Korean Energy Economic Review Volume 19, Number 2, September 2020: pp. 1~40

태양광발전 변동성 모델링과 미래 순부하패턴에 따른 증감발 지원 소요량 추정 연구

김완수* ⋅ 조하현**

요 약

최근 신기후체제 발효에 따른 태양광보급 확대로 수급균형의 책임을 지고 있는 전력거래소의 계통운영자에게 새로운 도전이 등장하고 있다. 미래 전원계획수립을 위해서는 재생에너지로 인하여 발생되는 순부하 추정과 이에 따른 증감발 자원에 대한 확보가 중요하다. 본 연구에서는 이를 위하여 태양광출력 증감발패턴에 대한 추정모형을 구축하고, 이를 이용하여 미래 순부하를 추정하였다. 증감발패턴은 태양고도변화를 고려하여 삼각함수를 이용하여 추정하였고, 미래전력수요의 경우는 최근 수요패턴과 제8차 전력수급기본계획의 목표수요를 고려하여 산정하였다. 산정한 각각의 결과를 결합하여 추정된 2030년 목표수요의 순부하패턴에 따르면 태양광영향으로 인한 수요패턴변화로 수요의 증가와 감소가 약 7시간 정도 지속되는 것으로 나타났으며, 이를 대응하기 위하여 하계의경우는 최대 21.2GWh의 증발량과 최대 24.8GWh의 감발량이, 동계의 경우 최대 26.1GWh의 증발량과 최대 13.4GWh의 감발량이 필요한 것으로 나타났다.

주요 단어: 태양광발전, 증감발 자원, 순부하 패턴

경제학문헌목록 주제분류: Q29, Q49

^{*} 전력거래소 전력산업연구원 (주저자). lazywolf@kpx.or.kr

^{**} 연세대학교 경제학과 교수(교신저자). hahyunjo@hanmail.net

I. 서 론

2016년 11월 신기후체제 발효 이후 특히 전력분야의 신재생 전원확대를 통한 세계적인 배출가스 절감노력이 중점적으로 진행되고 있다. 이에 따라 독일의 전력소비 중 재생에너지 비중은 2017년에 이미 2020년 목표치인 35%를 초과 달성하였으며1), 미국 캘리포니아 주에서도 2016년 신재생에너지 발전비중이 전체 소비전력의 25% 수준을 달성함에 따라 기존의 2030년까지 50% 수준이었던 RPS 목표를 60%로 상향하고 2045년까지 RPS 100%를 달성하겠다는 법안인 SB 100를 통과시켰다. 우리나라의 경우도 2016년 현재 7% 수준인 재생에너지 발전비중을 2030년 20% 수준을 목표로 신재생설비 보급을 진행하고 있다. 우리나라의 신재생에너지 발전설비 규모는 2018년 누적 설비용량기준 19,027MW로 2008년 5,814MW 대비 10년간 매년 약 22.8%씩 증가하였으며, 발전량의 경우 풍력은 동기간 중 매년 46.5%, 태양광은 매년 314.2% 증가하였다²).

재생에너지 중 풍력과 태양광과 같이 자연에너지를 사용하는 발전설비의 경우 출력수준이 풍속 및 일사량 등 기상에 따라 결정되며, 특히 태양광의 경우는 낮 시간대 출력증가로 인하여 동 시간대 기존 발전설비가 대응해야하는 순부하, 즉 net load를 감축시키는 duck curve현상을 일으키게 된다. 미국 캘리포니아에서는 이러한 duck curve 현상으로 수요상승 및 하락에 대한 추종설비 요구량이 최대전력이 발생하는 여름철을 제외한 계절에서 2006년 대비 2012년이 약 19%~30% 수준까지 증가할 것으로 예상하고 있다.

이러한 변동성에 대비하기 위하여 미국 MISO(Midwest Independent

¹⁾ 에너지경제연구원(2019), "독일 에너지전환 추진(~2016년) 성과와 2019년 전환정책 목표 조정 필요성 당면", 『세계 에너지시장 인사이트』 제19-6호, 3-16.

²⁾ 한국에너지공단, 『신재생에너지 보급통계』

태양광발전 변동성 모델링과 미래 순부하패턴에 따른 증감발 자원 소요량 추정 연구

Transmission System Operator)와 CAISO(California Independent System Operator)에서는 <표 1>과 같이 증감발예비력 시장을 개설하고 이를 하루 전 또는 실시간시장을 통하여 거래하고 있다

〈표 1〉미국 ISO 증감발예비력 상품의 비교

구분	MISO	CAISO
거래상품	Up & Down Ramp Capability	Flexible Ramping Product
시간요건	10 분	15 분, 5 분
용량요건	불확실성 표준편차 예측오차 + 2.5	불확실성 예측오차 95% (+ 95 th % 구간)
관련 시장 또는 절차	· 하루전시장 · 실시간 선행 기동 · 실시간시장	・실시간시장 - 15 분 시장(FMM) - 실시간경제급전(5 분)

출처 : 전력거래소, 『2017년 해외 전력시장 동향』 2017. 11.

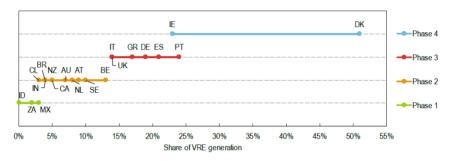
또한 현재 실시간 시장만을 단독 운영하고 있는 캐나다 온타리오의 IESO(Independent Electricity System Operator) 역시 재생에너지 변동성에 대응하기 위하여 [그림 1]에서와 같이 현재의 시장구조 전체를 개편하기 위한 Market Renewal 작업을 2016년부터 현재까지 수행하고 있다.

[그림 1] IESO의 Market Renewal 프로젝트 범위

Work Stream	Primary Objective	Initiatives
Energy	Reduce cost and gain efficiency scheduling energy to meet provincial demand	Single Schedule SystemDay-Ahead MarketEnhanced Real-Time Unit Commitment
Capacity	Reduce cost of procuring resources to meet long-term demand	Capacity Trade Incremental Capacity Auction
Operability	Increase flexibility to reliably and cost- effectively integrate renewable resources	More Frequent Intertie Scheduling Investigate other opportunities

출처: IESO, "Market Renewal Backgrounder"

IEA에서는 신재생 보급 단계를 총 6단계로 나누어 [그림 2]와 같이 국가별로 보급단계를 나타내고 있으며, 우리나라의 경우는 현재 2단계 수준으로 net load 패턴 변화가 발생하는 단계이다. 앞으로 재생에너지 발전량이 전체 발전량의 20% 수준까지 증가할 것으로 전망되는 2030년이 되면 유연성 자원이중요해지는 3단계 수준으로 변화하게 된다.



[그림 2] 2015년 국가별 신재생발전 비중 및 보급단계 비교

출처: IEA(2017), "Getting Wind and Sun onto the Grid: A Manual for Policy Makers"

현재 전력거래소에서는 2단계 수준에서의 가장 중요한 이슈인 신재생발전 전망 및 관제를 위한 준비 작업을 수행하고 있으며, 가까운 미래 유연성 자원 확보를 위한 시장개선 작업이 피하기 어려울 것으로 보인다.

본 연구는 2030년까지 필요한 유연성 자원규모 산정을 위한 기초작업으로 계절별 시간대별 태양광발전설비의 출력변동 규모를 모형화하고 이를 통해미래 순부하를 산정한 뒤 산정된 미래 순부하를 기초로 미래 증감발 소요량을 추정하는 것을 목표로 하고 있다. 이를 위하여 2장에서는 이와 관련된 기존 연구를 개략적으로 살펴보았으며, 3장에서는 우리나라 태양광발전출력 변동량을 계절별로 모형화하는 방법을 제시하였다. 4장에서는 3장에서 제시된태양광출력 변동모형과 우리나라 전력수요 패턴을 적용한 미래 순부하 증감발 규모를 추정해보았다. 5장에서는 순부하로 인한 수급안정성 영향에 대하여간단하게나마 검토하였으며, 마지막으로 6장에서 본 연구결과에 대한 종합의견과 미비사항, 향후 추가연구가 필요한 부문에 대하여 의견을 제시하였다.

Ⅱ. 관련 선행연구

신재생확대로 인한 변동성 및 증감발 소요용량에 대한 국내연구는 정부의 신재생확대 의지가 목표형태로 발표된 2017년 이후부터 점차 진행되고 있다.

고건우·전영환(2018)은 2029년 기준 신재생출력변동성을 시간당 최대 6GW로 전망하고 이를 해결하기 위한 방안으로 양수발전설비 확충이 필요하다고 주장하였으며, 김창수·정다연(2018)은 2031년 기준 신재생설비가 51GW 수준까지 증가한다는 가정 하에 [그림 3]과 같이 최대 시간당 13GW, 5시간 내 35GW까지 순부하 변동이 발생하는 것으로 추정하였다.

[그림 3] 시간변화에 따른 순부하의 Ramp Up 변동량

출처 : 김창수·정다연(2018)

또한 해외연구 역시 2010년부터 재생에너지 확대로 인하여 증가하고 있는 계통운전을 위한 증감발 소요량(ramping)을 꾸준히 연구하고 있다.

Solomon et al.(2010)은 이스라엘 네게브 사막 내 8개 지역을 대상으로 계통이 허용하는 한도까지 중앙제어설비를 갖춘 태양광발전설비를 효과적으로 배치할 경우 계통운전을 위한 증감발 소요량은 98% 수준 대응기준으로 약

2.0GW 정도 필요할 것으로 주장하였다. 이 연구는 지역별 태양광설비 배치비율을 2006년 자료기반 시뮬레이션을 통해 추정하였으며, 추정된 배치비율을 바탕으로 태양광발전영향으로 예상되는 수요변화와 필요한 계통 증감발량을 분포화한 뒤 표준편차를 이용하여 기준수치로 제시하였다.

