

이중 가격 불확실성하에서 실물옵션 모형기반 연료전지 발전소 경제적 가치 분석[†]

김선호*·전우영**

요약 : 발전, 수송, 저장, 산업공정 등 에너지 사용 전반에서 탄소중립의 중요한 수단으로 수소 에너지가 부각되고 있다. 연료전지 발전소는 수소 생태계에서 가장 빠르게 보급되고 있으며 2050 탄소중립 구현을 위한 핵심적인 발전원 중 하나이다. 하지만 연료전지 발전소의 수익에 영향을 미치는 전력도매가격(SMP)과 신재생에너지 공급인증서(REC) 가격의 높은 변동성은 잠재적 사업자들의 투자시기를 지연시켜 보급에 걸림돌로 작동하고 있다. 본 연구는 실물옵션 방법론을 적용하여 비가역적인 연료전지 발전소의 투자결정에 있어서 SMP와 REC 가격 이중 불확실성이 투자임계가격 수준에 어떠한 영향을 미치는지 분석하였다. 분석 내용은 다음의 3가지로 요약된다. 첫째, 현행 신재생에너지 공급의무화제도(RPS)하에서 사업자에게 전가되는 이중 가격 불확실성은 결정론적 가격 대비 투자임계가격을 상당히 증가시켜 현재 가격 수준에서 경제성이 없는 것으로 나타났다. 둘째, REC 가격 변동성을 현재의 절반으로 경감하는 것은 REC 가중치를 한 단위 추가로 부여하는 것 만큼의 투자임계가격 하락 효과를 유발하였다. 셋째, 기존 부생수소 기반 연료전지와 함께 그레이 수소, 그린 수소 기반 투자임계가격을 분석하였으며, 그레이 수소의 경우 탄소배출권 비용이 적용될 경우 그린 수소와 경제성이 상당 부분 좁혀지는 것을 확인할 수 있었다. 본 연구 결과는 현행 RPS 제도가 연료전지 발전소 보급에 저해요소로 작동하며, 보다 비용 효율적이고 안정적인 수소 생태계 구축을 위해서는 정책보완이 필요함을 시사한다.

주제어 : 연료전지 발전소, 실물옵션, RPS, SMP, REC 가격, 그레이 수소, 그린 수소, 탄소배출권 비용

JEL 분류 : C6, D8, Q3

접수일(2022년 11월 30일), 게재확정일(2022년 12월 5일)

[†] 본 논문은 김선호의 2022년 석사학위 논문을 수정 및 보완한 것이다.

* 한국광해광업공단 개발기획팀 과장, 제1저자(e-mail: kimsunho@komir.or.kr)

** 전남대학교 경제학부 부교수, 교신저자(e-mail: wyjeon@jnu.ac.kr)

Estimating the Investment Value of Fuel Cell Power Plant Under Dual Price Uncertainties Based on Real Options Methodology[†]

Sunho Kim* and Wooyoung Jeon**

ABSTRACT : Hydrogen energy is emerging as an important means of carbon neutrality in the various sectors including power, transportation, storage, and industrial processes. Fuel cell power plants are the fastest spreading in the hydrogen ecosystem and are one of the key power sources among means of implementing carbon neutrality in 2050. However, high volatility in system marginal price (SMP) and renewable energy certificate (REC) prices, which affect the profits of fuel cell power plants, delay the investment timing and deployment. This study applied the real option methodology to analyze how the dual uncertainties in both SMP and REC prices affect the investment trigger price level in the irreversible investment decision of fuel cell power plants. The analysis is summarized into the following three. First, under the current Renewable Portfolio Standard (RPS), dual price uncertainties passed on to plant owners has significantly increased the investment trigger price relative to one under the deterministic price case. Second, reducing the volatility of REC price by half of the current level caused a significant drop in investment trigger prices and its investment trigger price is similar to one caused by offering one additional REC multiplier. Third, investment trigger price based on gray hydrogen and green hydrogen were analyzed along with the existing byproduct hydrogen-based fuel cells, and in the case of gray hydrogen, economic feasibility were narrowed significantly with green hydrogen when carbon costs were applied. The results of this study suggest that the current RPS system works as an obstacle to the deployment of fuel cell power plants, and policy that provides more stable revenue to plants is needed to build a more cost-effective and stable hydrogen ecosystem.

Keywords : Fuel cell plant, Real option, RPS, SMP, REC price, Gray hydrogen, Green hydrogen, Carbon cost

Received: November 30, 2022. Accepted: December 5, 2022.

[†] This paper is revised based on the Master Thesis of Sunho Kim in 2022.

