



그린수소 기반 섹터 커플링 통한 재생에너지 출력제한 경감효과 연구

전우영^{1)*} · 김진이²⁾ · 이성우³⁾

Study on Reduction of Curtailment of Renewable Generation based on Green Hydrogen Sector Coupling

Wooyoung Jeon^{1)*} · Jin-yi Kim²⁾ · Seongwoo Lee³⁾

Received 17 February 2022 Revised 18 March 2022 Accepted 29 March 2022 Published online 7 June 2022

ABSTRACT The Korean government announced the “1st Basic Plan for the Transition to Hydrogen Economy” in 2021 and declared the establishment of a hydrogen industry ecosystem by 2040. To build a low-carbon power system, resources that can efficiently accommodate renewable energy are required, and green hydrogen is considered a potential solution. This study analyzed the economic feasibility of green hydrogen-based sector coupling to reduce curtailment of renewable generation in the Jeju power system by 2025 under the scenario of with or without HVDC#3. The result showed that HVDC#3 significantly reduced the frequency of curtailment from 16.1% to 3.0%. In addition, green hydrogen-based sector coupling was an economically feasible option as result showed an IRR of 4.86% when HVDC#3 was connected and 11.45% when it was not under the condition of achieving 50% curtailment reduction. This study shows that the higher the level of renewable energy deployment, the more delayed the HVDC connection between Jeju and the main land, and the lower the SMP, the more economically feasible the green hydrogen-based sector coupling is. Furthermore, this study suggests that the policy goal of completely reducing curtailment is not economically efficient.

Key words Renewable generation(재생발전), Curtailment(출력제한), Green hydrogen(녹색 수소), Hydrogen charging station(수소충전소), Sector coupling(섹터 커플링)

1. 서론

한국은 2021년 8월 탄소중립기본법이 제정되면서 2030년까지 2018년 배출량대비 최소 35%를 감축할 것을 법제화했다.^[1] 이어서 2021년 11월 제26차 유엔기후변화협약

(COP26)에서 2030년까지 40%의 온실가스를 저감하겠다는 국가 온실가스 감축목표(National Determined Commitment, NDC)를 국제사회에 약속하였다. 이 상향된 NDC는 2030년까지 신재생에너지를 발전량기준 30.2%까지 보급할 것을 목표로 하는데, 이는 2020년 12월 발표된 제9차 전력수급기본계획에서 제시한 신재생에너지 보급 목표의 기존의 20.6%에서 약 1년 만에 대폭 상향되는 목표치이다. 이 조치는 빠르게 신재생에너지 보급량을 끌어올려서 탄소중립에 앞장서고 있는 영국, 독일 등의 국가와 속도를 맞추기 위함으로 판단된다.^[2,3]

1) Associate Professor, Department of Economics, Chonnam National University

2) Team Leader, Korea Power Exchange

3) Assistant Manager, Korea Power Exchange

*Corresponding author: wjjeon@jnu.ac.kr

Tel: +82-62-530-1558

Fax: +82-62-530-1449

기존 20.6%의 신재생에너지 보급목표에서는 변동성 재생 에너지인 태양광과 풍력이 각각 설비용량 기준으로 약 34.0 GW와 17.7 GW를 보급할 계획이었다. 하지만 상향된 보급 목표에서는 이 수치가 단순 비례적으로 증가해도 약 49.8 GW와 25.9 GW로 변동성 재생에너지 규모가 약 75.7 GW에 이르게 된다. 향후 신재생에너지 원별 보급비중에서 태양광과 풍력의 비율이 더욱 높아질 것을 고려하면 2030년 까지 태양광과 풍력이 최대 100 GW까지 보급이 이루어질 것으로 예측하기도 한다.^[4]

이렇게 2030년까지 예정된 빠른 변동성 재생에너지 증가로 인해 출력제한 문제가 심각하게 대두되고 있다. 제주도는 2020년 기준 변동성 재생에너지 발전비중이 약 16.2%를 달성했고 전체 변동성 재생에너지 발전량 중 출력제한 비율은 약 1.8%로 나타났다. Carbon Free Island 2030 (CFI2030), 제9차 전력수급기본계획 등의 계획을 기반으로 2034년 수치를 추산해보면 변동성 재생에너지 발전비중은 약 91.8%, 출력제한 비중은 약 39.3%로 추정된다. 재생에너지의 발전비중이 증가할수록 기하급수적으로 출력 제한이 증가하는 것을 알 수 있다. 2034년 제주에서 출력 제한이 39.3%에 이른다는 것은 태양광과 풍력의 경제성이 약 40%가량 감소하는 것을 의미한다. 재생에너지가 미래 전력시스템의 주요 전원인 것을 고려할 때 이는 전력공급에 있어서 상당한 비효율이 발생함을 의미한다.^[4~8]

출력제한을 경감하는 방안으로 기존에 추진 중인 에너지 저장장치(Energy Storage System, ESS)와 함께 수소 기반 Power-to-Gas(P2G) 형태의 섹터커플링이 주목받고 있다. 정부는 2021년 ‘제1차 수소경제 이행 기본계획’을 발표하고 수소차와 연료전지를 중심으로한 수소 산업 생태계 구축을 천명하였다. 이에 따라 기본계획에서 2030년까지 그린수소 25만 톤급 생산기반, 수소 승용차 누적 생산량을 85만 대를 목표로 제시하였다.^[9] 이는 수소기반 P2G를 수용할 수 있는 수소생태계가 머지않은 시기에 구축되는 것을 의미한다. 이와 함께 수소저장탱크는 ESS보다 대용량화 하기가 경제적이고 장주기의 에너지저장에도 용이하기 때문에 향후 재생에너지 기반 전력공급체계에서 수소기반 P2G는 중요한 요소로 자리 잡을 것으로 전망된다.