Huber et al.(2014)는 2001년부터 2011년까지의 유럽 내 27개국의 육지풍력과 태양광발전 실적을 이용하여 유럽의 평균 순부하 변동량을 추정하였다. 이논문에서는 국가별 재생발전량 비중(α)을 연간 수요의 30% 및 50%로, 재생발전량 중 태양광발전량 비중(β)을 각각 20%, 40%, 60%로 가정한 뒤 국가별순부하 증감량과 유럽 전체의 평균적인 순부하 증감량을 추정하였다. 연구에따르면 <표 2>와 같이 1시간 순부하 증가 및 감소폭은 각각 1퍼센타일 기준으로 최대전력의 10~26% 및 8~23%로 나타났으며, 6시간 순부하 증가 및 감소폭은 1퍼센타일 기준으로 각각 34~104% 및 34~91%로 나타났다.

〈표 2〉 1시간 순부하 증감발율: 전체 국가의 평균 및 통계자료

		1시간 증감발량 규모 (최대전력 대비)				
α	β	99 th Percentile 평균(최소/최대/표준편차)	1 st Percentile 평균(최소/최대/표준편차)			
0.3	0.2	0.10 (0.07/0.16/0.02)	-0.08 (-0.13/-0.05/0.02)			
	0.4	0.12 (0.09/0.15/0.02)	-0.10 (-0.14/-0.07/0.02)			
	0.6	0.15 (0.12/0.19/0.02)	-0.13 (-0.19/-0.08/0.02)			
0.5	0.2	0.13 (0.09/0.19/0.03)	-0.11 (-0.20/-0.08/0.03)			
	0.4	0.18 (0.13/0.22/0.02)	-0.16 (-0.23/-0.10/0.03)			
	0.6	0.26 (0.20/0.30/0.03)	-0.23 (-0.32/-0.15/0.04)			

출처 : Huber et al.(2014)

Shaker et al.(2016)은 캘리포니아 지역의 대규모 풍력 및 태양광 보급으로 2023년 시간별 순부하 기준 8,000MW/h까지 증감발 소요량이 예상되며, 1,500MW 이상 규모의 시간대별 증발 및 감발소요 시간대는 각각 16~17시와 22~23시 경에 가장 발생할 빈도가 높을 것으로 주장하였다.

Andrychowicz et al.(2017)은 ENTSO-e(European Network of Transmission System Operators for Electricity)의 SOAF 2015(Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2015)에 기반을 둔 방법으로 2025년 신재생발전원의 전력 수요 대비 증감발량 비중을 시나리오별로 검토하였다. 연구에 따르면 2030 글로벌 재생에너지 로드맵(REmap 2030) 상 폴란드의 신재생설비 성장률 기준시나리오를 반영할 경우 <표 3>과 같이 신재생발전원의 2025년 연중 최대감발규모는 수요의 약 25% 수준으로, 최대 증발규모는 수요의 약 14% 수준으로 추정하였다.

〈표 3〉 RES ramping 분석결과 (기준시나리오 기준)

Year	Maximum downward ramp	Maximum upward ramp	Anual Ramping Range
2016	-0.1206	0.0686	0.1892
2020	-0.1851	0.1050	0.2901
2025	-0.2529	0.1440	0.3969

출처: Andrychowicz et al.(2017)

Cui and Zhang(2018)은 태양광 발전설비 도입에 따라 계통운영자가 필요로 하는 증감발량을 추정하기 위한 툴로서 multi-timescale scheduling model을 제시하고, 이를 이용하여 하루전 제약반영 기동정지(DU, day-ahead security-constrained unit commitment)부터 실시간 제약반영 기동정지(RU, real-time security-constrained unit commitment), 실시간 경제급전(RE, real-time security-constrained economic dispatch), 자동발전제어(AGC, automatic generation control)까지 단계별로 시뮬레이션을 수행하였다.

Ⅲ. 태양광 변동성 모델링

1. 태양광 관련 자료

2018년 말 기준 전력거래소와 한전을 통하여 전력을 거래하고 있는 사업용 태양광발전설비는 7,130MW로 전체 사업용 신재생에너지 설비의 약 53%를 차지하고 있다³⁾. 이중 전력거래소를 통하여 시간별 발전실적이 계량되는 설비는 2,579MW 수준이며, <표 4>와 같이 지역별로 각각 설치되어 있다.

〈표 4〉 지역별 도매시장 참여 태양광설비 규모 (2018년 기준)

지역	수도권	강원	충북	충남	전북	전남	경북	경남	제주
용량 (MW)	164	220	126	359	204	727	350	264	165

출처: 전력거래소, 전력통계정보시스템

본 연구에서는 현재 육지와 제주를 각각 분리하여 수급계획을 수립하는 상황을 반영하고자 태양광 설비 중 제주지역을 제외한 나머지 8개 지역(수도권, 강원, 충북, 충남, 전북, 전남, 경북, 경남)을 육지계통 상에서의 태양광 검토자료로 사용하였다. 검토대상 기간은 본격적으로 태양광설비가 보급이 진행된 2015년부터 2018년까지의 4개년 간으로 하였으며, 일중 시간별 태양광 출력자료를 검토대상 자료로 사용하였다.

³⁾ 전력통계정보시스템, http://epsis.kpx.or.kr, 전력거래소.

2. 태양광발전량 증감발 모델링

태양광발전은 하루 중 태양움직임에 따라 일반적으로 일출시간대인 6~7시부터 점차 발전을 시작하여 남중시간대인 12~13시에 최대출력을 나타내고, 이후 점차 출력이 감소하면서 일몰시간대인 18~20시까지 발전을 지속한다. 이러한 하루 중 태양광발전 패턴의 형태는 일반적으로 종모양 형태를 나타내며, 구름이 짙게 끼거나 비가 오는 날의 경우는 일사에너지 감소로 발전패턴이 일그러진 형태로 나타나기도 한다. 이와 같이 태양광발전 패턴은 하늘상태에 따라 변화하므로 미래 일기변화에 대한 전망이 매우 중요하다. 하지만 장기 설비계획의 경우는 몇 년 후의 하늘상태를 예측하고 이에 따른 태양광발전 영향을 계획에 반영하는 것이 사실상 불가능하다. 따라서 미래 태양광발전의 영향을 장기계획에 반영하기 위해서는 일기변화와 상관없이 일반화된 태양광출력패턴을 산정할 필요가 있다. 일반적으로 태양광출력패턴의 일반화 작업에는 과거 실적을 이용하며, 본 연구에서도 동일하게 작업을 진행하였다. 하지만 대부분 소규모 태양광의 경우 시간별 출력자료가 존재하지 않으므로, 시간별 발전실적이 존재하는 도매전력시장 참여 태양광자료를 이용하였다.

우리나라 도매전력시장에 참여하는 태양광설비규모는 2004년 0.2MW에서 2018년 2,626MW로 매년 빠른 속도로 증가하고 있다. 이렇게 매년 증가하는 태양광설비규모에 따라 태양광발전량도 매년 증가하고 있어, 과거 태양광 실적자료를 그대로 시간대별 출력패턴 추정에 사용하는 것은 무리가 있다. 이를 해결하기 위하여 본 연구에서는 설비증가에 따른 발전량증가 현상을 제거하기 위하여 식(1)과 같이 설비규모(PVCap_{i,t}) 대비 출력(PV_{i,t})의 형태로 태양광발전패턴을 정규화하는 작업을 수행하였다.

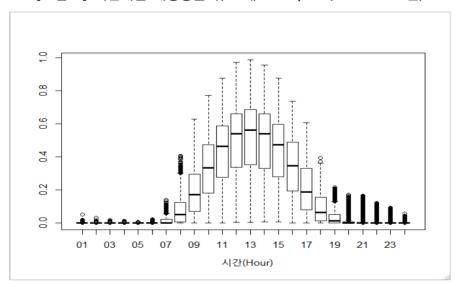
$$nPV_t = \sum_{i=1}^n \omega_{i,t} \frac{PV_{i,t}}{PVCap_{i,t}} \tag{1}$$

에너지경제연구 • 제 19 권 제 2호

여기서 i는 검토대상인 8개 지역을 의미하며, t는 시간을 의미한다. 식(1)에서 계산되는 전국평균 시간별 발전량 (nPV_t) 은 1시간 단위의 지역별 태양광발 전량의 가중평균으로 정의하였으며, 이때 지역별 가중치는 지역별 설비비중 ω 를 적용하였다.

이렇게 설비기준으로 정규화된 전국평균 태양광발전 패턴은 태양광설비 증가로 인한 효과를 제거하여 패턴을 명확히 하는 장점과 함께 미래 설비규모를 단순하게 곱하여 미래 시간대별 전국 태양광발전량을 산출할 수 있다는 장점도 가지고 있다. 특히 전력수급기본계획에서의 미래 발전설비 계획이 전국단위로 이루어지는 점을 고려한다면, 전국평균 태양광출력패턴의 유용성은 더욱 가치를 발한다.

이상의 방법을 통하여 도출된 2015년부터 2018년까지의 시간대별 전국평균 태양광발전 패턴을 box-plot형태로 나타내면 [그림 4]와 같다. 시간대별 전국 평균 태양광발전 패턴은 앞에서 설명한 바와 같이 일중 일사에너지 변화에 따라 종모양 형태를 보인다.



[그림 4] 시간대별 태양광출력(nPV_t) box-plot (2015~2018년)

[그림 4]의 태양광출력 box-plot은 시간대별 각각의 출력자료 분포로 나타 낸다. 이러한 시간대별 자료 분포는 하늘상태에 따른 태양광출력 변화뿐만 아 니라 계절변화에 따른 태양고도 변화 및 온도수준에 따른 태양광패널 효율변 화 등 다양한 요인의 결과도 포함하고 있다.