* Manager, Korea Mine Rehabilitation and Mineral Resources Corporation, First author (e-mail: kimsunho@komir.or.kr)

** Associate Professor, Department of Economics, Chonnam National University, Corresponding author (e-mail: wyjeon@jnu.ac.kr)

1. 서론

탄소중립 달성을 위해 발전, 저장, 수송, 산업공정 등 에너지 사용 전반에서 중요한 수단으로 수소에너지가 부각되고 있다. 특히 전력화로 수요가 가파르게 증가하고 있는 전력 부문에서 변동성 재생에너지를 효과적으로 전력시스템에 수용할 수 있는 대안으로 수소의 활용도가 높아지고 있다. 우리나라에서 태양광 중심으로 빠르게 증가하고 있는 재생발전이 낮 시간 동안 과잉 발전될 때 수전해를 통해 수소로 저장하고, 이 수소는 잠재적으로 수송용, 산업공정용, 난방용 혹은 다시 발전용으로 활용이 가능하다. 이렇게 전력시스템에서 빠르게 확대되는 변동성 재생에너지가 전력시스템에 유발하는 문제를 해결하고, 재생에너지가 타 부문까지 확대되어 국가 전반에 탄소저감을 유도하는 이른바 섹터 커플링(Sector Coupling)의 핵심적인 역할을 수소가 담당하는 것이다. 재생에너지와 수소가 연계되어 산업과 가정에 에너지 공급이 이루어질 경우 화석연료 의존을 줄여서 에너지 안보에도 크게 기여하게 된다.

이러한 중요성을 인식하고 정부는 2020년 ‘수소경제 육성 및 수소안전관리법(수소법)’을 제정하고 청정수소 판매 및 사용을 의무화함으로써 청정수소 중심의 수소 생태계 구축의 기틀을 마련하였다. 이어 2021년 ‘제1차 수소경제 이행 기본계획’을 통해 탄소중립의 핵심수단으로서 수소의 필요성을 강조하면서 재생에너지 기반 그린 수소를 통해 발전을 포함한 전 부문에서 탄소 저감 수단으로 활용될 수 있는 국가 로드맵을 발표하였다. ‘제1차 수소경제 이행 기본계획’에 따르면 2030년까지 전체 수소사용량의 65%를 2050년까지는 100%를 청정수소 사용을 목표로 하고 있다. 또한 2021년 발표된 ‘2050 탄소중립 시나리오’에서도 발전 부문에서 수소를 기반으로 하는 연료전지와 무탄소 가스터빈의 역할이 강조되어 있다. 2050년 연료전지와 무탄소 가스터빈 발전량은 전체 발전의 약 23%로 재생에너지에 이어 두 번째로 핵심적인 발전원이 된다.

발전용 연료전지는 수소경제의 중요한 축을 담당하면서 2021년 말 기준 749MW 규모로 보급이 이루어져 있다. 연료전지는 아직 자생적인 경제성을 확보하지 못했지만 신재생에너지 공급의무화 제도(Renewable Portfolio Standard, RPS)의 지원을 받아 지속적인 보급이 이루어지고 있다. RPS 제도하에서 연료전지는 1MWh를 발전할 경우 이에 대한 전력도매가격(System Marginal Price, SMP) 수익과 함께 1.9 단위의 신재생에너지

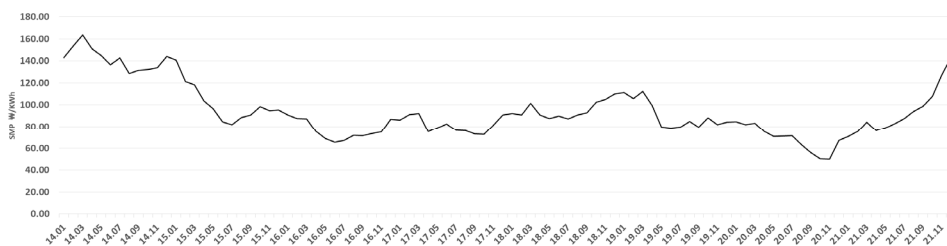
공급인증서(Renewable Energy Certificate, REC)¹⁾를 받아 추가적인 수익을 올리게 된다. SMP만으로는 경제성이 없기 때문에 보조금 성격의 REC 지급을 통해서 확대가 필요한 연료전지의 보급을 정책적으로 장려하는 것이다.

이러한 RPS 제도하에서 연료전지 발전사업자는 크게 2가지 이슈에 직면해 있다. 첫째는 SMP와 REC 가격이 장기적인 하락 추세를 보여왔고 이것이 지속될 것이라는 점이다. 2021년 하반기부터 대외적인 요인으로 시작된 유가상승으로 2022년 SMP가 급등하였지만 재생발전 보급이 계속될 경우 연료비가 0원인 재생발전이 고비용의 LNG발전을 계속해서 대체하는 구조이기 때문에 SMP는 장기적으로 하락하는 추세를 보일 것으로 전망된다. 이는 비단 연료전지만의 문제가 아니라 SMP로 수익의 대부분이 정산되는 발전설비들에게 모두 적용되는 문제이다. 이는 미래에 재생에너지 중심의 전력시장에서는 현재와 같은 변동비 중심의 정산체계로는 적절한 이윤보장이 불가능하며, 높은 용량요금 혹은 장기고정요금 중심의 정산체계가 필요함을 시사한다. REC 가격 또한 2016년 이후로 재생발전 보급이 빠르게 이루어지면서 REC 공급량이 함께 증가하여 시장에서 REC 가격이 계속해서 하락하고 있다. 이러한 추세는 향후 빠른 재생발전 보급이 계획된 상황에서 지속될 것으로 전망된다. <그림 1>과 <그림 2>는 2014년 이후의 국내 SMP와 REC 가격 추이를 보여준다.

