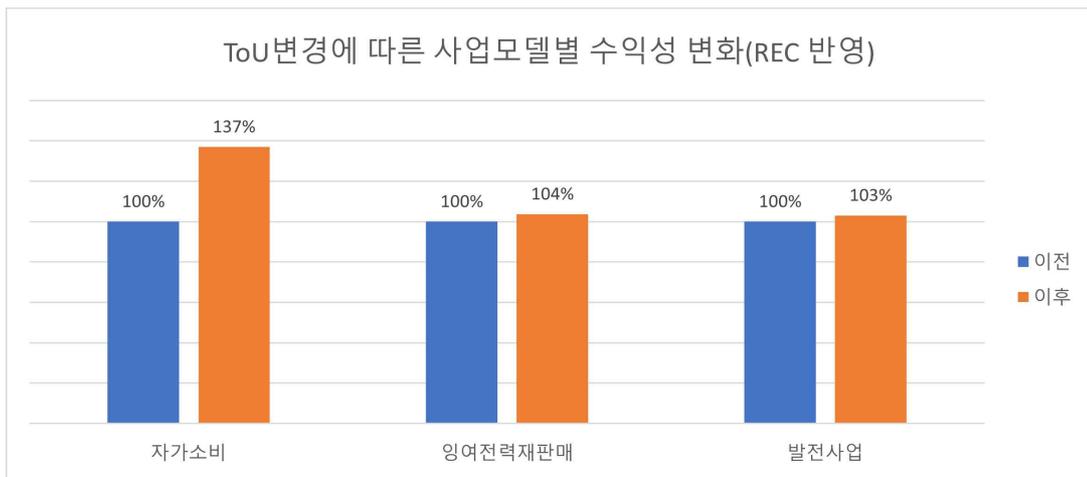


그림 15 TOU 변경 전후 사업모델별 kW당 수익성 변화(REC 반영)

## 4.2. 산업별 고객군에 따른 영향 분석

TOU 변경은 다양한 고객군별 합당한 비용 분담에 큰 영향을 미치는 요소로서 국내외에서 소비자 간 비용의 전가와 문제와 더불어 재생에너지 비용의 소비 주체 간 동의할 수 있는 기준이란 점에서 매우 중요한 사안이라고 볼 수 있다. 국내에서도 오래전부터 TOU 요금 제도에 관해 많은 연구가 이루어져 오고 있으며, 한국전력의 원격검침사업(AMI)의 막바지에 이르면서 주택 요금에 대해서도 누진제를 완화하거나 TOU 요금제로 전환하는 시범사업과 더불어 많은 연구가 이루어지고 있다. 특히, 제주지역에서만 적용하고 있는 변경된 TOU가 제주지역 외의 영역에서는 어떤 영향을 미치는 지는 충분히 분석할 필요가 있는 주제라고 생각된다. 한국전력에서는 매년 산업별 그리고 주택용에 대해 전력 소비 행태 분석 자료를 제공하여 누구나 전력소비계수를 활용할 수 있도록 제공하고 있다. 데이터는 산업별로 총괄적으로 월 단위의 24시간 시간대별 가중치를 엑셀 데이터 형식으로 받아 볼 수 있다. 주택의 경우에는 요일별 가중치도 제공되나 산업별 데이터에는 요일 구분 없이 24시간 단위 시간대별 가중치로 이루어져 있어 실제적인 활용에는 한계가 있다. 본 논문에서는 제주지역 TOU 변경이 총괄적으로 사업모델별로 어떠한 영향을 끼치는 지, 그리고 제주지역에만 영향을 끼치는 지 등의 여부를 확인해 보기 위해 TOU 변경 전후에 따른 수익성의 변화에 관해 산업별 상대적 영향을 비교 분석하였다.