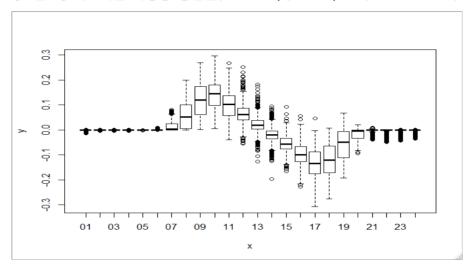
따라서 미래 전력설비 확보를 위하여 수립되는 장기계획에 이러한 복잡한 요인들을 각각 예측하여 반영하는 것은 사실상 불가능하므로, 대부분의 경우 태양광출력 패턴을 일반화하여 사용한다. 많은 기존 연구에서는 태양광출력 패턴의 일반화를 위하여 복잡한 종모양의 태양광출력패턴의 함수화 보다는, 실적 기반의 단순한 평균 출력패턴을 전망치로 사용한다. 본 연구에서는 평균 출력패턴을 적용하는 방식을 탈피하고자 태양광출력 패턴을 모형화하는 작업을 수행하였다.

앞에서도 언급한 바와 같이 종모양 형태로 나타나는 하루 중 태양광출력 패턴을 함수화하기 위해서는 sigmoid 함수나 gaussian 함수와 같은 비선형 함수를 이용해야 한다. 하지만 복잡한 비선형 함수를 사용하는 것 보다는 추정이 쉬운 선형함수를 모형추정에 이용하는 것이 효과적이다.

종모양의 태양광출력 패턴은 태양고도가 상승함에 따라 점차 태양광출력이 증가하고, 남중고도를 지나 태양고도가 하락하면서 태양광출력이 감소하는 하루 중 태양광출력변화의 결과물이다. 따라서 시간별 태양광출력변화를 모형화할 수 있다면, 태양광출력패턴도 보다 손쉽게 얻을 수 있다. 이를 위해 우선시간별 태양광출력변화량(nPVRamp)을 식(2)와 같이 정의하였다.

$$nPVRamp_t = nPV_t - nPV_{t-1} \tag{2}$$

식(2)를 통해 얻어진 2015년부터 2018년까지의 시간별 태양광출력변화량의 패턴은 [그림 5]와 같이 일출시간부터 일몰시간까지 하나의 주기를 가지는 sine 함수의 형태로 나타난다.



[그림 5] 시간대별 태양광 증감발(nPVRampt) box-plot (2015~2018년)

이러한 태양광출력변화 패턴은 앞에서 언급한바와 같이 하루 중 태양고도 변화와 따른 일사량 변화와 밀접한 관계를 가지고 있다. 태양고도에 가장 기 본이 되는 요소인 태양의 경사각(δ)은 시간변화에 따른 sine 함수형태로 표현 할 수 있다(Cooper, 1969; Messenger and Abtahi, 2010; 배근수 외, 2012; 이 승재 외, 2015).

$$\delta = \sin^{-1} \{ \sin 23.45^{\circ} \sin B \} \approx 23.45^{\circ} \sin B$$

$$\Leftrightarrow |7| \, \text{A} \quad B = \frac{360}{365} \left(day - 81 + \frac{hour - 12}{24} \right)$$
(3)

식(3)에서의 23.45°는 지구 자전축의 경사각을 의미하며 B는 지구 공전각을 의미한다. 식(3)과 [그림 5]를 고려해보면 식(2)에서 정의한 시간별 태양광출 력변화량(nPVRamp_t)은 식(4)와 같이 하루 중 시간별 태양경사각(δ) 수준에 따라 결정되는 함수로 나타낼 수 있다. 또한 태양경사각이 시간(t)에 따라 변화되는 sine 함수로 표현된 것을 반영하면 또한 하루단위로 주기(Θ)를 갖는 것

태양광발전 변동성 모델링과 미래 순부하패턴에 따른 증감발 자원 소요량 추정 연구

을 알 수 있다.

$$nPVRamp_t = f(\delta) = \begin{cases} f(\sin(2\pi\theta)) & 6 \le t \le 21\\ 0 & t < 6 \text{ or } t > 21 \end{cases} \tag{4}$$
 억기서 $\theta = \frac{t-6}{15}$

식(4)에서 시간별 태양광출력변화량의 변화를 결정하는 주기 Θ 는 하루 중 낮 시간을 의미한다. 우리나라의 일출과 일몰시간은 월별로 변화하는데, 서울 기준으로 일출시간의 경우 5시 10분에서 7시 47분, 일몰시간의 경우 17시 14분에서 19시 58분 사이에서 나타난다.4) 이러한 연중 계절변화에 따라 발생하는 일출과 일몰시간의 변화를 일반화하기 위하여 낮 시간을 5시부터 20시까지의 15시간으로 정하였다. 또한 시간별 수요를 측정할 때 측정의 마지막 시점을 해당 시간대로 하는 원칙에 따라 낮 시간을 1시간씩 늦춘 6시부터 21시까지로 하는 하나의 주기로 식(4)에 반영하였다.5) 또한 해가 뜨지 않는 새벽과 밖에는 출력이 나오지 않도록 정의하였다.

또한 월별로 태양고도가 변화하는 것을 반영하기 위하여 월별(m)로 구분하여 식(5)와 같이 가장 간단한 sine 함수의 형태로 모형화하고 GLM을 통하여 계수를 추정하였다.

$$nPVRamp_{m,t} = \begin{cases} \alpha_m + \beta_m \sin \left(2\pi \frac{t-6}{15} \right) & 6 \le t \le 21 \\ 0 & t < 6 \text{ or } t > 21 \end{cases}$$
 (5)

^{4) 『2020} 역서』 한국천문연구원, 2019. 10.

⁵⁾ 시간별 전력수요는 매 2초마다 측정되는 순시부하를 1시간 평균한 수치로, 0시부터 1시 까지의 평균값을 1시의 수요로 정의하며, 23시부터 0시까지의 평균값은 24시로 표시하다.

〈표 5〉 태양광출력 증감발량 계수 추정결과

월별	(ı	1	3	RMSE
걸길	계수	t stat.	계수	t stat.	KIVISE
 1월	0.000194	0.156	0.105830	58.117***	0.055504
2월	0.000284	0.216	0.128455	66.854***	0.055906
3월	0.000309	0.276	0.139687	85.481***	0.049809
4월	0.000428	0.403	0.125851	81.305***	0.046412
5월	0.000512	0.545	0.127664	92.996***	0.041843
6월	0.000708	0.870	0.111444	93.740***	0.035649
7월	0.000991	1.282	0.100494	88.899***	0.034431
8월	0.001085	1.403	0.111650	98.625***	0.034404
9월	0.001011	1.060	0.110828	79.340***	0.041742
10월	0.001278	1.125	0.111217	66.801***	0.050573
 11월	0.001156	0.951	0.092636	52.180***	0.053232
 12월	0.001028	0.842	0.091616	51.354***	0.054377

(유의수준) * : p-value < 0.05, ** : p-value < 0.01, *** : p-value = 0

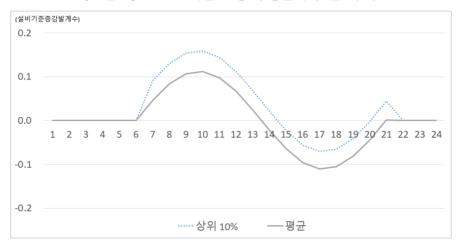
추정결과 <표 5>와 같이 상수항인 α는 모두 통계적으로 유의하지 않은 것으로 나타났으며, β의 경우는 모두 통계적으로 유의한 것으로 나타났다.6)

월별 오차수준인 RMSE(Root Mean Square Error)는 월별로 2월이 가장 크고 8월이 가장 작은 것으로 나타났다. 하루 중 태양광출력 변화량의 최대폭을 의미하는 β를 월별로 비교해보면, 가장 β가 작은 12월은 1시간 최대 태양광 출력변화량이 태양광 설비용량의 약 9.2%로 나타났으며, 가장 크게 나타난 3월은 설비용량의 약 14.0% 수준으로 나타났다.

<표 5>의 추정결과는 월별로 태양광출력의 평균적인 변화패턴에 대한 모형 추정결과이다. 하지만 태양광출력이 증가하는 청명일의 경우는 출력변화가보다 크게 나타나며, 이에 따라 계통운영자가 운영해야하는 발전설비의 출력

⁶⁾ 상수항 a는 비록 통계적으로 유의하지 않으나 모든 월에 대하여 양수로 나타났으며, 이는 밤 시간대의 가로등이나 달빛에 의한 발전 가능성과 최근 태양광 연계 ESS 확대로 인한 밤 시간대 방전 현상 등이 결합한 것으로 추정된다.

변화도 함께 늘어나므로 이에 대한 대응도 검토가 필요하다. 이를 위하여 출력 변화의 상한을 구하기 위하여 분위회귀분석(quantile regression)을 분석에 이용하였다. 하지만 식(5)를 이용하여 분위회귀를 수행하면, 원래 의도와는 달리 변화정도의 분위별이 아닌 자료기준 분위별 추정치가 [그림 6]과 같이 얻어진다.