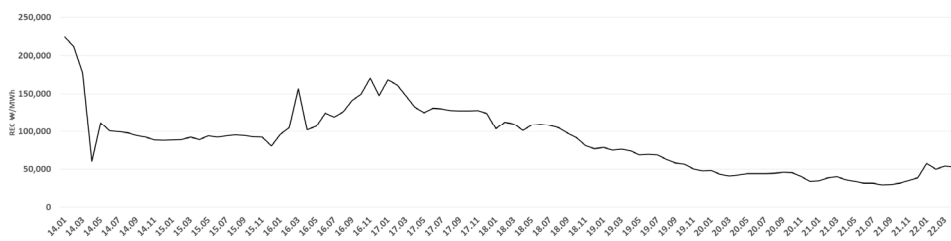
둘째는 RPS 제도하에서 연료전지 발전사업자는 SMP와 REC 가격 변동성에 고스란히 노출된다는 점이다. SMP 변동성은 전력시장이라는 큰 틀에서 불가피한 측면이 있지만 보조금 성격인 REC 가격 변동성은 REC 가중치로 증폭되어 사업자에게 상당한 수익 불확실성을 야기한다. 발전사업자에게 높은 수익 불확실성은 높은 사업 리스크로 인식되어 투자 결정이 미뤄지기도 하지만 이 리스크로 인해 금융조달비용을 증가시켜 연료전지 사업의 경제성을 실질적으로 악화시킴으로써 보급을 더욱 늦출 수 있다. 이는 현행 RPS 제도상의 특징이기 때문에 정책 개선을 통해서 연료전지 발전의 보급을 개선시킬 수 있다.

1) 일반 개질 수소를 활용하는 연료전지에 해당함. 부생수소를 활용할 경우 2 REC 부여

〈그림 1〉 월별 계통한계가격(SMP) 추이, 2014-2021



〈그림 2〉 월별 신재생에너지 공급인증서(REC) 가격 추이, 2014-2022



본 연구에서는 앞서 언급한 두 가지 이슈인 가격 추세하락과 가격 변동성을 모두 반영하여 현재 제도하에서 연료전지 발전사업이 마주하고 있는 문제를 분석한다. 이를 위해 SMP와 REC 가격의 이중 불확실성을 반영하여 실물옵션 방법론을 기반으로 연료전지 발전사업의 경제성과 최적 투자임계가격을 분석하였다. 기존 선행연구인 박호정·남영식(2018)에서는 SMP 단일가격 불확실성을 반영하여 연료전지의 경제성을 분석한 바 있다. 본 연구는 한걸음 더 나아가서 현재 약 2 수준인 REC 가중치를 반영할 경우 더욱 증폭된 수익 변동성을 유발하는 REC 가격 불확실성을 SMP와 함께 고려하고 두 가격 간의 상관관계까지 반영하여 이중 가격 불확실성이 연료전지 사업의 최적 투자임계가격에 미치는 영향을 분석하였다. 또한 도입이 검토되고 있는 ‘청정수소발전 공급제도 (Clean Hydrogen Portfolio Standard, CHPS)’를 고려해서 현재 상용화되고 있는 부생수소뿐만 아니라, LNG를 개질한 그레이 수소와 재생에너지 기반 그린 수소를 적용할 경우 최적 투자임계가격을 분석하였다. 이와 함께 그레이 수소를 사용하는 연료전지 발전소에 현재 적용되고 있지 않은 탄소배출권 가격이 반영될 경우 최적 투자임계가격도 함께 분석하였다. 덧붙여 2018년 수행된 선행연구에서는 앞서 언급한 SMP와 REC 가격의 구

조적인 추세하락이 구체화되기 전에 분석이 이루어졌는데, 본 연구에서는 이러한 중요한 여건 변화가 반영된 분석을 하였다는 점에서 추가적인 의미를 가진다.

본 연구의 구성은 다음과 같다. 2장에서는 실물옵션 기법을 바탕으로 연료전지 및 기타 환경 투자 사업 경제성을 분석한 관련 선행연구를 살펴보고 3장에서는 SMP 및 REC 가격이 GBM(Geometric Brownian Motion) 확률과정을 따르는 경우를 가정하여 이중 가격 불확실성하에서 연료전지 발전소의 경제성 평가 실물옵션 분석모형을 제시한다. 4장에서는 분석모형의 실증분석에 적용된 입력변수에 대해서 언급하고, 5장에서는 분석모형과 입력변수를 활용하여 연료전지 발전소의 경제성 가치 및 투자임계가격을 도출한다. 마지막으로 6장에서는 본 연구의 결론과 정책적 시사점을 제시한다.