수소생산방식은 LNG에서 수소를 추출하고 탄소를 발생시키는 그레이 수소, LNG에서 수소를 추출하지만 탄소를

포집하는 블루수소, 수전해 기반 친환경적으로 수소를 생산하는 그린수소로 분류된다. 그린수소는 에너지 생산과 사용에 있어서 탄소가 전혀 발생되지 않아 저탄소 에너지 사회로 가는 궁극적인 지향점이지만 현재 전력생산비용과 수전해 효율을 감안할 경우 경제성 달성이 쉽지 않다. 하지만 출력제한되어 버려지는 재생에너지를 활용하여 그린수소를 생산할 경우 비용이 제로인 수소에너지를 생산해서 저장후 수소차나 발전용으로 활용하는 것이기 때문에 경제성 확보가 보다 용이하다.

수소를 활용한 출력제한 경감은 전력시스템을 안정화하는데도 기여를 한다. 낮시간 집중적인 태양광발전으로 심각한 duck curve 발생 시 수전해가 전력수요를 발생시켜 순수요를 평탄화 해준다면 must-run 발전기들을 보다 안정적이고 효율적으로 운영할 수 있다. 또한 급격한 재생에너지 출력 변화시 수전해의 전력수요 조정능력을 통해 보조서비스 역할도 제공할 수 있다. 추가적으로 2034년 이후 제주와 같이 출력제한이 전체 재생에너지의 40% 수준까지 발생하는 전력시스템에서는 출력제한 시 한계가격이 0원 혹은 음의 가격이 되어 발전소들의 경제성이 불안정해진다. P2G는 출력제한 관리를 통해서 안정적인 전력공급에 필요한 전통 발전기들에게 충분한 경제성을 조정해 줄 수 있는 장점도 존재한다.

본 연구에서는 2025년 제주전력시스템을 대상으로 수소 기반 섹터커플링의 출력제어 경감효과와 경제성을 분석하였다. 출력제한과 수전해 경제성에 영향을 미치는 HVDC#3의 유무, 출력제한 시 적용 계통한계가(System Marginal Price, SMP)를 차등적으로 적용해서 분석을 시도하였다.

본 논문의 구조는 다음과 같다. 2장에서는 수소기반 섹터커플링을 활용한 선행연구에 대해서 분석하였고, 3장에서는 연구에서 적용된 모형에 대해서 설명하였다. 4장에서는 시나리오별 출력제한 추정 결과와 수전해 경제성 분석 결과에 대해서 제시하였고, 5장에서는 연구의 결론과 시사점을 제시하였다.

2. 선행연구 분석

재생에너지와 수소기반 P2G를 연계해서 전력시스템을 효율화하는 국내연구에는 Park, et al.(2020), Son, et al.

(2021), Lee, *et al.*(2021), Kim, *et al.*(2021) 등이 있다.^[10~13] Park, *et al.*(2020)에서는 재생에너지 연계 알카라인 수전해의 경제성을 분석했으며 수전해기 효율 및 단위 전력 가격에 따른 수소생산 단가는 2,293~6,984 원/kg 인 것으로 도출되었다. Son, *et al.*(2021)에서는 P2G기반 풍력 출력제한 문제 해결방안을 분석하였는데, 수소 활용처를 기존 연료전지 뿐만아니라 수소차 등 수소 활용성 확대가 P2G 안착의 주요 요소임을 지적하였다. Lee, *et al.*(2021)에서는 신재생기반 수소생산과 수소충전소의 경제성에 대해서 분석하였다. 분석결과 수소판매가격 8,296 원/kg 적용시 단위 프로젝트에 대한 수소판매 순현재 편익은 103억 원이고 수소생산 순현재 비용은 85억으로 추정되어 인건비, 토지구매, 건설비 등이 차액인 18억 원에서 충당될 경우 수소충전소는 경제성이 있는 것으로 분석되었다. Kim, *et al.*(2021)에서는 수소발전의무화(HPS)제도 도입시 VPP 기반 전기-수소 시스템의 경제성을 분석하였다.

수소기반 P2G를 분석한 해외연구에는 He, *et al.*(2021), Ali, *et al.*(2018)등이 있다.^[14,15] He, *et al.*(2021)은 미국 시장을 대상으로 탄소가격 시나리오 하에서 P2G의 경제성을 분석하였다. 분석결과 본격적 탈탄소 정책 하에서 재생에너지 사용량이 13~56% 증가하였고, 총 시스템비용은 7~16% 절감하는 것으로 나타났다. 또한 탄소포집장치(CCS)는 저탄소 수전해보다 비효율적인 것으로 분석되었다. Ali, *et al.*(2018)은 핀란드 전력시스템을 바탕으로 재생에너지 수용을 위한 최적 수소저장장치의 용량을 분석하였는데, 재생에너지 출력제한을 최소화하는 것보다는 적정 수준의 출력제한을 하는 수소저장장치가 경제적으로 타당함을 보였다.

본 연구에서는 전력시스템 최적화모형으로 분석된 2025년 제주지역의 출력제한을 바탕으로 수전해 설비를 통한 그린수소 생산과 수소충전소 판매가 결합될 경우 수전해설비가 경제적 타당성을 가질 수 있는지 분석하였다. 제주 HVDC#3 건설 유무에 따른 차별적인 출력제한량에 대해 분석했다는 점, 출력제한 시 적용되는 SMP를 육지 SMP와 SMP 0원으로 차등적으로 적용했다는 점, 출력제한 경감률별 수전해 용량에 대한 경제성 민감도 분석을 수행했다는 점에서 본 연구는 선행연구와 차별적인 기여도를 제공하였다고 할 수 있다.

3. 모형

본 연구의 분석은 크게 2부분으로 구성되어 있다. 첫 번째는 제주 전력시스템의 재생에너지 출력제한에 대한 분석이다. Fig. 1에서 묘사된 전력흐름과 출력제한에 대한 분석은 PLEXOS라는 전력시스템 최적화 모형을 이용해서 재생 에너지를 포함한 2025년 제주전력시스템의 연간 8,760시간의 운영을 비용최소화에 기반해서 분석한다. 두 번째는 최적화 결과로 도출된 2025년 제주도의 SMP를 바탕으로 수전해장치를 적용해서 재생에너지 출력제한을 경감하고 수소판매 수익을 올릴 수 있는 비즈니스 모델을 적용하는 것이다.