[그림 6] 단순 분위별 모형 추정결과 (8월 기준)

이러한 문제를 해결하기 위해서 식(5)의 추정모형을 아래 식(6)과 같이 절대값을 취한 형태로 수정하여 감발시간대 감발폭이 큰 자료와 증발시간대 증발폭이 큰 자료를 동일한 잣대로 추정할 수 있도록 조정하고, 중위수와 상위 10% 기준으로 각각 계수를 추정하였다. 상수항은 <표 5>의 추정결과에서도 나타나듯이 통계적 유의성이 떨어지므로 식(6)에서는 이를 생략하였다.

$$nPVRamp_{m,t} = \begin{cases} \beta_m \left| sin \left(2\pi \frac{t-6}{15} \right) \right| & 6 \le t \le 21 \\ 0 & t < 6 \text{ or } t > 21 \end{cases}$$
 (6)

〈표 6〉 수정된 태양광출력 증감발량 모형 계수 추정결과

월별	중역	위수	상위 10%		
걸길	계수	t stat.	계수	t stat.	
1월	0.10637040	58.95***	0.2167857	69.51***	
2월	0.12891253	67.71***	0.2275032	73.00***	
3월	0.14031354	87.35***	0.2241153	89.90***	
4월	0.12705654	84.97***	0.2078638	96.90***	
 5월	0.12876797	97.59***	0.2057230	111.88***	
6월	0.11209730	96.94***	0.1778540	93.13***	
7월	0.10112561	91.77***	0.1672937	80.78***	
8월	0.11223565	101.80***	0.1749128	81.96***	
9월	0.11178953	82.30***	0.1863743	73.79***	
10월	0.11359695	71.74***	0.2027913	91.36***	
11월	0.09612362	57.36***	0.2001756	59.82***	
12월	0.09494108	56.05***	0.2020024	66.13***	

(유의수준) * : p-value < 0.05, ** : p-value < 0.01, *** : p-value ≒ 0

<표 6>의 추정결과에 따르면 맑은 날을 대표하는 상위 10%의 경우 설비용량의 16.7~22.8% 수준의 출력 변화가 발생하는 것으로 나타났다.7) 여기서의미 있는 사실이 다음과 같이 두 가지로 나타났다.

첫째 중위수 기준 추정결과는 12월의 변화규모가 가장 작고 3월의 변화규모가 가장 크게 나타난데 반하여, 상위 10% 기준 추정결과는 오히려 7월이가장 규모가 작고 2월의 규모가 가장 큰 것으로 나타났다. 이는 날씨가 건조한 3월의 경우 연중 맑은 날이 가장 많아 전반적으로 태양광설비의 이용률이높으며, 12월은 반대로 눈이 오거나 흐린 날이 많아 설비이용률이 낮은 것에 기인한다. 이러한 사실은 여름철 장마기간인 7월의 태양광출력 변화량이 10.1%에 그치는 것과 일맥을 같이한다. 둘째, 상위 10%의 맑은 날씨의 경우, 겨울철 낮은 기온으로 태양광 효율이 증가하는 2월이 가장 출력변화가 크고

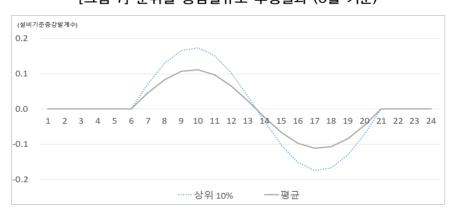
⁷⁾ 검토기간(2015~2018년) 중 서울기준 월별로 맑은 날(전운량 < 2.4)의 비중이 가장 낮은 7월(9.7%)을 고려하여 선정하였다. (기상청 기상자료개방포털)

기온이 높은 여름철은 전반적으로 태양광 효율이 떨어지면서 낮은 출력변화를 나타냈다. 이러한 현상은 윤다은 외(2017) 및 김완수·조하현(2019)이 이미지적하였던 기온상승에 따른 태양광 효율 하락현상에 원인을 두고 있다.

식(6)과 <표 6>의 추정결과를 이용하여 태양광출력변화 패턴을 산정하였다. 식(6)은 출력이 감소하는 구간을 절대값으로 변환하였으므로, 이를 다시감발로 변화하기 위해서 모형결과 값을 식(7)과 같이 부호 조정하였다.8)

$$nPVRamp_{m,t} = \begin{cases} nP\widehat{VRamp_{m,t}} & 6 \le t \le 13\\ -nP\widehat{VRamp_{m,t}} & 14 \le t \le 21\\ 0 & t < 6 \text{ or } t > 21 \end{cases}$$
 (7)

식(7)을 이용하여 변환된 결과는 [그림 7]과 같이 나타난다. [그림 7]은 설비규모 기준 시간대별 태양광출력변화율로 [그림 6]과는 달리 출력변화폭에 대한 중위값과 상한값으로 구성되어 있다. 추정된 시간대별 태양광출력변화 패턴을 『재생에너지 3020 이행계획』상의 2030년 태양광설비계획량 36.5GW에 적용하면, 2030년 태양광발전으로 인한 수요영향폭은 중위수 기준 최대 5.1GW, 상위 10% 기준 최대 8.3GW로 계산된다.



[그림 7] 분위별 증감발규모 추정결과 (8월 기준)

⁸⁾ 여기서 변수 $nPVRamp_{m,t}$ 는 변수 $nPVRamp_{m,t}$ 에 대한 fitted value를 의미한다.

에너지경제연구 • 제 19 권 제 2호

이와 같이 모형을 통하여 태양광출력 증감발을 추정할 경우 기존의 연구에서 주로 사용하는 방식인 평균적인 패턴을 이용하는 방식보다 손쉽게 상위 또는 하위의 추정치를 선정할 수 있는 장점이 있다. 기존 평균패턴 방식과의 추정 정확도 비교를 위하여 <표 7>과 같이 2016년부터 2018년 태양광 출력을 대상으로 월별 표본 내 RMSE를 각각 비교하였다.

〈표 7〉 태양광출력 증감발 관련 정확도 비교 (RMSE)

월별	기존방식 (자료중위수 기준)	제안방식 (증감발모형 기준)
1월	0.02991145	0.04493843
2월	0.03357973	0.04525827
3월	0.03469458	0.04000870
4월	0.03660784	0.03665096
5월	0.03249786	0.03290914
6월	0.02726404	0.02844967
7월	0.02572601	0.02765897
8월	0.02500543	0.02764754
9월	0.02997119	0.03332059
10월	0.03342636	0.03955832
11월	0.03284758	0.04131559
12월	0.02965727	0.04238729

비교 결과 4월과 5월은 제안된 방식과 기존방식 간에 정확도가 크게 차이나지 않는 것으로 나타났으나, 이 기간을 벗어날수록 조금씩 정확도 차이가증가하여 12월과 1월에 최대가 되는 것을 볼 수 있다. 이는 제안된 모형에서일출과 일몰시간을 각각 6시와 21시로 고정한데 반하여, 실제로는 월별로 낮시간의 길이가 달라져 차이가 발생하는 것으로 추정된다. 따라서 이를 해결하기 위해서 월별로 낮시간의 시작과 끝을 조정할 필요가 있다.

Cooper(1969)는 일출부터 일몰까지의 시간을 태양의 움직임을 기반으로 산

태양광발전 변동성 모델링과 미래 순부하패턴에 따른 증감발 자원 소요량 추정 연구

출하였으며, Honsberg and Bowden(2016)은 이를 이용하여 매일 매일의 지역 별 일출과 일몰시간을 추정할 수 있는 수식을 제시하였다.

일출시간 =
$$12 - \frac{1}{15^{\circ}}cos^{-1}(-tan\ (위도) tan \delta) - \frac{TC}{60}$$
 (8)
일몰시간 = $12 + \frac{1}{15^{\circ}}cos^{-1}(-tan\ (위도) tan \delta) - \frac{TC}{60}$
여기서 $TC = 4 \times (경도 - 15^{\circ} \times \triangle$ 시간대 $_{GMT}) - EoT$
 $EoT = 9.87 sin 2B - 7.53 sin B - 1.5 sin B$

식(8)은 매시간별 지구 움직임에 따른 일출시간과 일몰시간에 대한 수식으로, 본 연구에서는 매월 15일을 기준으로 일출시간과 일몰시간을 추정하여 모형에 적용하였다. 정확도 비교 결과는 <표 8>과 같다.

〈표 8〉 태양광출력 증감발 관련 정확도 비교 (RMSE)

	기존방식	제안	방식
월별	(자료중위수 기준)	단일 일출/일몰시간	월별 일출/일몰시간
1월	0.02991145	0.04493843	0.03282948
2월	0.03357973	0.04525827	0.04688055
3월	0.03469458	0.04000870	0.03744397
 4월	0.03660784	0.03665096	0.04040069
- 5월	0.03249786	0.03290914	0.03775785
6월	0.02726404	0.02844967	0.03113543
 7월	0.02572601	0.02765897	0.02765897
8월	0.02500543	0.02764754	0.03286990
9월	0.02997119	0.03332059	0.03432695
10월	0.03342636	0.03955832	0.03845980
11월	0.03284758	0.04131559	0.04204821
12월	0.02965727	0.04238729	0.03691918

《표 8》에 따르면 월별로 일출시간과 일몰시간을 다르게 반영한 결과가 단일 일출 및 일몰시간을 적용한 결과보다 정확도가 개선된 기간은 1월, 3월, 10월, 12월로 나타났으며, 나머지 기간에는 오히려 정확도가 하락하여, 예상과 달리 월별로 일출과 일몰시간을 다르게 모형을 추정하는 것과 크게 차이가 없는 것으로 나타났다. 또한 《표 7》과 《표 8》에서 나타난 바와 같이 제안된 모형을 이용한 방식이 평균패턴을 사용하는 방식에 비하여 소폭 정확도가 떨어지는 단점이 존재하나, 일사량 차이로 인한 태양광 출력별 증감발수준을 분위회귀분석을 통하여 손쉽게 추정할 수 있는 장점을 고려할 때, 본 연구에서 제시된 방법론 활용에 의미가 있을 것으로 보인다.9)

Ⅳ. 미래 순부하패턴 전망

1. 미래 총 전력수요의 전망

『제8차 전력수급기본계획』에서는 2030년 기준 목표수요를 소비량 기준 579,547GWh, 최대전력 기준 여름철 97,533MW, 겨울철 100,498MW로 전망하고 있다. 이러한 목표수요는 재생에너지로부터의 전력생산량이 증가함에 따라 계통운영자가 중앙급전발전기를 통하여 충족시켜야 하는 부하 수준이 하락하며, 이렇게 재생에너지로 인하여 중앙급전발전기가 감당해야할 수요패턴이 감축되는 현상을 순부하(net load) 현상이라고 부른다.