II. 선행연구 분석

본 절에서는 실물옵션 기법을 적용하여 연료전지 및 기타 환경투자 사업을 분석한 연구를 살펴보기로 한다. Dixit and Pindyck(1994)은 실물옵션 기법의 개념을 상세하게 설명한 문헌으로 투자 결정이 비가역적이고 재화 가격이 무작위적 변동성을 보일 때 시장에서의 진입과 퇴출 시점 의사결정에 관해 연구하였다. 시장의 불확실성을 감안하고, 재화가격이 GBM을 따른다는 가정하에 기업의 가치와 투자시기에 대해서 실물옵션을 사용하여 분석하였다.

실물옵션 기법을 이용한 탄소 경감과 관련한 투자사업 경제성 평가 해외 문헌으로 Mahnovski(2006), Heydari et al.(2012), Walsh(2014) 등이 있다. Mahnovski(2006)는 수소 및 연료전지 기술 분야에 대한 민간부문 투자 전망을 실물옵션 기법을 이용하여 분석하였다. 본 연구는 상당한 기술적 진보 또는 투자자들에게 초기 투자비용 부담을 경감해주는 정부의 인센티브가 제공되지 않는다면, 연료전지 및 수소 관련 기술은 분산형 전원에서 비중 있는 역할은 차지하지 않을 것으로 전망하였다.

Heydari et al.(2012)은 석탄 화력발전소에 적용 가능한 2가지 탄소저감 기술의 옵션 가치에 관해 실물옵션 기법을 이용하여 분석하였다. 탄소배출권 가격과 석탄 가격 2가지 불확실성 변수가 GBM 확률과정을 따른다는 가정하에 실물옵션 기법을 적용하여 분석하였는데, 현 석탄 가격 시세를 적용할 경우에는 FCCS 설비의 투자를 유발하는 탄소

배출권 투자임계가격은 \$92.12/tCO₂로 도출되었다. 하지만 현 탄소배출권 가격은 \$25.59/tCO₂으로 CCS 투자임계가격으로 적절하지 않다고 언급하였다.

Walsh(2014)는 CCS 기술 적용을 위한 최적의 투자 시기 분석을 위해 탄소 가격을 결정론적 모형(deterministic model)과 확률론적 모형(stochastic model) 2가지 경우에 대하여 GBM을 이용하여 수리학적으로 분석하였다. 결정론적 분석 결과, 탄소배출권 가격 하한제에 의해 결정되는 가격 적용 시 최적 투자 시기는 2020년으로 나타났고, 확률론적 분석결과와 비교하여 최적 투자 시기는 변동성(σ) 계수 0.3 적용 시 2060년 이후로 나타났다.

실물옵션 기법 관련 국내 문헌으로, 박호정·장철호(2007), 남영식·강희찬(2017), 박호정(2018) 등이 있다. 박호정·장철호(2007)는 전력 가격의 확률과정을 고려하여 국내 소형 열병합발전소에 대한 투자 경제성을 평가하였다. 전력 가격이 장기적으로 평균가격 수준대로 회귀하는 경향이 있다는 가정하에 평균회귀과정 기법을 이용하여 분석하였다. 분석 결과에 따르면, 열병합 발전소 경제성은 투자비용, 열수요판매가격 및 할인율에 크게 영향을 받는 것으로 밝혀져, 보급·확대를 위해서는 초기 투자비용을 경감할 수 있는 투자세액공제나 적정 열수요판매가격의 유지 등이 필요할 것으로 언급하였다.

남영식·강희찬(2017)은 전력판매가격과 LNG 가격이 GBM의 확률과정을 따른다는 가정하에서 투자 환경 내에 존재하는 불확실성을 반영하여 연료전지 발전시설에 대한 투자 경제성을 분석하였다. 최적 투자시기는 LNG 가격에 대한 전력판매가격의 비율로 구성된 \tilde{p}_f 의 투자임계가격으로 도출하였고, 발전원가에서 가장 높은 비중을 차지하는 LNG 가격에 차별화를 두어, 현재 적용되고 있는 LNG 가격보다 낮은 수준의 가격 적용 시 투자임계가격에 대해서도 분석하였다. 분석 결과, 현재 연료전지 발전사업 환경에 내포된 불확실성을 고려할 경우, 제한적인 조건하에서 해당 사업에 대한 투자 경제성 확보가 가능한 것으로 밝혀졌다.

박호정·남영식(2018)은 SMP 단일 가격 불확실성을 고려한 실물옵션 모형을 제시하여 연료전지 발전시설 투자 경제성을 분석하였다. SMP가 GBM 및 MRP(Mean Reverting Process)를 따르는 경우를 모두 고려하였다. 분석 결과에 따르면, 발전시설 운영과 관련하여 현재 상황에서 수입의 불확실성을 고려하지 않을 경우에는 투자 경제성 확보가 가능하지만 불확실성을 고려할 경우에는 SMP가 GBM 및 MRP를 따르는 경우 모두 투자

경제성을 확보하지 못하는 것으로 나타났다.

본 연구는 실물옵션 방법론을 적용하여 연료전지 경제성을 분석한 박호정·남영식(2018)과 문제의식은 같아하지만 다음의 2가지 측면에서 차별성을 가진다. 첫째, 기존 SMP 변동성에 추가적으로 연료전지 수익 변동성에 더 큰 영향을 미치는 REC 가격 변동성을 함께 반영하여 이중 가격 불확실성하에서 최적 투자임계가격을 분석하였다. 둘째, 기존에 검토된 부생수소뿐만 아니라 향후 수소생태계 확대를 반영하여 그레이 수소와 그린 수소가 활용될 경우 연료전지의 최적 투자임계가격을 분석하였다. 이때 그레이 수소의 경우 탄소배출권 비용이 적용된 경우와 미적용된 경우를 차등적으로 분석하였다.