본 연구에서 제시하는 수소판매 비즈니스 모형은 재생에너지 출력제한시간 혹은 그 외 SMP가 낮은 시간에 전력을 이용해 수소를 생산/저장하고 이를 개별 수소충전소로 수송해서 수소를 판매하는 구조이다. 전력망과 수소운송망을 결합하는 이 섹터커플링 비즈니스 모형의 주요 수익요소는 수소차용 수소 판매이고, 주요 비용요소는 수소생산을 위한 전력구매, 수전해 장치 및 기타 부대시설 투자비 및 운영비가 된다.

3.1 제주 출력제한 추정 모형

2025년 높은 재생에너지가 보급된 제주전력시스템에서 출력제한, SMP 프로파일 등을 추정하기 위해서 전력시스템 최적화 모형인 PLEXOS를 적용하였다. PLEXOS는 재생에너지, 에너지저장장치, 전기차 등으로 날로 고도화되는 전력시스템을 선제적으로 모의하고 영향을 살펴보는 데 있어서 검증되고 다양한 기관에서 활용되고 있는 모형이다. Jeon, *et al.*(2022)^[16]에서 PLEXOS를 적용하여 제주

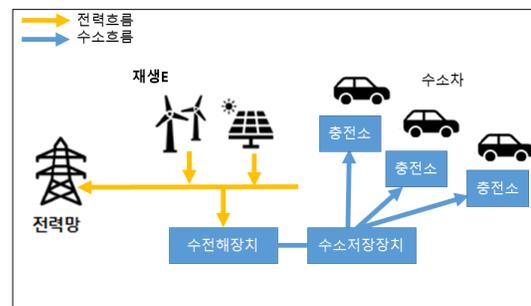


Fig. 1. 전력흐름 및 수소흐름 개념도

전력시스템을 분석 한바 있으며, 기타 다양한 국내외 연구가 PLEXOS를 기반으로 이루어 졌다.

Fig. 2는 PLEXOS 최적화 모형의 입력값과 출력값 구조

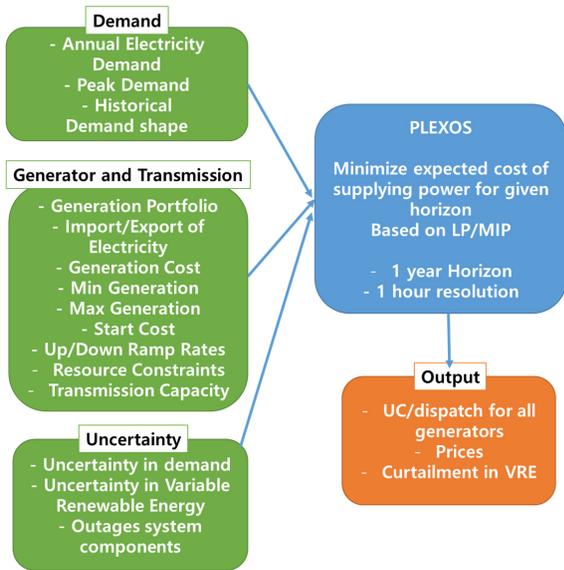


Fig. 2. PLEXOS optimization framework

Table 1. Jeju power system input in 2025

Num	Generator	Maximum Generation (MW)	Minimum Generation (MW)
1	South Jeju CC	158	54
2	South Jeju GT	106	37
3	South Jeju TP1	94	50
4	South Jeju TP2	95	50
5	Jeju TP1	75	42
6	Jeju TP2	74	42
7	Jeju LNGCC1	123	78
8	Jeju LNGCC2	124	78
9	Jeju LNG GT1	82	48
10	Jeju LNG GT2	82	48
11	Hanlim GT	75	27
12	Hanlim CC	109	41
13	Jeju DP1	39	26
14	Jeju DP2	39	26
15	HVDC#1 (Haenam)	150	-
16	HVDC#2 (Jindo)	200	-
17	HVDC#3 (Wando)*	200	-
18	Solar PV	1011	-
19	Wind	752	-

* Applied differently by scenarios

를 보여준다. PLEXOS의 입력요소는 수요패턴, 발전기 및 송전망 물리적 특성, 불확실성 유발 요소로 구성된다. 이 입력값으로 구성된 전력시스템을 일반적으로 1시간 단위로 선형계획법 혹은 혼합정수계획법을 기반으로 연간 전력공급비용을 최소화하는 발전계획을 도출하는 것이 PLEXOS의 주요 기능이다. 최적화의 결과값을 기반으로 발전기들의 시간별 기동상태 및 발전량, 지역별 한계가격, 재생에너지 출력제한량 등을 도출할 수 있다. Table 1은 본 연구에 적용된 2025년 제주전력시스템의 전통발전기, 재생에너지, HVDC 송전망에 대한 입력 값을 보여준다.

MustRun 발전기 관련 가정은 수요가 800 MWh 이하일 경우 3기, 800 MWh~1100 MWh 이하일 경우 4기, 1100 MWh~1300 MWh 일 경우 5기, 1300 MWh 초과일 경우 6기로 적용하였다. 기타 도입에 불확실성이 있고 영향이 미미한 DR과 ESS는 모형에 반영하지 않았다.