앞으로의 장기 설비계획은 기존의 총부하 개념이 아닌 새로운 순부하 기준으로 수립되어야 하며, 순부하를 도출하기 위해서 총부하로부터 재생발전량을 차감하는 방법을 사용해야 한다. 전영환 외(2019)와 안재균(2017)에서는 순부

⁹⁾ 기존방식 대비 모형추정 결과 간의 정확도 차이는 RMSE 기준 최대 약 0.015p 수준으로 나타났다.

하를 추정하기 위해서 필요한 미래 총 부하 패턴을 2016년 패턴을 기준으로 전망하였으나, 본 연구에서는 2015년부터 2018년까지 최근 4년간의 수요패턴을 모두 이용하여 미래 총 부하패턴을 도출하였다.

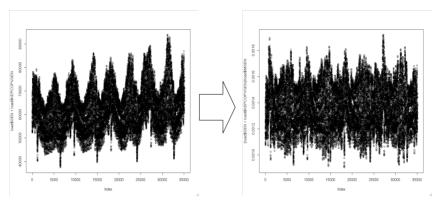
미래의 수요패턴 도출을 위하여 다음과 같은 작업을 수행하였다. 우선 『제8차 전력수급기본계획』 상의 수전단 기준 2030년 목표 전력소비량을 활용하기 위하여 2015년부터 2018년까지 4년간의 발전단 기준 월별 전력수요의 평균비중을 산정하고 이를 이용하여 2030년의 월별 총 발전량을 추정하였다. 이때 수전단 수요에는 포함되어 있으나, 발전단 수요에는 빠져있는 한전 PPA 태양광발전실적도 추정에 함께 고려하였다.

〈표 9〉 2030년 기준 월별 총발전량 추정결과

월별	월별 발전량 비중	월별 총발전량(GWh)
1월	0.09220	57,879.9
2월	0.08145	51,131.5
3월	0.08496	53,334.9
4월	0.07678	48,199.8
5월	0.07764	48,739.7
6월	0.07879	49,461.6
7월	0.08862	55,632.5
8월	0.08981	56,379.6
9월	0.07776	48,815.0
10월	0.07848	49,267.0
11월	0.08185	51,382.6
12월	0.09166	57,540.9

추정된 월별 발전량을 전력수요 패턴에 적용하기 위하여 매년 수요가 증가함에 따라 전반적으로 우상항하는 전력수요 패턴을 [그림 8]과 같이 월간 총 발전량 기준으로 표준화하였다.¹⁰⁾

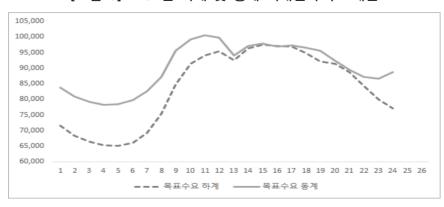
¹⁰⁾ 유승훈(2017)도 전력소비량과 최대전력간에 상호관계가 있음을 지적하고 있다.



[그림 8] 시간별 전력수요 패턴 표준화 (2015~2018년)

표준화된 시간대별 전력수요 패턴을 월별로 평상일과 특수일로 구분하여 패턴화시키고 이를 추정된 2030년 월별 총발전량에 반영하여 2030년 기준 시간대별 전력수요를 추정하였다. 또한 추정된 시간별 전력수요 패턴을 『제8차전력수급기본계획』의 2030년 여름철과 겨울철 목표 최대수요에 반영하여 [그림 9]와 같이 2030년 목표수요의 시간대별 수요를 전망하였다.

[그림 9]에 의하면 태양광으로 인한 수요감축이 없을 경우, 2030년 동계 최대전력은 오전 11시에 발생하며 하계 최대전력은 15시에 발생할 것이라는 것을 알 수 있다.



[그림 9] 2030년 하계 및 동계 최대전력 수요패턴

태양광발전 변동성 모델링과 미래 순부하패턴에 따른 증감발 자원 소요량 추정 연구

2. 미래 순부하 패턴 전망 및 증감발 소요량 추정

1절에서 추정한 2030년 기준 전력 총부하(gross load)로부터 순부하를 산출하기 위해 3장에서 제시한 태양광출력변동 모형을 아래와 같이 사용하였다.

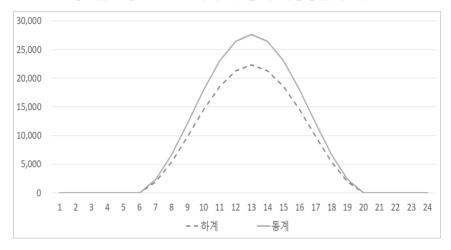
우선 3장에서 제시한 시간대별 태양광출력변동량을 시간대별 태양광발전량으로 변환하기 위하여 아래의 식(8)의 형태로 시간별 증감발량을 누적하였다.

$$nPV_t = nPV_{t-1} + nPVRamp_t (9)$$

이렇게 얻어진 시간대별 태양광발전량 패턴은 설비용량 기준으로 상대계수화된 수치이므로 이를 시간별 발전량으로 산정하기 위하여 식(9)와 같이 미래 태양광설비량을 패턴에 반영하였다. 2030년 예상되는 시간대별 태양광발전량을 산출하기 위하여 『제8차 전력수급기본계획』에 반영된 2030년 기준 사업용 태양광설비 계획량(PVCap)인 33,530MW를 사용하였다.

$$PV_t = nPV_t \times PVCap_t \tag{10}$$

식(9)를 사용하여 산출된 맑은 날 기준 2030년의 여름철과 겨울철 태양광발 전량은 [그림 10]과 같이 나타난다.



[그림 10] 2030년 하계 및 동계 태양광출력 패턴

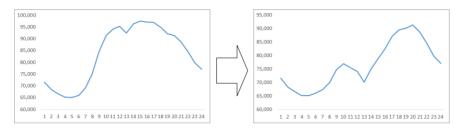
[그림 10]를 통하여 맑은 날의 경우 기온상승으로 인한 태양광패널 효율 하락이 발생하는 여름철에 비하여 기온이 낮은 겨울철 태양광출력이 높게 나오는 것을 알 수 있다. 이렇게 산출된 하계와 동계 태양광발전 패턴을 1절에서계산된 목표수요 패턴에 반영하여 하계와 동계 순부하 패턴을 도출하면, [그림 11]과 [그림 12]와 같은 형태로 얻을 수 있다.

[그림 11]과 [그림 12]의 2030년 하계와 동계 순부하 추정치는 총부하 기준 목표수요와는 달리 해외에서 논의되고 있는 duck curvel1) 현상이 뚜렷하게 나타난다. 이러한 신재생 특히 태양광으로 인한 수요패턴 변화는 전 세계적인 주요 이슈가 되고 있으며, 캘리포니아 ISO에서도 전력수급 안정성 확보를 위하여 태양광과 풍력의 영향으로 순부하 증감발이 발생하는 주요시간대에 대하여 3시간 동안 필요한 유연성 자원을 별도로 확보하도록 하고 있다.

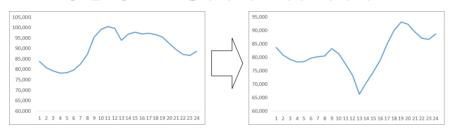
¹¹⁾ 재생에너지 증가(주로 태양광)로 인하여 낮 시간대 전력수요가 급감하는 현상을 의미하며 낮 시간대 수요형태가 오리의 배와 같다고 하여 붙여진 이름이다.

태양광발전 변동성 모델링과 미래 순부하패턴에 따른 증감발 자원 소요량 추정 연구

[그림 11] 2030년 하계 목표수요 대비 순부하 패턴



[그림 12] 2030년 동계 목표수요 대비 순부하 패턴



우리나라도 미래에 duck curve 현상을 피하기 어려우므로 순부하 패턴에 따른 증감발 유연성 자원 확보가 필요할 것을 보인다. [그림 11]과 [그림 12]를 살펴보면 우리나라의 경우는 수요의 증발과 감발이 지속되는 시간이 상당히 긴 것으로 판단되며, 이를 수치로 표현하면 순부하의 증가는 14시부터 20시까지 7시간 동안 지속되며, 순부하의 감소는 21시부터 4시까지의 8시간 동안 지속되는 것으로 나타났다. 따라서 우리나라의 경우는 캘리포니아 ISO의 3시간 보다 더 긴 7시간 동안 필요한 유연성 자원 확보가 필요할 것을 판단된다. 이와 같은 7시간 동안 필요한 유연성 증감발 자원 소요량을 계산하기위하여 1시간 단위의 순부하의 증가 및 감소량을 7시간 동안 누적하는 방법을 사용하였다. 이와 같은 방법으로 산출한 2030년 순부하 패턴에 따른 1시간 및 3시간, 7시간 동안 필요한 증감발 소요량은 <표 10>과 같다.