Ⅲ. 실물옵션 모형

1. 기초가격 시계열 특성

GBM 확률과정을 기반으로 한 실물옵션 방법론을 적용하기 위해서는 기초자산 가격이 평균으로 회귀하지 않는 추세를 가져야 한다. 이를 통계적으로 검증하기 위해 SMP와 REC 가격에 대해서 단위근 검정을 실시하였다. 단위근 검정은 통계적 검정을 통하여 시계열의 정상성 여부를 판정하는 방법이다. 대표적인 단위근 검정으로는 ADF(Augmented Dickey-Fuller) 검정방법이 널리 사용되고 있다. ADF 검정의 귀무가설(H_0)은 시계열 데이터에 단위근이 존재한다고 가정한다. 단위근이 존재하는 경우 해당 시계열 변수는 비정상성을 띤다고 판단하며, 이때 시계열의 실증분석에 GBM 확률과정을 적용할 수 있다.

국내 SMP 자료는 한국전력거래소(Korea Power Exchange, KPX)의 전력통계정보시스템(Electric Power Statistical Information, EPSIS)을 통해 2014년 1월부터 2021년 9월 까지의 가격 데이터를 취득하였다. REC 가격은 마찬가지로 한국전력거래소에서 제공하는 2017.1월~2022.4월 월별 REC 데이터를 활용하여 단위근 검정을 수행하였다. 2016.2월까지는 태양광, 비태양광으로 나뉘어 REC 현물시장이 운영되어 시장이 불안정하였기 때문에, 태양광-비태양광 시장이 통합(2016.3월)되고 일정 기간이 지난 2017.1월 이후 데이터를 적용하여 단위근 검정을 실시하였다.

<표 1>의 월별 SMP의 단위근 검정결과 P값은 0.7562로 단위근이 존재한다는 귀무가설을 기각하지 못한다. 이는 SMP는 비정상(non stationary) 시계열 자료로 추세를 가지

며 GBM 확률과정을 적용하여 실물옵션 분석을 실시할 수 있다. <표 2>에서 월별 REC 가격을 기반으로 한 단위근 검정결과 역시 P값은 0.9013으로 단위근이 존재한다는 귀무가설을 기각하지 못하고, 추세를 가지기 때문에 GBM 확률과정을 통한 실물옵션 분석 적용이 가능하다.

<표 1> 월별 SMP 단위근 검정결과(2014.1.~2021.9.)

t-통계량	P값(단측검정)	통계적 유의수준
-1.671009	0.7562	-4.060874 (1% level)
		-3.459397 (5% level)
		-3.155786 (10% level)

<표 2> 월별 REC 가격 단위근 검정결과(2017.1.~2022.4.)

t-통계량	P값(단측검정)	통계적 유의수준
-1.202071	0.9013	-4.110440 (1% level)
		-3.482763 (5% level)
		-3.169372 (10% level)

2. 모형

본 연구에서는 $t=0$ 시점에 프로젝트 투자가 이루어지지 않은 것으로 간주한다. 하지만 투자가 이루어지고 나면 식 (1) 과 같은 형태로 프로젝트 가치가 정의된다.

$$V(P_1, P_2) - I = E_0 \int_0^T [P_1 E + nP_2 E + P_3 Q_1(E) - P_4 Q_2(E) - C] e^{-rt} dt - I(1)$$

식 (1)에서 연료전지 발전소의 수익은 크게 세 부분으로 구성되어 있다. 첫 번째는 전력판매 수익, 두 번째는 REC 판매 수익, 세 번째는 열 판매 수익이다. 식 (1)에서 전력판매 수익은 SMP를 나타내는 P_1 과 MWh단위의 발전량을 나타내는 E의 곱으로 포함되고, REC 판매 수익은 RPS하에서 연료전지에 부여된 REC가중치 n과 REC 가격을 나타내는 P_2 에 발전량 E의 곱으로 나타난다. 열판매 수입은 열판매 단위 가격인 P_3 와 열 판매량 Q_1 의 곱으로 나타난다. 이때 열 판매량은 발전량 E의 함수형태를 가진다.

비용요소는 3가지로 첫 번째는 연료전지 발전소 구동에 필요한 수소비용으로 수소가 격 P_4 와 수소 사용량 Q_2 로 표현된다. 수소 사용량은 역시 발전량의 함수형태이다. 두 번째는 연료전지 발전소의 운영상에 인건비를 포함한 종합수선유지비를 의미하는 장기유지보수계약(Long Term Service Agreement, LTSA) 비용이며 C 로 나타난다. 세 번째는 초기 설비투자비로 I 로 나타난다.