### 4.2.1. 산업별 고객 선정 기준

한국전력이 제공하는 통계정보에 수록된 산업분류의 수는 77개로서 월별 24시간 데이터를 모두 합하면 1,707,552개의 시간대별 데이터에 이르는 방대한 정보이다. 본 논문에서 활용한 고객정보는 시간대 구분 없이 월별 부하 구분대(경부하, 중간부하, 최대부하)로 이루어져 TOU 시간대 변경의 영향을 세밀히 분석하기에는 한계가 있다. 본 논문에서는 77개의 산업군 전체에 대해 기준 고객과 상관성이 높은 산업군을 비교해 보기 위한 목적으로 우선 고객이 속한 ICT 관련

산업군 4개의 자료를 가지고 분석을 진행하였다. 분석한 산업군은 (1) 전자부품, 컴퓨터, 영상, 음향 및 통신장비 제조업, (2) 컴퓨터 프로그래밍, 시스템 통합 및 관리업 (3) 정보서비스업 (4) 연구개발업이다.

#### 4.2.2. 산업별 고객군별 분석 결과

우선, 4개 산업군에 대해 고객의 부하 정보를 갖고 TOU 변경 전과 TOU 변경 후의 시간대별 전력소비계수를 적용하여 TOU 시간별 부하 데이터를 추출하여 상호비교와 함께 본 본문에 활용한 고객데이터와의 유사성을 비교 분석하였다. 분석 결과 산업적 연관성은 파악할 수 없고 완전히 다른 부하 패턴을 나타내는 것으로 나타났다. 의미 있는 점은 제주지역 자가소비형 고객의 경우 TOU 변경 전후로 수익성이 급격히 악화된 데 비해 분석에 사용한 4개의 산업군에 있어서는 변경 전후에 유의미한 변화가 나타나지 않았다. TOU 변경 전후 부하의 시간대별 비교 데이터는 그림 16, 그림 17, 그림 18, 그림 19에 나타나 있다.