3.2 수전해 수익 도출 모형

PLEXOS를 통해 분석된 재생에너지 출력제한량과 SMP를 기반으로 수소기반 P2G 개념을 적용하여 전력망과 수소송망을 결합하는 비즈니스 모형을 구현하였다. Table 2는 수전해를 통해 수소생산, 저장, 운송, 충전소 판매에 이르는 수전해 비즈니스 운영 방법론과 적용된 가정에 대해 보여준다. 기본적으로 차익거래 기법을 바탕으로 재

Table 2. Assumption for the operation of hydrogen production

- 1) Produce hydrogen using low 8-hours SMP of each day estimated based on PLEXOS
- 2) Apply following two constraints when producing hydrogen
 - 2a) Constraint of hydrogen storage capacity
 - 2b) Producing hydrogen when SMP is below the price* that secures the profit considering hydrogen sales price and conversion efficiency
- 3) SMP is affected by the demand increase by hydrogen production and price reflection is based on price sensitivity** in Jeju
- 4) Hydrogen storage capacity and the number of trailers, hydrogen stations, and hydrogen vehicles are determined by hydrogen production capacity

* Estimated based on hydrogen sales price, 8,880 KRW/kg, conversion efficiency 18 kg/MWh

** Estimated based on the linear regression between hourly demand and price in jeju

생에너지 출력제한시간 등 SMP가 낮을 때 전력을 활용해 그린수소를 생산하고, 이를 수소충전소를 통해 수소차에 판매하여 수익을 얻는 모형이다. 본 연구는 수전해를 통한 제주 출력제한 최소화 가능성과 수소운송수단의 편익을 유연하게 살펴보기위해 수소차의 규모를 탄력적으로 설정하였다.

수전해시설에 대한 투자비용의 전제조건은 다음과 같다. 수전해 장치, 수소저장장치, 충전소, 수송 트레일러의 투자비는 각각 11억 원/MW, 60.6만 원/kg, 15억 원/개소, 13억 원/대로 가정하였다. 해당수치는 IRENA(2020), IEA(2020), Monthly Hydrogen Economy(2019), H2KOREA(2019)에 기초하여 산정·적용하였다.^[17~20] 수전해는 알카라인 방식을 가정하였으며 변환효율은 18 kg/MWh로 산정하였다.¹⁾ 즉 1 MW의 수전해장치의 경우 8시간 충전의 경우 144 kg의 수소저장장치 투자가 요구된다.

4. 결과

4.1 시나리오 설정

본 연구는 2025년 제주의 재생에너지 출력제한량 분석과 수전해의 경제성 분석에 있어서 Table 3과 같이 두 가지 요소를 차등적으로 적용하여 시나리오를 설정했다. 첫 번째는 제주도에서 출력제한 시 적용되는 SMP의 수준이다. 하나는 한계비용이 제로인 재생에너지가 계통에서 수용되지 못하고 출력제한 되는 경우 전력경제이론에 근거해 SMP가 0원이 되는 경우이고, 다른 하나는 제주는 육지와 송전선로로 연결되어 있기 때문에 육지의 SMP를 적용하는 경우이다.

두 번째는 2025년 완공이 예정되어 있는 HVDC#3의 유

Table 3. Scenario setup

	Land SMP	SMP 0 KRW
2025 Jeju With HVDC#3	Case (1)	Case (2)
2025 Jeju Without HVDC#3	Case (3)	Case (4)

1) 18 kg/MWh 효율은 IRENA(2020)^[17]과 Kim, *et al.*(2011)^[21]에서 제시된 알칼리 수전해 설비에 기반해서 도출하였다.

무이다. 역송기능이 강화된 HVDC#3가 제때에 건설될 경우 제주도의 출력제한이 상당부분 경감될 수 있지만, 이 HVDC#3 완공이 지체될 경우 높은 규모의 출력제한이 예상된다. 따라서 이 HVDC#3의 유무에 따라 제주의 출력제한 규모와 수전해 경제성을 차등적으로 분석하였다. 본 연구의 배경연도가 2025년으로 설정된 것도 이 HVDC#3의 영향을 함께 살펴보기 위함이다.

4.2 출력제한 추정 결과

출력제한이 가장 많이 발생한 대표일의 PLEXOS 최적화 모형 분석 결과를 Fig. 3과 Fig. 4가 보여준다. 노란색은 육지에서 제주도로 송전되는 전력량, 회색은 화석연료기발발전량, 파란색은 재생에너지 발전량, 주황색은 재생에너지 출력제한량을 나타낸다. 추가로 검은색 점선은 이 날의 전력수요를 나타내고, 빨간색 점선은 제주에서 육지로 역송되는 역송량을 보여준다.

Fig. 3은 HVDC#3이 포함된 시스템의 결과값으로 태양

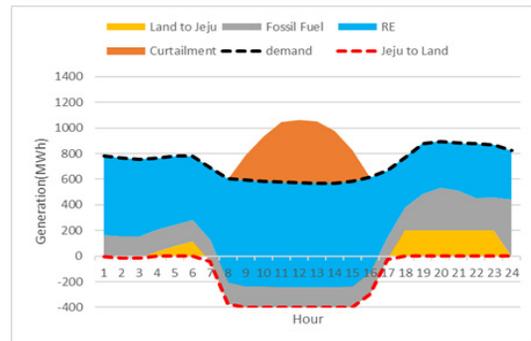


Fig. 3. 24 Hour generation profiles from different sources with HVDC#3

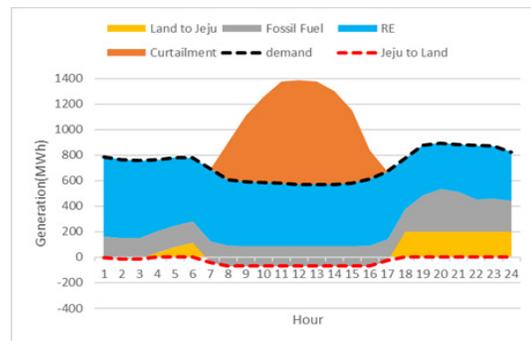


Fig. 4. 24 Hour generation profiles from different sources without HVDC#3

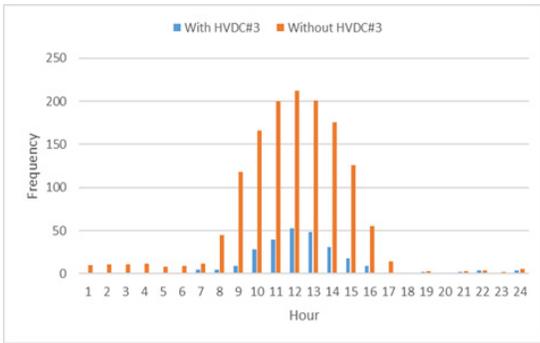


Fig. 5. Hourly frequency of curtailment in 2025

광이 집중되는 낮 시간 8시~16시 사이에 적극적으로 제주에서 육지로 역송을 함으로써 출력제한을 최소화하고 있음을 보여준다. 반면 Fig. 4는 HVDC#3이 포함되지 않은 결과값으로 기존 HVDC 회선의 제한적인 역송기능 때문에 8시~16시에 역송은 소폭 발생하고 그 시간 대규모의 출력제한이 발생됨을 알 수 있다. Fig. 3과 Fig. 4 둘다에서 화석연료기반 Must Run 발전기가 출력제한 시간에도 전력공급 안정성을 위해 가동되고 있는 것이 확인 가능하다.