위 프로젝트 가치함수에서 SMP와 REC 가격은 식 (2)와 식 (3)과 같은 GBM 확률적 프로세스를 가진다. μ (mu)와 σ (sigma)는 SMP와 REC 가격 각각의 평균증가율과 순간 변동율을 의미한다. $dw(t)$ 는 위너증분(Wiener increment)으로서 SMP와 REC 가격의 무작위적 변동을 결정하는 요소이다. 이때 $dw(t)$ 는 $E(dw_t^i) = 0$, $Var(dw_t^i)$, $E(dw_t^1 dw_t^2) = \rho_{12}dt$ 의 특성을 가진다. ρ_{12} 은 SMP와 REC 가격의 상관계수를 나타낸다.

$$dp_1 = \mu_1 p_1 dt + \sigma_1 p_1 dw_t^1 \tag{2}$$

$$dp_2 = \mu_2 p_2 dt + \sigma_2 p_2 dw_t^2 \tag{3}$$

3. 프로젝트 순현재가치

프로젝트 이윤의 순현재가치는 식 (4)와 같이 도출이 가능하다. SMP와 REC 가격은 확률적인 형태를 띠기 때문에 $t=0$ 의 기대연산자인 E_0 를 통해 표현된다. 계산의 편의를 위해 상수항인 열 판매 수입과 연료원인 수소비용을 함께 묶어 $R (= P_3 \cdot Q_1 - P_4 \cdot Q_2)$ 로 표현하였다.

$$\begin{aligned} V(P_1, P_2) &= E_0 \left[\int_0^T [(P_1 + nP_2))E + P_3 Q_1 - P_4 Q_2 - C] e^{-rt} dt \mid P_{1,0} = P_1, P_{2,0} = P_2 \right] \\ &= \int_0^\infty [(P_1 + nP_2))E + R - C] e^{-rt} dt - \int_T^\infty [(P_1 + nP_2))E + R - C] e^{-rt} dt \\ &= \left[\frac{EP_1}{r - \mu_1} + \frac{nEP_2}{r - \mu_2} + \frac{R - C}{r} \right] - \left[\frac{EP_1}{r - \mu_1} e^{-(r - \mu_1)T} + \frac{nEP_2}{r - \mu_2} e^{-(r - \mu_2)T} + \frac{R - C}{r} e^{-rT} \right] \\ &= \frac{EP_1}{r - \mu_1} (1 - e^{-(r - \mu_1)T}) + \frac{nEP_2}{r - \mu_2} (1 - e^{-(r - \mu_2)T}) + \frac{R - C}{r} (1 - e^{-rT}) \end{aligned} \tag{4}$$

4. 투자 옵션 가치

현재 프로젝트 투자가 이루어지지 않았다면 수익 흐름은 존재하지 않으며, 투자옵션의 가치는 $F(P_1, P_2)$ 로 표현된다. 벨만방정식에 따르면 투자옵션의 수익률은 기대자본이율과 같아야 한다(Dixit and Pindyck, 1994). 이를 수식으로 표현하면 식 (5)와 같다.

$$rF(P_1, P_2) = E_0[dF(P_1, P_2)]/dt \quad (5)$$

이토 정리를 적용하면 두 기초가격이 확률적 프로세스를 가지는 옵션 가치는 식 (6)을 만족하여야 한다. 이때 $F_i = dF(P_1, P_2)/dP_i$, $F_{ij} = d^2F(P_1, P_2)/dP_i dP_j$ 를 나타내며 하첨자 i와 j는 1 혹은 2의 값을 가질 수 있다.

$$dF(P_1, P_2) = F_1 dP_1 + \frac{1}{2} F_{11} dP_1^2 + F_2 dP_2 + \frac{1}{2} F_{22} dP_2^2 + F_{12} dP_1 P_2 \quad (6)$$

$E_0[dt]^2 = 0$, $E_0[dt dw] = 0$, $E_0[dw]^2 = dt$, $Cov(dP_1, dP_2) = \rho_{12}\sigma_1\sigma_2 dt$ 을 적용하여 식 (6)을 전개할 경우 식 (7)과 같이 정리가능하다.

$$\frac{1}{dt} E_0[dF(P_1, P_2)] = [F_1 \mu_1 P_1 + \frac{1}{2} F_{11} \sigma_1^2 P_1^2 + F_2 \mu_2 P_2 + \frac{1}{2} F_{22} \sigma_2^2 P_2^2 + \rho_{12} \sigma_1 \sigma_2 P_1 P_2 F_{12}] dt \quad (7)$$

식 (5)와 식 (7)을 결합하면 벨만방정식을 식 (8)형태로 전개 가능하다.

$$rF(P_1, P_2) = F_1 \mu_1 P_1 + \frac{1}{2} F_{11} \sigma_1^2 P_1^2 + F_2 \mu_2 P_2 + \frac{1}{2} F_{22} \sigma_2^2 P_2^2 + \rho_{12} \sigma_1 \sigma_2 P_1 P_2 F_{12} \quad (8)$$