〈표 10〉 2030년 하계/동계 순부하 및 증감발 소요량 산정결과(MWh)

1171		하:	계			동.	계	
시간	순부하	1시간	3시간	7시간	순부하	1시간	3시간	7시간
1시	71,614	-5,522	-12,787	-17,874	83,732	-4,901	-3,414	-6,195
2시	68,323	-3,291	-11,547	-21,857	80,847	-2,885	-5,830	-12,282
3시	66,515	-1,808	-10,621	-24,820	79,201	-1,646	-9,432	-13,196
4시	65,188	-1,327	-6,426	-23,551	78,243	-958	-5,489	-11,243
5시	65,102	-86	-3,221	-19,299	78,422	179	-2,425	-8,724
6시	66,013	911	-502	-13,857	79,732	1,310	531	-6,945
7시	67,381	1,368	2,193	-9,755	80,249	517	2,006	-8,384
8시	69,925	2,544	4,823	-1,689	80,477	229	2,055	-3,255
9시	74,783	4,858	8,770	6,460	83,322	2,845	3,590	2,475
10시	76,915	2,132	9,534	10,400	81,280	-2,042	1,031	2,079
11시	75,513	-1,401	5,588	10,325	77,462	-3,818	-3,016	-781
12시	74,026	-1,487	-756	8,924	73,338	-4,124	-9,984	-5,084
13시	70,122	-3,904	-6,793	4,109	66,343	-6,995	-14,937	-13,389
14시	75,073	4,951	-440	7,693	70,590	4,247	-6,872	-9,659
15시	78,946	3,873	4,920	9,021	74,779	4,189	1,441	-5,699
16시	82,511	3,564	12,389	7,728	78,952	4,173	12,609	-4,370
17시	87,101	4,590	12,027	10,186	85,139	6,187	14,549	3,859
18시	89,488	2,387	10,542	13,975	89,927	4,788	15,149	12,466
19시	90,180	692	7,669	16,153	93,129	3,201	14,177	19,791
20시	91,335	1,155	4,234	21,213	92,397	-732	7,258	26,054
21시	88,739	-2,596	-749	13,666	89,486	-2,911	-441	18,896
22시	84,401	-4,338	-5,779	5,455	87,146	-2,340	-5,983	12,367
23시	79,870	-4,531	-11,465	-2,641	86,677	-469	-5,720	7,725
24시	77,136	-2,734	-11,603	-9,965	88,633	1,956	-853	3,494

<표 10>에 따르면 2030년 기준 하계의 경우 7시간 동안 최대 21.2GWh의 증발량과 최대 24.8GWh의 감발량이 필요하며, 동계의 경우는 최대 26.1GWh의 증발량과 최대 13.4GWh의 감발량이 필요한 것으로 나타났다. 이러한 큰

태양광발전 변동성 모델링과 미래 순부하패턴에 따른 증감발 자원 소요량 추정 연구

폭의 증발 및 감발소요 현상은 계통운영자에게는 수급안정성 확보 문제로, 기존의 발전사업자에게는 경제성 확보문제로 나타난다.

V. 순부하 수준을 고려한 수급안정성 검토

4장에서 검토한 2030년 기준 순부하 패턴과 증발 및 감발소요량은 미래 발전설비 구성에 따라 전력수급안정성에 문제가 발생할 가능성을 내포하고 있다. 만일 충분한 유연성자원이 미래 수급계획 상에 준비되어 있다면, 검토된순부하와 증감발 소요량에 따른 수급안정성에는 크게 문제가 없다는 것을 의미한다. 다만 수급안정성 문제와는 별개로 수요패턴 변화로 인한 발전설비의이용률 변화는 발전설비에 대한 경제성 문제로 이어질 수 있다. 만일 발전설비의이용률 하락으로 경제성 문제가 발생하면, 이로 인하여 발전설비 투자비회수를 위한 전반적인 전력요금의 상승 또는 발전설비 수익성 악화에 따른계획된 설비의 퇴출로 이어진다. 반대로 충분한 유연성자원이 확보되지 않을경우에는 순부하와 증감발 소요량 증가가 수급안정성의 문제로 연결된다.

『제8차 전력수급기본계획』에 따르면 2030년 정격용량 기준 약 174GW의 전체 발전설비가 계획되고 있으며, 이중 duck curve 현상을 일으키는 신재생설비 약 58GW를 제외한 나머지 약 116GW의 발전설비가 계통운영자가 중앙에서 제어할 수 있는 설비로 보아야 한다. 이중 안전문제로 인하여 출력변화가 실질적으로 불가능한 원자력 발전설비 약 20GW를 제외하면, 실제로 수요변화에 따라 제어가 가능한 설비규모는 약 96GW 수준이 된다. 따라서 계획된 설비규모를 고려할 때 시간별 수요변화에 따른 수급안정성 확보가 가능한가에 대한 검토가 필요하다.

정영범 외(2011)는 2009년 기준 발전원별 증감발율을 석탄은 10MW/분, LNG는 22MW/분으로 조사하였으며, 최소출력 수준으로는 원자력의 경우 설 비용량의 90%, 석탄은 50%, LNG는 30% 수준을 제시하였다. 또한 발전설비의 기동과 정지에 대한 주요 결정요소인 최소정지시간은 hot mode에서 원자력은 8~12시간, 석탄은 12시간, LNG는 우리나라 설비의 대부분을 차지하는 복합의 경우 3시간이 걸리는 것으로 <표 11>과 같이 지적하였다. 또한 전영환 외(2013)는 발전기 기동소요시간에 대하여 원자력은 수십시간, 석탄은 최대 10시간, 복합은 최대 2시간 소요된다고 주장하였다.

〈표 11〉 발전원별 운전특성

바져의		이기건	석탄	LNG		
발전원		원자력	역단 	GT	CC	
최소출리	부수준	90[%]	50[%]	30[[%]	
증감발율(]	 증감발율(MW/분)		10	22		
GFRQ(GFRQ(MW)		16	14		
최소	운전시간	8~22h	6~10h	1h	4h	
(hot mode)	정지시간	8~12h	12h	1h	3h	
기동소요시간		수십h	6~10h		1~2h	
정지소요	오시간	수십h	3~6h		0.25~1h	

출처 : 정영범 외(2011), 전영환 외(2013)

이러한 <표 11>의 발전원별 운전특성을 고려할 때 2030년 기준 비유연성 자원, 즉 원자력과 석탄설비의 최소출력 수준은 38,321MW로 계산된다. 또한 LNG과 석유까지 포함할 경우 전체 기력발전기의 최소출력 수준은 53,254MW로 추정된다. 12) 이러한 전체 기력발전기의 최소출력 수준은 <표 9>에서 계산된하계와 동계 순부하의 최저수준을 충족시켜, 연료비가 낮은 기저발전기의 출력감소가 필요 없는 것으로 나타났다. 또한 1시간 동안 확보가 가능한 기력발전기의 중·감발량은 호기 당 600~1,320MW에 달하므로, 1시간 내에 기력발전기들이 최저출력으로부터 도달 가능한 출력수준은 105,741MW에 달한다. 13)

¹²⁾ 석유발전기의 운전특성은 석탄과 동일한 것으로 가정하였다.

¹³⁾ 원자력의 경우는 <표 9>에서도 나타나듯 분당 출력 증감발율을 산정하기 어려울 정도로 유연성이 떨어지므로, 기본 전제조건이었던 최소출력 수준에서 벋어나지 못하는 것

따라서 4장에서 논의되었던 1시간 동안 필요한 증감발량은 제8차 전력수급기 본계획 상의 설비구성으로도 충분히 달성이 가능할 것으로 보인다.

지금까지의 수급계획은 모두 전력수요가 연중 가장 높은 하계와 동계에 기준이 맞추어져 있다. 이러한 방식은 상시 수요와 공급이 일치해야하는 전력의특성을 고려하여 연중 가장 높은 전력수요를 발전설비의 공급가능용량으로 충족시킬 수 있느냐에 중점을 두고 있다. 하지만 전체 발전설비 중 재생에너지가 차지하는 비중이 증가함에 따라 수급안정성 확보에 대한 기준도 재검토할 필요가 있다.

IRENA 외(2018)에서도 재생에너지가 늘어남에 따라 순부하수준이 매우 낮은 수준까지 떨어져서 기존의 출력제어가 가능한 발전기의 최소출력 수준까지 지속적으로 하락할 수 있으며, 반대로 수요가 높은 수준에서 재생에너지 출력이 탈락함에 따라 기존 발전기들의 갑작스러운 출력증가현상이 발생할수 있음을 지적하고 있다. 이러한 현상은 미국 캘리포니아와 유럽 등 세계 각지에서도 고민하고 있는 문제이다. 14) 2017년 기준 전체 발전량의 20%를 재생에너지가 담당하는 캘리포니아의 경우 과도한 재생에너지 출력으로 송전망제약이 문제가 되고 있으며, 소규모 태양광으로 인한 아침과 저녁시간대의 급격한 증발 및 감발이 문제가 되고 있다. 2017년 기준 전체 발전량의 53%가 풍력으로부터 나오는 덴마크의 경우는 바람이 잦아들 경우 충분한 기저발전기 확보가 가능한가에 대하여 고민하고 있으며, 에이레공화국과 북아일랜드는 연계선 문제로 2017년 이미 전체 풍력발전의 4% 정도를 감축하고 있다.

우리나라도 이미 제주계통의 경우 과도한 재생에너지 비중과 연계선 문제 등으로 풍력발전기의 출력제어 현상이 매년 증가하고 있다.¹⁵⁾ 이러한 재생에 너지 증가에 따른 수급불균형 문제는 육지계통에서도 재생에너지설비가 증가

으로 산정하였다.

¹⁴⁾ IRENA(2019), "Innovation landscape for a renewable-powered future: solutions to integrate variable renewables"

¹⁵⁾ 데일리안, "제주도, 풍력발전 출력제한 1년새 2배↑ ..재생E 발전비중 증가 등 원인" 2019.11.19.