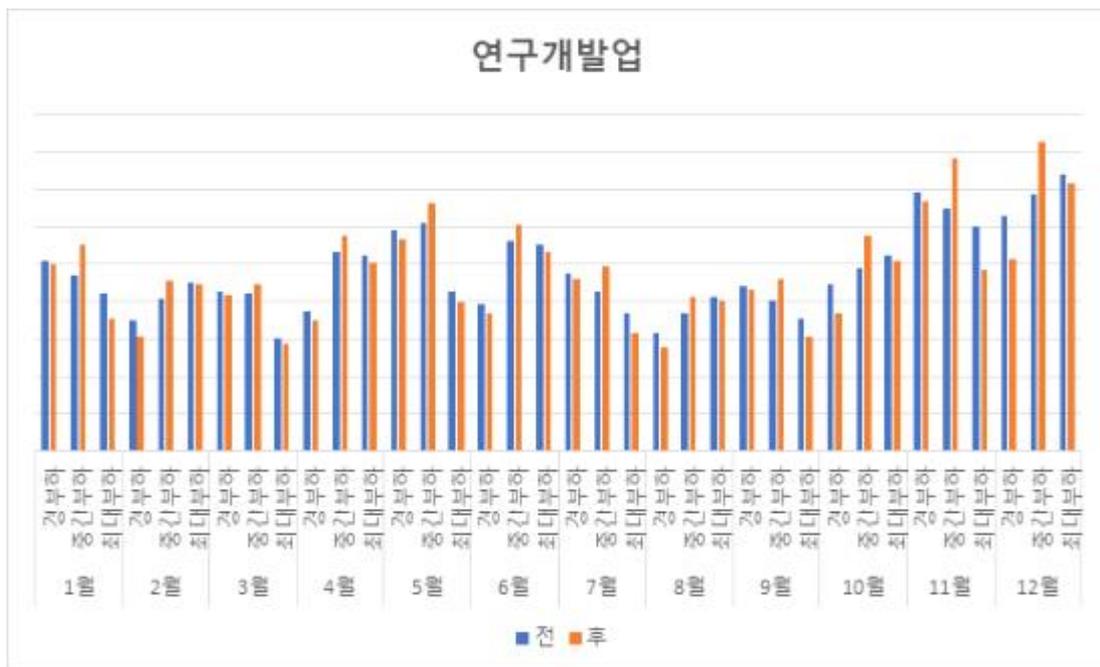


그림 16 연구개발업 TOU 변경 전후



그림 17 정보서비스업 TOU 변경 전후

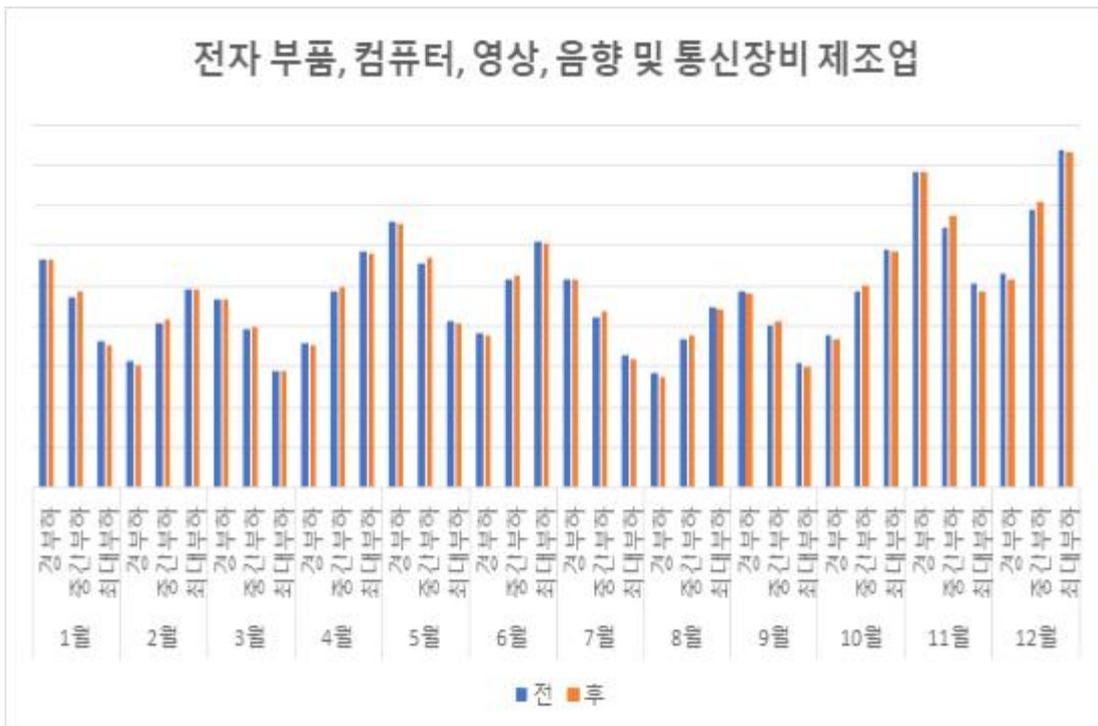


그림 18 전자부품, 컴퓨터, 영상, 음향 및 통신장비 제조업 TOU 변경 전후

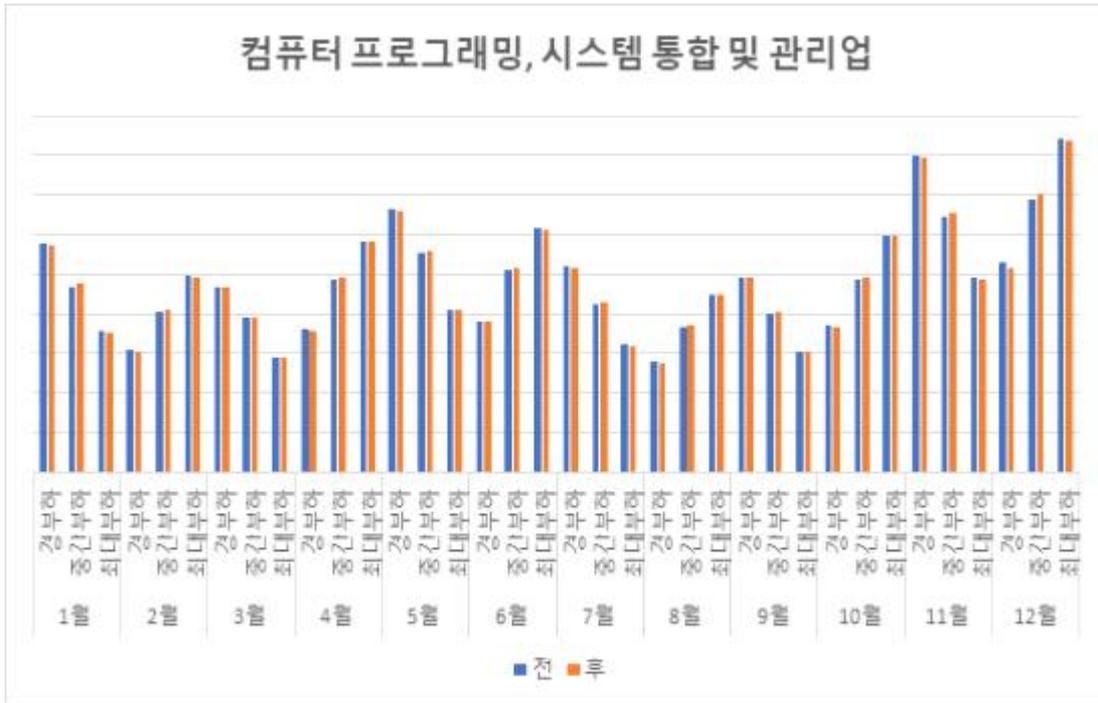


그림 19 컴퓨터 프로그래밍, 시스템 통합 및 관리업 TOU 변경 전후

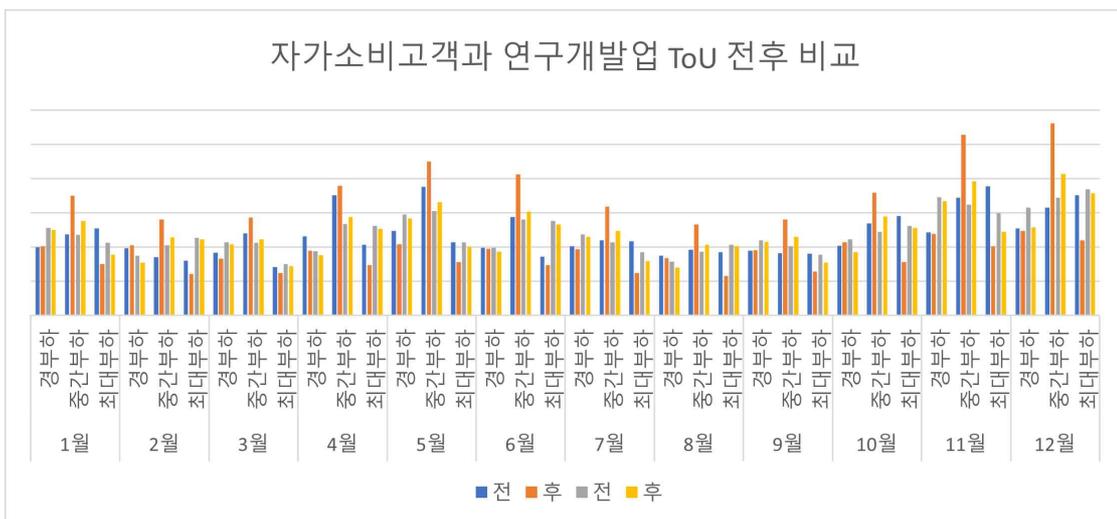


그림 20 자가소비고객과 연구개발업 TOU 전후 비교

### 4.3 설비투자 수익률에 미치는 영향도 비교분석

TOU 이전과 이후에 대해 설비투자에 대한 수익률의 변화를 단순 비교하기 위해 초기 투자비(188백만원, 2015년)에 대해 현재의 TOU 요금을 적용하여 20년간 수익을 계상하였다. 또한, 초기 6년(2015.08~2021.08)은 TOU 시간대 변경 이전, 이후 14년은 TOU 시간대 변경 이후의 연간 수익액을 적용하였다. 이에 따른 태양광설비의 IRR은 그림 21과 같다.