미분방정식의 일반적인 해는 식 (9)와 같은 형태를 가진다. A, β, η 는 최적 투자임계가 가격 P_2^* 를 도출하기 위해 필요한 계수들이며 이때 P_2^* 는 P_1 의 함수 형태로 도출된다. 본 연구는 변동성이 더 높고 연료전지 발전소 수익에 더 큰 영향을 미치는 REC 가격인 P_2 의 최적 투자임계가 가격에 더욱 관심이 크기 때문에 수식 전개는 P_2 중심으로 나타냈다.

$$F(P_1, P_2) = AP_1^\beta P_2^\eta, \quad 0 < P_1 < \infty, \quad 0 < P_2 < P_2^*(P_1) \quad (9)$$

식 (9)는 β 와 η 가 가질 수 있는 부호의 조합에 의해서 식 (10)과 같이 정리할 수 있다.

$$F(P_1, P_2) = A_1 P_1^{\beta_1} P_2^{\eta_1} + A_2 P_1^{\beta_2} P_2^{\eta_2} + A_3 P_1^{\beta_3} P_2^{\eta_3} + A_4 P_1^{\beta_4} P_2^{\eta_4}$$

$$\begin{aligned} \text{단, } & \beta_1 > 0, \eta_1 > 0 \\ & \beta_2 < 0, \eta_2 > 0 \\ & \beta_3 > 0, \eta_3 < 0 \\ & \beta_4 < 0, \eta_4 < 0 \end{aligned} \tag{10}$$

투자옵션이 경제학적으로 의미를 갖기 위해서는 $\lim_{P \rightarrow 0} F(P) = 0$ 을 만족해야 한다. 이는 직관적으로 투자하고자 하는 재화의 가격이 0으로 수렴할 경우 시장 참여자들이 투자를 해야 할 유인이 사라지는 것을 의미한다. 두 번째와 세 번째 항의 경우 P_1 또는 P_2 가 0에 수렴할수록 오히려 옵션가치가 무한대로 발산하게 되므로 $A_2 = 0, A_3 = 0$ 으로 후보 해에서 제외시켜야 한다. 네 번째 항의 경우 재화가격 P_1, P_2 가 상승할수록 옵션가치가 0에 수렴하게 되어 경제학적 직관에 부합하지 않기 때문에 $A_4 = 0$ 으로 후보 해에서 제외시킨다. 결론적으로, 투자옵션가치 함수는 아래 식 (11)과 같이 도출된다.

$$F(P_1, P_2) = A_1 P_1^\beta P_2^\eta, 0 < P_1 < \infty, 0 < P_2 < P_2^*(P_1), \beta > 0, \eta > 0 \tag{11}$$

5. 최적 투자임계가격

이제 두 종류의 경계조건인 Value-Matching 조건과 Smooth-Pasting 조건을 활용해서 식 (11)에서 투자옵션가치를 결정하는 계수인 A, β, η 를 찾을 수 있다.

$$\text{Value-Matching 조건: } V(P_1, P_2) = F(P_1, P_2), \text{ at } P_2 = P_2^*(P_1) \tag{12}$$

$$\text{Smooth-Pasting 조건: } \frac{dV(P_1, P_2)}{dP_i} = \frac{dF(P_1, P_2)}{dP_i}, \text{ at } P_2 = P_2^*(P_1) \tag{13}$$

프로젝트 가치 함수와 투자옵션 가치 함수에 Value-Matching 조건을 적용하여 식 (14)를 도출하였고, P_1 과 P_2 각각에 대한 Smooth-Pasting 조건을 적용하여 식 (15)와 식

(16)을 도출하였다.

$$\frac{EP_1}{r-\mu_1}(1-e^{-(r-\mu_1)T}) + \frac{nEP_2}{r-\mu_2}(1-e^{-(r-\mu_2)T}) + \frac{R-C}{r}(1-e^{-rT}) - I = AP_1^\beta P_2^\eta \quad (14)$$

$$\frac{E}{r-\mu_1}(1-e^{-(r-\mu_2)T}) = \beta AP_1^{\beta-1} P_2^\eta \quad (15)$$

$$\frac{nE}{r-\mu_2}(1-e^{-(r-\mu_2)T}) = \eta AP_1^\beta P_2^{\eta-1} \quad (16)$$

식 (14)-(16)을 전개하여 투자옵션함수에서 미지수 항인 A, β, η 를 찾아서 투자옵션함수를 정리하면 식 (17)을 도출할 수 있다. 이를 기반으로 REC 최적 투자임계가격, P_2^* 는 식 (18)과 같이 도출된다. 이때 P_2^* 는 P_1 의 함수형태로 구현되며 P_1 은 대표성을 가지는 현재 가격을 적용해서 현실적인 P_2^* 를 구할 수 있다. 같은 방식으로 대칭성을 활용해서 SMP 최적 투자임계가격, P_1^* 을 P_2 의 함수로 식 (19)와 같이 도출가능하다.

$$F(P_1, P_2) = \frac{EP_1(1-e^{-(r-\mu_1)T})}{\beta_1(r-\mu_1)} \quad (17)$$

$$P_2^*(P_1) = \left(\frac{\eta}{1-\eta}\right)\left(\frac{r-\mu_2}{nrEe_2(r-\mu_1)}\right)(rEP_1e_1 + ue_3(r-\mu_1) - Ir(r-\mu_1)) \quad (18)$$

$$P_1^*(P_2) = \left(\frac{\beta}{1-\beta}\right)\left[\frac{r-\mu_1}{rEe_1(r-\mu_2)}\right][rnEe_2P_2 + ue_3(r-\mu_2) - rI(r-\mu_2)] \quad (19)$$

IV. 입력변수

본 연구에서는 자문을 구한 연료전지 발전소 국내 사업자의 사업방식을 따라 인산형 연료전지 발전시설을 분석 대상으로 적용하였다. 본 연구에서 연료전지 발전소의 경제성 가치를 산정하기 위해서 반영된 입력변수들의 세부 내용은 <표 3>에 제시하였다.