함에 따라 점차 현실화될 것으로 보인다. 특히 우리나라의 수요패턴 상 냉방 및 난방부하가 사라져 전반적인 수요수준이 감소하는 봄철과 가을철이 과도한 재생에너지 증가의 영향에 취약한 기간이다. 더욱이 이 기간 중에는 맑은날씨와 함께, 높은 기온으로 발전효율이 하락하는 여름과는 달리 발전효율도 높게 유지되므로 재생에너지로 인한 영향이 강해진다. 따라서 앞으로 설비계획에서 수급안정성 확보를 위하여 고려해야할 기간은 기존의 여름과 겨울이 아닌 봄과 가을이 되어야 하며, 특히 전체 전력소비량의 약 55.7%를 차지하는 산업용 수요가 감소하는 특수일에 관심을 가져야 한다.16)

이러한 봄철과 가을철에 대한 수급안정성을 간단하게 검토하기 위하여 4장에서 사용된 순부하 산정방식을 이용하여 2030년 4월의 평상일과 특수일을 대상으로 순부하를 추정하고, 순부하 패턴에 따른 증발 및 감발소요량을 각각아래 <표 12>와 같이 산정하였다.17)

<표 12>에 따르면 평상일의 최저부하는 태양광 최대출력 시간대이자 점심 시간대인 13시에 발생하며 약 43.5GWh로 추정된다. 특수일의 경우는 비슷하 게 태양광 최대출력 시간대인 13시에 발생하며 약 30.8GWh로 추정된다. 증발 소요량의 경우 7시간 기준 평상일은 약 30.2GWh, 특수일은 약 31.3GW로 나 타났으며, 감발소요량의 경우 평상일은 약 19.1GWh, 특수일은 약 24.6GWh로 나타났다.

¹⁶⁾ 한국전력공사, 『2018년 한국전력통계』 2019. 5.

¹⁷⁾ 평상일 패턴은 중위수 기준으로 산정하였으며, 특수일 패턴은 수요가 낮은 상태에서의 수급안정성 검토를 위하여 하위 10%를 기준으로 하였다.

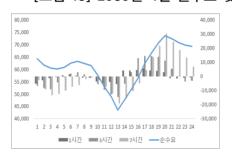
〈표 12〉 2030년 4월 순부하 및 증감발 소요량 산정 결과(MWh)

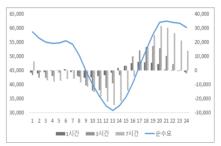
 거래		 평싱	 당일		특수일				
시간	순부하	1시간	3시간	7시간	순부하	1시간	3시간	7시간	
1시	64,301	-5,105	-6,584	-2,508	58,624	-1,586	-3,390	6,327	
2시	61,686	-2,615	-8,254	-9,018	56,327	-2,297	-5,291	-1,275	
3시	60,472	-1,214	-8,934	-13,233	55,042	-1,285	-5,168	-7,004	
4시	60,126	-346	-4,175	-12,309	54,543	-499	-4,081	-7,959	
5시	60,968	842	-718	-9,917	54,744	201	-1,583	-7,270	
6시	62,594	1,626	2,122	-7,346	55,413	669	371	-6,205	
7시	63,232	638	3,106	-6,174	54,223	-1,190	-320	-5,987	
8시	62,446	-787	1,478	-1,855	50,102	-4,122	-4,642	-8,522	
9시	61,576	-870	-1,018	-110	44,847	-5,255	-10,566	-11,480	
10시	57,850	-3,726	-5,383	-2,622	39,859	-4,988	-14,365	-15,183	
11시	52,927	-4,923	-9,519	-7,199	35,935	-3,924	-14,167	-18,608	
12시	48,886	-4,040	-12,689	-12,082	32,458	-3,476	-12,388	-22,286	
13시	43,465	-5,421	-14,384	-19,129	30,785	-1,673	-9,073	-24,628	
14시	47,788	4,323	-5,138	-15,444	32,392	1,607	-3,542	-21,831	
15시	52,073	4,284	3,186	-10,373	35,627	3,234	3,168	-14,475	
16시	56,643	4,570	13,177	-4,933	40,582	4,955	9,796	-4,265	
17시	62,461	5,818	14,672	4,611	46,498	5,916	14,105	6,639	
18시	66,809	4,348	14,736	13,882	52,297	5,799	16,670	16,362	
19시	70,704	3,896	14,062	21,818	57,602	5,306	17,021	25,144	
20시	73,705	3,001	11,244	30,240	62,046	4,444	15,548	31,261	
21시	72,435	-1,270	5,626	24,647	62,502	456	10,205	30,110	
22시	70,885	-1,550	181	18,812	62,014	-488	4,412	26,387	
23시	69,940	-945	-3,765	13,297	61,618	-396	-428	21,036	
24시	69,406	-534	-3,029	6,945	60,210	-1,408	-2,292	13,712	

이를 <표 10>의 여름철과 겨울철의 순부하와 비교해보면, 최저부하 발생시점은 겨울철은 동일하나 여름철은 최저부하가 새벽시간대인 5시에 발생하는 것을 알 수 있다. 최저부하 수준은 평상일 기준으로 여름철의 약 65.1GWh와 겨울철의 약 66.3GWh 대비 각각 66.8%, 65.6% 수준으로 나타났다. 또한 증감 발소요량은 평상일 기준 여름철 증발량 21.2GWh와 감발량 24.8GWh 대비 각

각 142.5%, 77.0% 수준으로 나타났으며, 겨울철 증발량 26.1GWh와 감발량 13.4GWh 대비 139.8%, 142.5%로 나타났다. 이와 같은 계절간의 비교를 통하여 알 수 있는 것은 봄철의 경우 여름철과 겨울철 보다 증발량 확보가 더욱 중요할 것임을 짐작할 수 있다.

[그림 13] 2030년 4월 순수요 및 증감발소요량 (평상일/특수일)





특히 특수일의 경우는 평상일 보다 더욱 최저부하 낮게 나타나며, 앞에서 제시한 기저발전기들의 최소출력 수준인 38.3GW보다도 낮아, 재생에너지에 대한 출력제어가 없을 경우 일부 기저발전기의 정지가 불가피하다. 또한 특수일의 최대부하 수준이 62.5GWh에 달하므로, 이를 기저발전기만으로는 충족이 불가능하므로 부가적인 LNG 발전기의 투입이 필요하다. 이를 위해서는 최소부하 이전시간대부터 부하감소에 따른 발전기들의 감발과 발전정지가 필요하며 이후 부하가 증가함에 따라 발전기의 증발과 발전기동이 필요하다. 이때 발전기별로 운전특성이 상이하므로 <표 11>의 발전원별 최소 운전시간과 최소정지 시간 등을 함께 제약조건으로 고려해야 한다. 더욱이 갑작스러운 날씨변화나 발전기 고장으로 인한 태양광출력 감소가 발생할 경우, 부하가 급등하므로 이에 대한 대응자원 확보도 필요하다. 이와 같은 문제점에 대해서는 전영환 외(2019)에서도 신재생 출력제약 없이는 예비력 공급이 어려운 원자력의 출력감소가 필요함을 지적한 바 있다.18)

¹⁸⁾ 이러한 발전설비간의 출력변화와 운전조합에 대한 검토는 본 연구의 범위를 벗어나므로 추후 추가적인 연구를 진행하도록 하겠다.

본 연구에서는 이와 같이 태양광발전 보급확대로 인하여 전망되는 수요패턴 변화만을 검토하였다. 하지만 재생에너지 전원 중 중요한 전원으로는 풍력을 빼놓을 수 없다. 『제8차 전력수급기본계획』에서는 2030년 풍력발전 설비규모를 2017년 1.2GW 대비 15배 증가한 17.7GW로 계획하고 있다. 이는 2030년 태양광발전 설비규모인 33.5GW의 약 52.7% 수준이다. 따라서 이와 같은 풍력발전 확대로 인한 수요패턴 영향 역시 추가적으로 반영할 필요가 있다.

전력거래소(2018)은 2017년 기준 풍력발전 이용률을 22.01%로 조사하고, 태양광 이용률인 15.57%보다 높은 수준임을 지적하고 있다. 이러한 설비이용률과 미래 설비용량을 적용할 경우 2030년 풍력으로 인한 발전수준은 2.8GW수준으로 이를 <표 12>의 순부하패턴에 적용하면 평상일과 특수일의 최저부하수준은 각각 40.7GW, 28.0GW로 하락하게 된다. 다만 이러한 가정은 풍력발전출력이 항상 일정하다는 가정하에서의 영향수준이며 태양광과 유사하게 풍력에도 시간별 패턴이 존재한다면 부하영향은 좀 더 다르게 나타나게 된다.

장희선 외(2018)은 연구내용 중 하루 중 겨울철과 여름철 풍력발전 패턴을 제시하였으며, 제시한 패턴에 따르면 밤시간과 낮시간에도 출력이 증가하는 W형태의 발전패턴을 보이고 있다.



[그림 14] 2015년 풍력발전 패턴 (1월/8월)

출처 : 장희선 외(2018)

에너지경제연구 • 제 19권 제 2호

전영환 외(2019) 역시 2030년 4월 낮 시간대 풍력발전설비의 최대출력과 최저출력을 <표 13>과 같이 각각 14,492MW, 688MW로 제시하였으며, 제시된 최대출력을 <표 12>의 순부하패턴에 적용하면 평상일과 특수일의 최저부하수준은 29.0GW와 16.3GW로 나타나 낮은 부하수준으로 인한 문제가 더욱 심각해지는 것으로 나타났다.

〈표 13〉월별 풍력발전 최소출력 및 최대출력(11~14시, MW)

출력	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	•••
최소	322	384	1,109	688	343	874	518	442	
최대	11,286	13,477	14,988	14,492	10,009	9,290	7,263	12,622	

출처 : 전영환 외(2019)

Ⅵ. 결 론

본 연구에서는 태양광발전으로 인하여 예상되는 미래 순부하를 추정하기 위하여 시간별 태양광 출력증감발에 대한 간단한 모형과 모형결과를 반영한 미래 순부하 패턴 및 패턴 변화에 따라 필요한 증감발 소요량을 검토하였다. 또한 모형을 통해 추정된 태양광 출력패턴을 2030년 목표수요에 반영하여 미래 순부하를 전망하고, 전망된 순부하 패턴으로부터 계통수급 안정성확보를 위하여 필요한 미래 증감발 소요량을 추정하였으며, 이를 봄철 특수일에 반영할 경우 제8차 전력수급기본계획 상의 설비구성으로 수급안정성 확보에 대한 논의를 진행하기 위해서는 추가적인 연구가 필요하다는 것도 지적하였다.