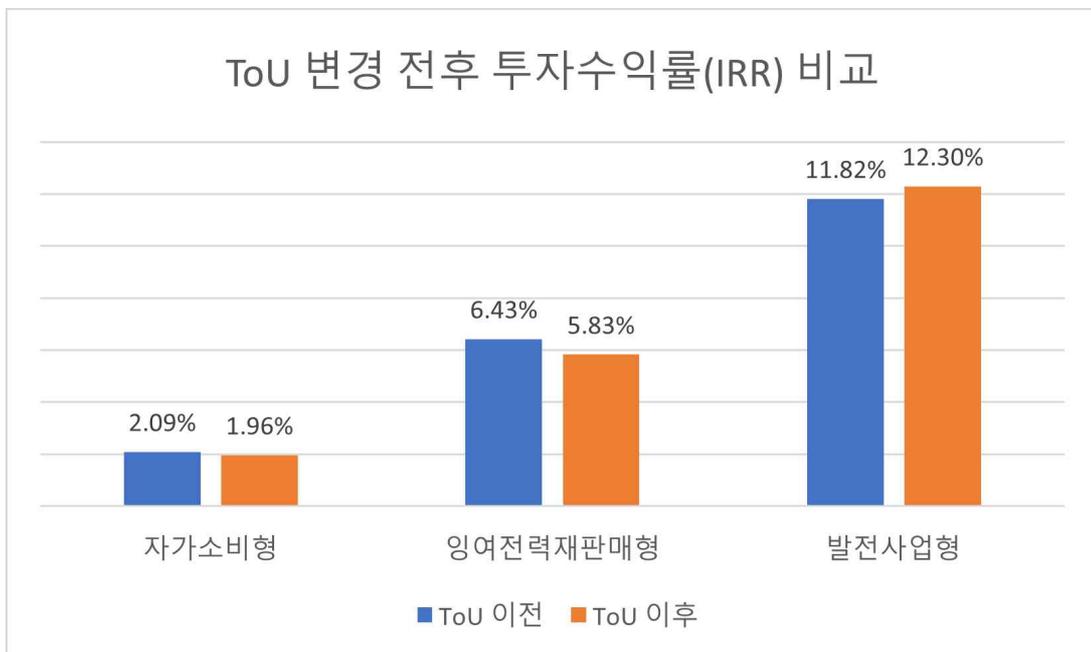


그림 21 TOU 변경 전후 투자수익률 비교

## 4.4 분석 결과 고찰

### 4.4.1 사업모델별 수익성 분석 결과 고찰

분석 결과를 토대로 사업모델별 수익성 변화를 고려하면 TOU 요금제도만 반영할 시 예상한 대와 달리 잉여전력재판매형 고객이 5%감소를 나타내 상대적으로 가장 경제적 손실을 받는 것으로 나타났고, 자가소비형 고객의 경우는 2%대의 경제적 손실이 발생한 것으로 나타났다. 그러나 단위 설비당 수익을 비교할 시 비교기간에 태양광발전량이 증가한 측면을 고려시 자가소비형과 잉여전력재판매형을 수익이 감소한 반면 발전사업형 모델은 수익이 증가하였다. 특히, 단위 설비당 수익을 고려하면 발전사업형 수익이 압도적으로 많고, 그 다음으로 잉여전력재판매형이 뒤따르며 자가소비형 수익이 가장 적게 나타났다.

건물 태양광 발전설비에 대한 정보등록 사업이 K-RE100 제도와 함께 확대되면 전력 계통 운영의 안정성을 제고할 수 있을 뿐만 아니라 탄소배출량 저감이라는 국제적 합의에 대한 기여도를 고려할 시 자가소비형 고객이 적정 수준의 경제적 이득을 취하는 것으로 나타났다. 그러나 분석을 위한 기초정보의 취득에 있어, 시간대별 실사용량 데이터 부재로 요금제도의 변경에 따른 정확한 영향을 평가하는 데는 한계가 있다. 향후 보강 연구로 1년 단위 시간대별 실 부하 데이터를 적용한 추가적 연구를 통해 영향의 정확도를 높일 필요가 있다.

### 4.4.2 산업별 그룹 간 분석 결과 고찰

기준 고객과 연구개발업종의 TOU 변경 전후와 비교해 보면 둘 다 변경 후에 경부하와 최대부하는 감소하고, 중간부하는 증가하는 것으로 나타났다. 특히, 태양광발전 수익에 영향을 주는 최대부하 시간대 부하의 TOU 변경 전후의 변화를 보면 그림 20에서 볼 수 있듯이 연구개발업종의 변화는 미미한 데 비해 제주지역 자가소비형 고객의 변화는 매우 커서 수익성 변동폭이 크리라는 것을 확인할

수 있다.