Fig. 5는 최적화 분석결과로 도출된 연간 시간별 출력제한 발생 횟수를 보여준다. 2025년 기준출력제한 발생 횟수는 HVDC#3이 연결된 경우 262회, HVDC#3이 연결되지 않은 경우 1406회로 나타났으며, 출력제한 발생 비율기준으로 각각 3.0%와 16.1%으로 나타났다. 출력제한이 가장 빈번하게 발생한 시간은 12시로 HVDC#3가 있을 경우 53회, HVDC#3가 없을 경우 212회로 나타났다. 이는 HVDC#3 건설 유무에 따라 12시에 출력제한이 발생할 가능성은 14.5%에서 58.1%로 증가할 수 있음을 보인다.

4.3 수전해 경제성 분석

Table 3에서 설명된 수전해 운영방법론을 기반으로 출력제한 경감을 위한 전력구매를 할 경우 SMP 프로파일이 어떻게 달라지는지를 봄철 출력제한이 많이 발생하는 날을 대상으로 Fig. 6과 Fig. 7에 나타냈다. Fig. 6은 HVDC#3가 연결되고 출력제한 시 SMP 0원이 적용은 시나리오를 바탕으로 연간 출력제한을 50% 경감시키는 수전해 용량인 100 MW가 활용될 경우 SMP 프로파일이 수전해 전과 후에 어떻게 달라지는지 보여준다. 파란색 선은 수전해 적용 전 SMP로 이날은 11시~15시에 출력제한 발생으로 SMP가

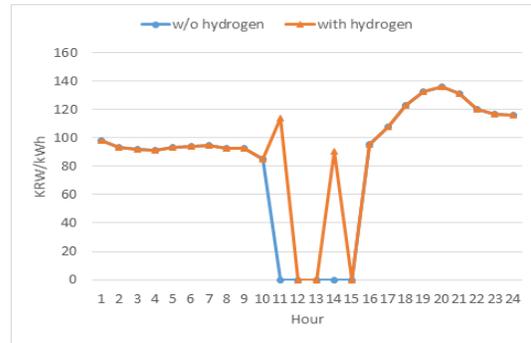


Fig. 6. 24-hours SMP profiles with/without hydrogen with HVDC#3, 100 MW hydrogen

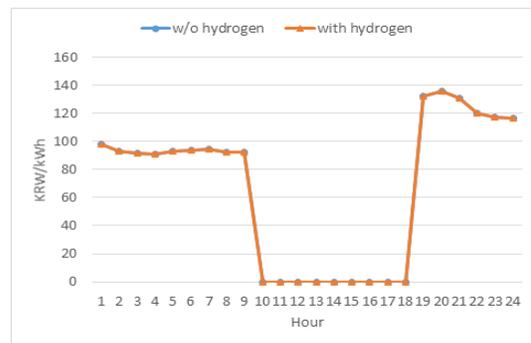


Fig. 7. 24-hours SMP profiles with/without hydrogen without HVDC#3, 150 MW hydrogen

0원으로 설정되어 있다. 반면 해당 용량의 수전해가 적용될 경우 출력제한 시간에 집중적으로 전력수요를 발생시켜서 11시와 14시는 전력구매 수준에 비례하게 SMP가 상승한 것을 확인할 수 있다. 12시, 13시, 15시는 수전해 전력수요에도 불구하고 여전히 출력제한이 발생되고 있어 여전히 0원의 SMP를 보인다.²⁾

Fig. 7은 HVDC#3이 연결되지 않은 시나리오에서 동일하게 연간 출력제한을 50% 경감시키는 수전해 용량이 적용된 경우의 SMP 패턴을 보여준다. HVDC#3이 없을 경우 출력제한이 10시~18시로 확대가 된 것을 알 수 있으며, 출력제한의 규모가 크기 때문에 적용된 수전해 설비를 최대한 가동하여 수소를 생산해도 출력제한이 계속해서 발생해서 SMP가 0원으로 결정된 것을 알 수 있다. 이는 HVDC#3이 없는 시나리오의 경우 출력제한의 빈도나 양이 훨씬 빈

2) SMP는 1단계에서 PLEXOS 통해서 도출되고, 2단계에서 수전해 가동 시 출력제한량을 상회하여 증가한 수요에 대해서는 선형적으로 SMP가 증가한다고 가정하였다. 이때 선형증가계수는 2020년 제주 수요-SMP 간의 선형계수인 0.235원/MWh를 적용하였다.

Table 4. Hydrogen economic validity analysis, land SMP and HVDC#3 – Case 1

Curtailment Reduction Rate	Hydrogen Capacity (MW)	Storage capacity (kg)	Num of charging station	Num of trailer	Annual hydrogen production (ton)	Hydrogen capacity factor	Investment Cost (100 Mil KRW)	Total Annual Profit (100 Mil KRW)	NPV (100 Mil KRW)	IRR (%)
100%	515	74160	31	4	16,665	0.626	6,632	-109.94	-8,388.2	n/a
75%	190	27360	15	2	7,904	0.791	2,507	101.35	-1,346.9	-3.02%
50%	100	14400	8	1	4,352	0.828	1,320	103.4	-59.4	3.97%
25%	40	5760	4	1	1,746	0.830	548	53.07	97.0	6.49%