본 연구에서는 월별 태양광 출력패턴을 삼각함수를 이용한 모형화를 통하여 추정하였으며 이를 통해 미래 태양광 출력 수준을 예측하였다. 기존 연구들은 연중 태양광 출력패턴의 평균치를 미래 태양광 패턴에 반영하거나 기상자료를 활용하여 태양광 출력을 예측하는 데 중점을 두고 있다. 연중 평균치

를 사용하는 경우는 태양광 출력패턴을 손쉽게 얻을 수 있고, 이를 곧바로 미래 전망에 활용할 수 있는 장점이 있지만, 부하차감 효과가 큰 맑은 날의 높은 출력패턴 확보를 위해서는 별도로 자료를 적용해야 하는 한계가 존재한다. 또한, 기상자료를 활용하는 경우는 기상 예보자료가 존재하는 단기 전망에는 예측력 확보에 탁월한 장점이 있지만, 예보자료가 존재하지 않는 중장기 전망에서는 예측모형 사용이 어려운 단점이 있으며, 이를 극복하기 위하여 중장기 기상전망치를 표준화하여 적용한다고 하더라도 기상 표준화를 통한 출력패턴 추정과정이 사실상 연중 표준화된 태양광 출력패턴을 추정하는 것과 내용적으로 차이가 없다는 한계도 가지고 있다.

본 연구에서 제안한 삼각함수를 이용한 출력패턴 모형은 분위회귀분석을 통하여 쉽게 맑은 날의 태양광 출력패턴을 얻을 수 있는 장점이 있으며, 순수하게 태양광 출력자료에 기반하고 있으므로 중장기 수급전망에 쉽게 활용할수 있는 장점을 가지고 있다. 다만 연중 시간흐름에 따라 일출과 일몰시간 변화로 인하여 모형 정확도에 지속적인 의문이 제기될 수 있어 이에 대해서는 다음 연구에서 더욱 정밀하게 반영하는 방법을 제시하고자 한다.

또한 본 연구는 유연성자원을 통한 증감발예비력 확보기준 시간대 및 유지시간을 우리나라 부하패턴과 태양광출력 전망치 등을 반영하여 제시하였으며, 특히 해외에서는 부하패턴 변화로 인하여 주로 증감발 자원의 최대 유지시간을 3~5시간 정도 요구하고 있는 반면 우리나라의 경우는 보다 긴 시간인 7시간의 지속시간 필요성을 제시한 것에도 연구기여점을 가지고 있다.

이번 연구는 미래 전력설비 포트폴리오 구성 및 유연성자원의 규모를 산정하는 연구를 위한 사전작업으로서의 기초연구이며, 수요패턴 변화를 반영한미래 발전설비 포트폴리오 구성이나 미래 설비특성을 고려한 증감발 소요량공급여부, 수요패턴 변화에 따른 발전설비의 경제성 등에 대한 내용을 포함하고 있지는 않은 한계를 가지고 있다. 또한 연구에 사용된 수요와 태양광발전의 측정단위를 1시간으로 한정하고 있어, 5분 또는 4초 단위의 실시간 경제급전 및 계통운전 상황 하에서의 유연성에 대한 충분한 정보를 제공하지 못하

에너지경제연구 • 제 19권 제 2호

는 한계도 가지고 있다.

그럼에도 기존 duration curve 기반 경제성 위주의 전원계획에서 다루지 못하고 있는 유연성 자원에 대한 필요성에 대한 화두를 던지는 기초연구로서 본 연구의 의의를 가질 수 있다고 하겠다.

접수일(2020년 4월 28일), 수정일(2020년 7월 26일), 게재확정일(2020년 9월 25일)

◎참고문헌◎

- 고권후·전영환(2018). "신재생에너지 출력변동성과 신규양수건설 필요성." 물과 미래 51(8): 20-24.
- 김완수·조하현(2019). "지역별 기상자료를 고려한 태양광발전출력 모형 연구." 전기학회 논문지 68(9): 1109-1117.
- 김창수·정다연(2018), "신재생 보급 확대에 따른 순부하의 변동성과 기저부하 영향." 대한전기학회 전력기술부문회 추계학술대회. 11월: 218-220.
- 배근수·정선옥·허윤근·김학진·허승오·한경화·하상건(2012). "태양광발전 모듈 종류와 설치각도의 변화에 따른 전력 생산 성능 분석." 한국농업기계학회 동계 학술 대회 논문집 17(1): 34-37.
- 산업통상자원부(2016). 신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운 영지침: 산업통상자원부.
- _____(2017a). 재생에너지 3020 이행계획(안): 산업통상자원부.
- _____(2017b). 제8차 전력수급기본계획: 산업통상자원부.
- 안재균(2017). "신재생에너지 보급 확산을 대비한 전력계통 유연성 강화방안 연구." 수 시연구보고서 18(17): 에너지경제연구원.
- 에너지경제연구원(2019). "독일 에너지전환 추진(~2016년) 성과와 2019년 전환정책 목표 조정 필요성 당면." 세계 에너지시장 인사이트 19(6): 3-16.
- 유승훈(2018). "제8차 전력수급기본계획의 전력수요 추정." 전기저널 492: 24-28.
- 윤다은 · 박형동 · 이상남 · 강용혁(2017). "서울지역 일사량 및 외기온도와 단결정 실리 콘 태양광 모듈온도의 상관성에 대한 실증분석." 한국자원공학회지 54(2): 139-148.
- 이승재·권병천 외(2015). 비정형 구조물의 태양광 발전 효율 극대화를 위한 솔라패널 최적배치 프로그램 개발 최종보고서: 국토교통부.
- 장희선·조주현·주성관(2018). "에너지전환시대 재생에너지 발전비중 확대에 따른 유연성 설비의 경제성 분석."기본연구보고서 18(2): 에너지경제연구원.
- 전력거래소(2017). 2017년 해외 전력시장 동향: 전력거래소.
- (2018). 지역별 태양광·풍력 이용률 및 발전원가 분석: 신시장개발처.

- Honsberg, C., and Bowden, S. 저 · 윤경훈 역(2016). PV CDROM: 태양광개론: 한국에너지기술연구원.
- Andrychowicz, M., Olek, B. and Przybylski, J. 2017. "Review of the methods for evaluation of renewable energy sources penetration and ramping used in the Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2015. Case study for Poland." Renewable and Sustainable Energy Reviews 74: 703-714.
- California ISO(2010). Integration of Renewable Resources at 20% RPS.
- (2018). Flexible Resource Adequacy Criteria and Must Offer Obligation Phase 2.
- Cooper, P. I.(1969). "The absorption of radiation in solar stills." Sorlar Energy 12: 333-346.
- Cui, M. and Zhang, J.(2018). "Estimating ramping requirements with solar-friendly flexible ramping product in multi-timescale power system operations." Applied Energy 225: 27-41.
- De Leon(2018). "SB-100 California Renewables Portfolio Standard Program: emissions

- of greenhouse gases." Senate Bill No. 100. Chapter 312: California legislative information.
- Huber, M., Dimkova, D. and Hamacher, T.(2014). "Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements." Energy 69: 236-246.
- Independent Electricity System Operator. Market Renewal Backgrounder.
- International Energy Agency(2017). "Getting Wind and Sun onto the Grid: A Manual for Policy Makers." IEA Insights series 2017.
- International Renewable Energy Agency, IEA and REN21(2018). Renewable Energy Policies in a Time of Transition.
- (2019). Innovation landscape for a renewable-powered future: solutions to integrate variable renewables.
- Messenger, R. A. and Abtahi, A.(2010). Photovoltaic Systems Engineering.. NewYork: CRC Press.
- North American Electric Reliability Corporation(2014). Essential Reliability Services

 Task Force: A Concept Paper on Essential Reliability Services that Characterizes

 Bulk Power System Reliability.
- Shaker, H., Zareipour, H. and Wood, D.(2016). "Impacts of large-scale wind and solar power integration on California's net electrical load." Renewable and Sustainable Energy Reviews 58: 761-774.
- Solomon, A. A., Faiman, D. and Meron, G.(2010). "The effects on grid matching and ramping requirements, of single and distributed PV systems employing various fixed and sun-tracking technologies." Energy Policy 38: 5469-5481.

ABSTRACT

The Modeling of the Variability of PV and Estimation of Ramping Requirements by the Future Net Load Patterns

Wan-soo Kim* · Ha-Hyun Jo**

Korea Power Exchange has responsibility for real-time electricity system balance. Recently the phenomenon of expanding renewable generators especially PV is a big challenge for the system operator. To build properly future resource planning, building the future net load scenario is one of the most important issue. In this study we attempted to model solar power output fluctuation and forecast the future up and down ramping requirements expected to occur due to net load. To build the PV fluctuation model, we used the trigonometric function term and to estimate the future load, we used the recent load pattern and future target peak load in the long-term resource plan. The estimation result shows the up and down ramping events could last about 7 hours during a day and the maximum up and down ramping requirements for 7 hours will be 21.2GWh and 24.8GWh respectively on the summer peak day. The maximum up and down ramping requirements for 7 hours are forecasted about 26.1GWh and 13.4GWh respectively on the winter peak day.

Key Words: Photovoltaic generation, Rampng resources, Net load pattern

^{*} Electricity Power Research Centre, Korea Power Exchange(main author). lazywolf@kpx.or.kr

^{**} Professor, Dept. of Economics, Yonsei University(corresponding author). hahyunjo@hanmail.net