TOU 변경에 따른 산업군 그룹 간의 변동폭에 비해 제주지역의 건물 태양광설비 운영 고객의 변동폭이 매우 도드라짐을 볼 수 있었다. 이는 분석 대상인 제주 고객의 경우 부하의 시간대별 패턴이 다른 지역에 비해 태양광발전 사업에 상대적으로 취약하다는 것을 확인할 수 있다.

#### 4.4.3 설비투자 수익률에 미치는 분석 결과 고찰

사업모델별 수익성의 변동은 동일 설비에 대한 투자수익률에도 영향을 미친다. 이는 TOU 변경에 따라 최대 발전이 가능한 시간대인 낮에서 늦은 오후로 시간대로 최대부하 구간이 이전됨에 따른 예상된 수익률 저하와 일치한다. TOU 시간대 구분의 원인이 되는 재생에너지 발전량 증가에 같은 원인을 제공한 3가지 모델 사이에 적용되는 보급지원 방식에 따라 설비투자 수익률의 차이를 갖고 온 점은 개선될 필요가 있다고 판단된다.

## 5. 결 론

### 5.1 연구 결과 요약

본 논문에서는 TOU 시간대 구분 변경에 대해 (1) 건물 태양광발전 사업모델의 수익성에 미치는 상대적 영향도, (2) 제주지역 기준 고객과 산업군별 고객과의 TOU 변경에 따라 수익성에 미치는 상대적 영향도, (3) 동일 태양광 설비의 투자수익률에 미치는 영향을 비교 분석하였다. 제한된 데이터와 분석을 위한 가정에 의한 결과로써 건물 태양광발전 설비를 운영하거나, 도입할 고객에 대한 경제성 효과분석에 직접적인 판단기준으로 활용되기에는 연구 결과의 신뢰성에 한계가 있다는 점을 염두에 두고 그 결과를 해석할 필요가 있음을 밝히고자 한다.

그러한 한계에도 불구하고, 분석 결과는 예상과 부합되게 태양광 발전량을 전기 사용량과 상계하는 수익구조를 갖는 자가소비형 건물 태양광발전 사업모델과 잉여전력재판매형 사업모델의 경우 동일 기간 비교시 발전사업모델이 3% 이익이 발생한 것에 비해 약 2~5%에 이르는 경제적 손실이 발생하는 것으로 분석되었다. 분석 대상 기준 고객의 태양광 발전설비 구축 해인 2015년 시점을 기준으로 20년간 투자수익률을 분석한 결과는 투자수익률 자체도 2%대로 미미함과 동시에 수익률도 2.09%에서 1.96%로 약 6%가량 투자수익률이 감소한다는 결과를 보여줬다. 그러나 비교의 단순성을 위해 유지보수비용, 발전설비 효율 저하, 전기요금이 매년 2% 안팎 증가하는 점을 고려 시 투자 시점보다 높은 2021년 SMP 가격의 적용 등의 요소를 고려하면 3% 내외일 것으로 판단되며, CAPM(Capital Asset Pricing Model, 자본자산 가격결정모형)에 따라 결정되는 무위험수익률이 통상 3% 내외라는 점을 고려할 시 건물 태양광발전 설비에 투자할 가치가 없다고 판단할 수 있다.