Table 5. Hydrogen economic validity analysis, SMP 0 KRW and HVDC#3 – Case 2

Curtailment Reduction Rate	Hydrogen Capacity (MW)	Storage capacity (kg)	Num of charging station	Num of trailer	Annual hydrogen production (ton)	Hydrogen capacity factor	Investment Cost (100 Mil KRW)	Total Annual Profit (100 Mil KRW)	NPV (100 Mil KRW)	IRR (%)
100%	515	74160	31	4	16,665	0.626	6,632	-107.32	-8,354.1	n/a
75%	190	27360	15	2	7,904	0.791	2,507	110.58	-1,226.9	-2.20%
50%	100	14400	8	1	4,352	0.828	1,320	111.16	41.6	4.86%
25%	40	5760	4	1	1,746	0.830	548	57.44	153.8	7.59%

Table 6. Hydrogen economic validity analysis, land SMP and no HVDC#3 – Case 3

Curtailment Reduction Rate	Hydrogen Capacity (MW)	Storage capacity (kg)	Num of charging station	Num of trailer	Annual hydrogen production (ton)	Hydrogen capacity factor	Investment Cost (100 Mil KRW)	Total Annual Profit (100 Mil KRW)	NPV (100 Mil KRW)	IRR (%)
100%	841	121104	32	4	17,429	0.394	10,517	15.98	-10645.4	-24.4%
75%	280	40320	20	3	10,707	0.728	3,663	171.44	-1,647.0	-1.54%
50%	150	21600	10	2	5,454	0.692	1,957	157.43	-19.3	4.39%
25%	65	9360	5	1	2,452	0.718	860	86.01	204.0	7.12%

Table 7. Hydrogen economic validity analysis, SMP 0 KRW and no HVDC#3 – Case 4

Curtailment Reduction Rate	Hydrogen Capacity (MW)	Storage capacity (kg)	Num of charging station	Num of trailer	Annual hydrogen production (ton)	Hydrogen capacity factor	Investment Cost (100 Mil KRW)	Total Annual Profit (100 Mil KRW)	NPV (100 Mil KRW)	IRR (%)
100%	841	121104	32	4	17,429	0.394	10,517	170.05	-8,641.3	-9.83%
75%	280	40320	20	3	10,707	0.728	3,663	309.91	154.2	4.98%
50%	150	21600	10	2	5,454	0.692	1,957	260.39	1,320.0	11.45%
25%	65	9360	5	1	2,452	0.718	860	138.95	892.6	14.77%

번하며 이때 낮은 SMP를 적용해서 수전해를 할 경우 수전해의 경제성이 보다 높게 나타날 것을 유추할 수 있다.

Table 4~7은 각각 Case 1~Case 4의 수전해 경제성 분석 결과를 보여준다. Table 4와 Table 5에서 HVDC#3이 연결된 시나리오의 경우 적용된 수전해의 용량은 발생하는 출력제한을 100% 경감하는 경우 515 MW, 75% 출력제한 경감은 190 MW, 50%는 100 MW, 25%는 40 MW를 적용

하였다. 수소저장장치 용량은 수전해 용량에 비례하게 설정되었다. 수소충전소와 수소운송 트레일러의 수는 일간 소화가능한 수소공급량과 트레일러 운송용량을 기반으로 적용하였다.³⁾ 연간 수소생산량은 적용된 수전해 용량별로

3) 충전소당 수소공급량 1,500 kg/일, 트레일러당 수소운송량 12,900 kg/일, 대당 일평균 기대수소 사용량 13.7 kg/일을 기반으로 해당 시나리오의 수소사용량에 대한 수소충전소 개수, 트레일러 대수, 수소차 대수를 산정하였다. IRENA(2020)^[17], IEA(2020)^[18]

출력제어수준과 SMP수준에 따라 차등적으로 결정된다. 수전해의 이용률(capacity factor)은 용량이 작을수록 높아지는 것을 확인할 수 있다. 투자비용은 앞서 설명하였듯이 수전해장치, 수소저장장치, 수소충전소, 수소트레일러 비용의 전제에 근거해서 추산하였다. 마지막으로 총 연간 이윤과 순현재가치(Net Present Value, NPV), 내부수익률(Internal Rate of Return, IRR)이 추정되었다. 본 연구에서 할인율은 국가사업에 보편적으로 적용되는 4.5%를 적용하였다.

Table 6과 Table 7은 HVDC#3이 연결되지 않은 시나리오를 보여준다. 이 경우 출력제한이 더 대규모로 발생 되기 때문에 100% 출력제한 경감률에는 수전해 841 MW, 75% 경감률에는 280 MW, 50%에는 150 MW, 25% 경감률에는 65 MW로 앞서 시나리오 대비 수전해의 용량이 증가하였다. 이에 비례하게 수전해의 이용률도 소폭 감소한 것을 확인할 수 있다.

Fig. 8은 Table 5~8에서 추정한 각 시나리오의 출력제한 경감률 별 IRR을 요약해서 보여준다. 점선은 본 연구에

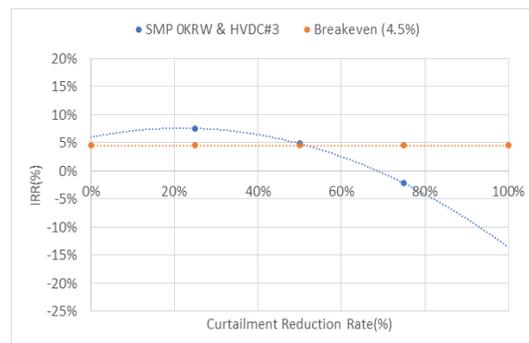
서 적용된 출력제한 경감률 시나리오별 IRR값을 비선형 보간법을 이용해 추정한 선이다. 빨간색 점선은 본 연구에서 적용된 사회적 할인율인 4.5% 선을 나타낸다. 즉 IRR을 연결한 파란 점선이 빨간 점선 위에 위치해 있으면 해당 용량의 수전해 설비는 경제성이 있는 것으로 판단할 수 있다.

Case 1은 출력제어 경감률 25% 수준의 수전해 설비에서 IRR 6.49%로 최대 내부 수익률을 보여주고, 50% 수준에서는 IRR 3.97%로 사회적 할인율에 소폭 미치지 못하는 수준을 보여주며 이후 증가된 용량에서는 음의 IRR값을 보여준다. Case 2도 Case 1과 유사한 형태의 IRR 추이를 보이는데, 출력제한 경감률 25%의 수전해 용량에서 IRR 7.59%를 보여준다. 출력제한 시 SMP 0원을 적용하는 Case 2에서 육지 SMP를 적용하는 Case 1 대비 수전해의 수익률이 1.1%p 정도 높게 나타난 것을 확인할 수 있다.

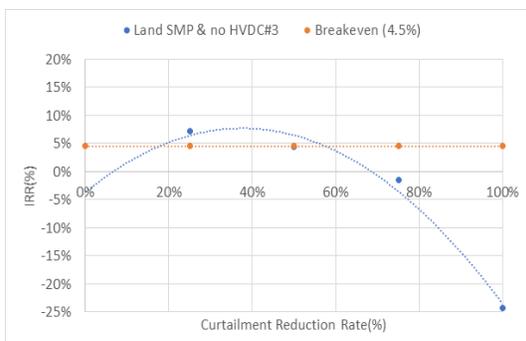
Case 3의 경우 출력제한 경감률 25%에서 IRR 7.12%, 50%에서 IRR 4.39%로 Case 2와 유사하거나 소폭 낮은 것을 알 수 있다. 반면 Case 4의 경우 출력제한 경감률 25%에서 IRR 14.77%, 50%에서 IRR 11.45%로 수전해 설비의



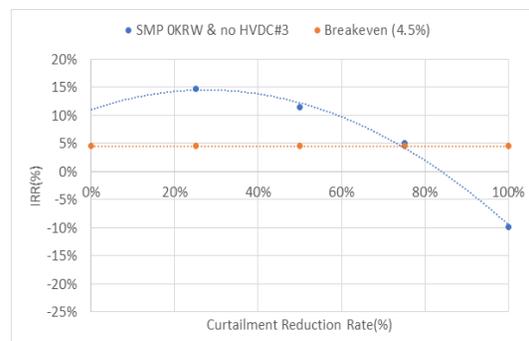
(a) Case 1 - Land SMP & HVDC#3



(b) Case 2 - SMP 0 KRW & HVDC#3



(c) Case 3 - Land SMP & no HVDC#3



(d) Case 4 - SMP 0 KRW & no HVDC#3

Fig. 8. Hydrogen IRR for varying curtailment reduction rate

수익률이 대폭 향상된 것을 알 수 있다. 이는 HVDC#3이 없을 경우 대규모의 출력제한이 발생하며, 이 에너지를 SMP 0원에 구매 가능할 경우 적정규모의 수전해 설비의 경우 높은 수준의 경제성 확보가 가능함을 보여준다. 또한 과도하게 출력제한을 경감하기 위해 대규모로 확보된 수전해설비는 대부분의 경우 경제성 확보가 요원함을 보여준다.

5. 결론

본 연구에서는 탄소중립 달성을 위해 빠르게 증가하는 재생에너지로 인해 최근 이슈가 되고 있는 출력제한 문제를 수소기반 P2G 형태의 섹터 커플링으로 해결하는 것이 경제적으로 타당한지 분석하였다. 2025년 제주 전력시스템을 배경으로 분석하였으며, 차등적인 출력제한 규모에 대한 수전해설비의 효과를 살펴보기 위해 HVDC#3이 설치된 경우와 되지 않은 경우를 구분해서 분석하였다.

2025년 제주 출력제한 분석 결과 HVDC#3가 제때 건설이 안 되면 제때 건설될 경우 대비 약 7배 출력제한이 증가하는 것으로 나타났다. 이 출력제한을 경감하기 위해 대부분의 시나리오에서 25% 수준의 출력제한 경감률을 달성하는 수전해 설비가 가장 높은 경제성을 달성하는 것으로 나타났다. 25% 출력제한 경감률에 대해서 HVDC#3이 연결된 상황에서 육지 SMP와 SMP 0원이 적용된 시나리오는 각각 6.49%와 7.59%의 IRR을 보였고, HVDC#3이 연결되지 않은 상황에서는 각각 7.12%와 14.77%의 IRR을 보였다.

본 연구가 제시하는 시사점은 다음과 같다.

첫째, 수송용 수소충전소와 연계한 수전해설비는 수소차 인프라가 충분히 갖춰질 경우 출력제한 경감의 좋은 해결책이 될 수 있다. 다만 이를 위해서는 생산되는 수소를 소비해 줄 수 있는 빠른 수소차 생태계 조성이 필요하다.

둘째, 재생에너지 보급이 증가할수록 수전해설비는 출력제한의 해결책으로 더욱 가치가 높아진다. 본 연구에서는 2025년의 제주를 선제적으로 살펴보았지만, 2030년 대한민국의 전체에 30.2%의 재생에너지가 보급될 경우 수요가 낮고 일사조건이 좋은 봄, 가을철에 대규모의 출력제한이 예상된다. 본 연구에서 살펴보았듯이 출력제한 규모가 크면 클수록 수전해설비는 더욱 경제성이 높아지며 출력제한 경

감의 좋은 대안이 될 수 있다.

셋째, 출력제한 경감 문제를 효과적으로 해결하기 위해 출력제한 시 SMP 0원에 준하는 가격책정방식이 필요하다. 본 연구에서는 육지와 HVDC로 연결된 제주를 대상으로 분석했기 때문에 출력제한 시 육지SMP와 SMP 0원이 적용되는 상황에 대해서 차등적인 분석을 했다. 하지만 전체 한국 계통으로 확장할 경우 출력제한 시 0원의 SMP를 적용하는 것이 이론적으로 타당하다. 또한 본 연구에서 살펴보았듯이 출력제한 시 0원 혹은 음의 가격이 적용되면 더 다양한 자원들이 출력제한 경감용도로 시장에 들어올 수 있는 경제성이 확보된다.