## 5.2 연구 결과 시사점

분석 결과를 극적인 표현으로 평가하면 전력 사용량 상계의 건물 태양광발전 사업모델은 유효성을 상실한다. 계통에 연계된 시장거래형 사업모델이 분산형 재생에너지와 동등한 탄소배출량 저감이라는 동등한 가치를 가지나 자가소비형 모델에 비해 계통에 부가하는 비용을 고려하면 자가소비형 모델과 발전사업형 모델 간의 불균형은 더욱 도드라진다. 계통연계 재생에너지 발전설비의 확대는 계통 비용과 계통 운영상의 위험도를 증가시켜 소비자의 이익을 침해하는 역진적인 파급효과가 나타날 수 있다는 점도 상정할 수 있다. 앞서 검토한 미국 캘리포니아 지역의 TOU 시간대 구분 변경에 따른 선행연구 결론은 분산형 재생에너지 보급 확대에 부정적 영향을 초래할 수 있다는 연구도 있고, 본 논문의 연구결과처럼 자가소비형 태양광 발전사업 모델의 수익성 악화를 고려할 시 TOU 시간대별 구분의 변화가 재생에너지설비, 특히 분산형 재생에너지 설비의 확대에 부정적인 영향을 초래할 것으로 판단할 수 있다. 향후 재생에너지 보급정책과 신재생에너지 설비투자, 그리고 관련된 참여자들 사이의 선순환적 역학관계 정립을 위한 추가 연구가 이루어져, 재생에너지 생태계의 모든 참여자가 우리 지구의 온도 상승을 1.5℃ 이내로 유지하는 노력에 동참하는 기회가 확대되기를 기대한다.

## 참 고 문 헌

- [1] 산업자원부, ‘9월부터 제주지역 계절별·시간별 요금제 시간대 개편안 시행’, 산업자원부 보도자료, 2021
- [2] 전력거래소, “전력시장 제도개선 제주 시범사업(안)”, 시범사업 설명회 자료, 2022
- [3] Pieter Gagnon, Wesley J. Cole, Bethany Frew, Robert Margolis, “The impact of retail electricity tariff evolution on solar photovoltaic”, the Electricity Journal, 2017
- [4] 환경부, “파리협정 함께보기”, 환경부 설명자료, 2022
- [5] 김영덕, “신재생발전량 확대에 따른 실증분석: 한국전력의 발전자회사를 중심으로”, Journal of the Korean Data Analysis Society(February 2023), 2023
- [6] 이수일, 노재형, 백철우, “신재생에너지 보급정책의 효율화 방안 연구”, 정책연구시리즈 2015-17, 2015
- [7] 산업자원부, “소규모 태양광 발전사업자를 위한 한국형 FIT 제도 본격 시행!”, 산업자원부 보도자료, 2018
- [8] REN21, “Renewables 2022 GLOBAL STATUS REPORT”, 2023
- [9] 김진철 김경남, “태양광시스템의 지역별 최적 방향 및 각도 연구”, New & Renewable Energy 2018.6 Vol. 14., 2018
- [10] 원종운, “태양광발전시스템 고정식과 고정가변식의 운전효율분석”, 한국기계기술학회지 제19권 제4호, 2017
- [11] 방계욱, “공동주택 옥상 태양광패널의 발전량 및 경제성 분석”, 2021
- [12] 서미자, 이재환, 서태원, 한명희, 우제택, “임차공간 설치 태양광 발전시스템 경제성 평가에 대한 연구“, Journal of the KIECS, 2015
- [13] 권오극, 홍현표, 조현식, 차한주, ”기상예보를 이용한 수상태양광 발전량 예측“, The transaction of the Korean Institute of Electrical Engineers, 2023

- [14] 강미영, "기상 빅데이터를 활용한 신재생 에너지 발전량 예측 모형 연구",  
Journal of the KIECS vol. 18, 2023
- [15] 유재혁, 김상진, 장병훈, 우성민, "신재생에너지 예측시장 참여형 태양광  
발전량 예측 모델 개발", Journal of the Korean Solar Energy Society  
Vo.42, 2022
- [16] Jinyeong Lee, Jaehee Lee, Young-Min Wi, "Impact of Revised Time of  
Use Tarrif on Variable Renewable Energy Curtailment on Jeju Island",  
Electronics, 2021
- [17] 이재일, "자가소비형 태양광발전 시스템의 운용 효과 분석", 전기학회논문  
지, 제72권 제2호, 2023.
- [18] KEMRI 한전전력공사, "전력소비행태분석", 2023
- [19] 산업자원부, "제5차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획", 산  
업자원부 배포자료, 2020
- [20] 한국에너지공단, "한국형 RE100(K-RE100) 도입방안 및 인증서 거래시장  
시범사업 안내", 한국에너지공단 자료, 2021