넷째, 출력제한을 과도하게 경감하기 위한 대규모 수전해 설비 확보는 경제적으로 비효율적이다. 출력제한을 일정부분 허용하며 효율적인 규모의 유연성자원을 시장에 도입하는 것이 더욱 효율적인 해결책이 된다.

경제학의 원칙 중 하나가 올바른 가격신호가 시장에서 자원의 효율적인 배분이 가능하게 해준다는 것이다. 재생에너지 출력제한 시 시장가격이 합리적으로 적용될 때 출력제한 문제가 효율적으로 해결될 수 있으며, 수소기반 P2G 등의 섹터커플링을 기반으로 한 창의적이고 혁신적인 해결 방안들이 적용 가능할 것이다.

감사의 글

본 연구는 2021년도 전남대학교 경영전문대학원 학술장학재단의 지원을 받아 수행되었음.

References

- [1] Ministry of Legislation, 2022, “Basic Act on Carbon Neutral and Green Growth to Respond to the Climate Crisis”, <https://www.law.go.kr/LSW/lsInfoP.do?lsiSeq=241485&viewCls=lsRvsDocInfoR#>.
- [2] Ministry of Environment, 2021, “2030 Nationally Determined Contribution(NDC)”, https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiNjue_ifH3AhVEzIsBHU50CwIQFn0

- ECBQQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.korea.kr%2Fcommon%2Fdownload.do%3FfileId%3D196681551%26tblKey%3DGMN&usg=AOvVaw0ml9ykhwcX YhS8I2Sj4wSO.
- [3] Ministry of Trade, Industry and Energy, 2020, “9th Basic Plan for Electricity Supply and Demand (2020-2034)”, https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjXxMXsifH3AhX_yIsBHZLhDDIQFnoECAUQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.etrans.or.kr%2Flib%2Fgen_download.php%3Ffile_name%3D%25EC%25A0%259C9%25EC%25B0%25A8%25EC%25A0%2584%25EB%25A0%25A5%25EC%2588%2598%25EA%25B8%2589%25EA%25B8%25B0%25EB%25B3%25B8%25EA%25B3%2584%25ED%259A%258D.pdf&usg=AOvVaw355IYH3csMNxaD-okHTpMq.
- [4] ET News, “[Analyzing issues] NDC Up in 2030... achievable only with 100 GW of renewable energy”, 2021.10.26.
- [5] Jeju Special Self-Governing Province, 2019, “CFI 2030 plan amendment and supplementation service”.
- [6] KBS News, “Jeju is full of electricity? Curtailment – the core issue for Energy Conversion”, 2021.12.08.
- [7] Public data portal, “Curtailment of wind generation in Jeju, 2017-2020”, 2020.09.17. <https://www.data.go.kr/data/15065238/fileData.do>
- [8] Lee, T.E., and Lee, Y.S., 2020, “Expansion of renewable energy and the direction of stable operation of electric power systems in Jeju Island”, Energy Economics Institute, Energy Focus, 48-63, https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiRhveKivH3AhX9zIsBHeJBCZUQFnoECBgQAw&url=http%3A%2F%2Fwww.kee.i.re.kr%2Fkeei%2Fdownload%2Ffocus%2Fef2012%2Fef2012_70.pdf&usg=AOvVaw0UYT5MaPW9VtqLiftV2I7x.
- [9] Ministry of Trade, Industry and Energy, 2021, “1th Basic plan for implementing the hydrogen economy”, http://www.motie.go.kr/common/download.do?fid=bb s&bbs_cd_n=6&bbs_seq_n=67130&file_seq_n=1.
- [10] Park, J.H., Kim, C.H., Jo, H.S., Kim, S.K., and Jo, W.C., 2020, “Techno-Economic analysis of green hydrogen production system based on renewable energy sources”, Transactions of Korean Hydrogen and New Energy Society, **31**(4), 337-344.
- [11] Son, Y.G., Hwang, S.W., Lee, H.J., Kim, S.Y., and Kim, D.S., 2021, “Optimal operation of standalone microgrid based on wind power generation linked to P2G technology”, Trans. Korean. Inst. Elect. Eng., **77**(11), 1662-1669.
- [12] Lee, J.H., and Ryu, J.H., 2022, “A simulation study of renewable power based green hydrogen mobility energy supply chain systems”, Korean Chemical Engineering Research, **60**(1), 34-50.
- [13] Kim, S.H., Park, S.C., Lee, M.H., and Choi, S.Y., 2021, “Renewable curtailment and VPP market, electro-hydrogen sector coupling microgrid using homer”, Proceeding of The Korean Institute of Electrical Engineers Spring Conference, 95-96.
- [14] He, G., Mallapragada, D.S., Bose, A., Heuberger-Austin, C.F., and Gençer, E., 2021, “Sector coupling *via* hydrogen to lower the cost of energy system decarbonization”, Energy Environ. Sci., **14**(9), 4635-4646.
- [15] Ali, M., Ekström, J., and Lehtonen, M., 2018, “Sizing hydrogen energy storage in consideration of demand response in highly renewable generation power systems”, Energies, **11**(5), 1113.
- [16] Jeon, W.Y., Kim, J.Y., and Lee, S.W., 2022, “Establishing an efficient low-carbon power system by reducing curtailment of renewable energy using ESS -The case of Jeju Island in 2025-”, J.Climate Change Res., **13**(1), 1-9.
- [17] IRENA, 2020, “Green hydrogen cost reduction”.
- [18] IEA, 2020, “IEA G20 Hydrogen report: Assumptions”.
- [19] Monthly Hydrogen Economy, “Pyeongtaek, Open recruitment of operators of two hydrogen charging stations”, 2019.03.26.
- [20] H2KOREA, 2019, “Internal data on the unit price of water electrolyte and hydrogen storage power generation”, Internal data.
- [21] Kim, B.J., Kim, J.W., and Ko, H.M., 2011, “Economic evaluation of domestic low-temperature water electrolysis hydrogen production”, Transactions of the Korean hydrogen and new energy society, **22**(4), 559-367.