〈표 3〉 실물옵션 모형 입력값 전체

입력변수	입력변수 내용	입력값	단 위	출 처
전력생산량	- 100MW급 연료전지 발전소 월별 전력 생산량	69,350	MWh/month	전기신문 ²⁾
발전소 가동연한	- 100MW급 연료전지 발전소 가동연한	240	month	전기신문 ³⁾
발전소 건설비용	- 100MW급 발전소 초기 건설 투자비용	5,100,000	KRW1,000/MW	국내 연료전지 발전기업 ⁴⁾
열생산량	- 발전과정에서 부산물로 생산되는 열 생산량	35,421	Gcal/month	
LTSA 비용	- 발전시설 운영동안의 인건비 포함 종합수선유지비	2,459,167	KRW1,000/MW	
수소투입량	- 발전소 연료원 수소 투입량	3467.5	ton/month	
부생수소가격	- 석유화학 공정 생산 부생수소 가격	1,800	KRW1,000/ton	
열판매가격	- 부산물 열이 수요자에게 판매 시 적용되는 가격	26	KRW1,000/Gcal	한국지역 난방공사 ⁵⁾
SMP	- 최근 1년 평균 계통한계가격	120.9	KRW1,000/MWh	전력통계 정보시스템 (EPSIS) ⁶⁾
REC 가격	- 2022년 이후 평균 REC 가격	53.7	KRW1,000/MWh	한국전력거래소 (KPX) ⁷⁾
REC 가중치	- 연료전지 발전 시 공급인증서 가중치	2	-	산업통상자원부 ⁸⁾
그레이 수소 평균가격	- LNG 개질 생산 그레이 수소 평균가격	3562.5	KRW1,000/ton	산업통상자원부 ⁹⁾
그린 수소 평균가격	- 수전해 수소 평균가격	5,000	KRW1,000/ton	
탄소배출권 평균가격	- 2021.11.2.~2022.5.2. KAU22 평균가격	29.458	KRW1,000/ton	한국거래소 (KRX) 배출권시장 정보플랫폼 ¹⁰⁾
할인율	- 사회적 할인율 0.045 월별 적용	0.045	-	예비타당성조사 사회적 할인율 ¹¹⁾
SMP 변화율	- 2014.1~2021.9 월별 SMP 변화율	-0.0013	-	월별 SMP, REC 가격 시계열데이터 ¹²⁾
SMP 변동성	- 2014.1~2021.9 월별 SMP 변동성	0.0799	-	
REC 변화율	- 2014.1~2022.4 월별 REC 가격 변화율	-0.0014	-	
REC 변동성	- 2014.1~2022.4 월별 REC 가격 변동성	0.1601	-	
SMP, REC 상관계수	- 월별 SMP, REC 가격 간 상관계수	-0.152	-	

- 2) 발전소 이용률은 <https://www.electimes.com/news/articleView.html?idxno=228066>에서 참고하여 전력 생산량을 도출하였다.
- 3) 발전소 가동연한은 <https://www.electimes.com/news/articleView.html?idxno=218167>에서 현재 건설 중인 100MW급 연료전지 발전소의 예정 가동연한을 참고하였다.
- 4) 국내 연료전지 발전기업 자문을 통해 관련 데이터를 취득하였으나, 기업 측에서 사명은 비공개 요구
- 5) 한국지역난방공사 요금제도부 자문결과, 연료전지 발전소별 열 매입단가가 상이하므로 중간 값으로 26천원/Gcal(2021년 기준)를 제시하여 해당 단가를 적용하였다.

본 연구에서 설정한 연료전지 발전소 규모와 가동연한은 현재 경남 창원시에 건설 중인 국내 최대 규모 연료전지 발전소(100.32MW)를 참고하였다. 해당 연료전지 발전소는 상업 운전 기간이 20년으로 예정되어 있어 동일한 가동연한을 적용하였다. 연료전지 발전소 이용률은 국내 5개 기업과 여수 연료전지 발전소 이용률과의 평균값인 95%를 적용하였다.

REC 가중치는 지난 2022년 1월 7일 산업통상자원부에서 고시한 ‘신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침’상의 연료전지 가중치 1.9를 반영하였다. 운영지침에 따르면 연료전지 발전소의 경우, 정유 공정 등을 통해 부수적으로 발생하는 부생수소를 사용할 경우 0.1의 추가 가중치를 부여받을 수 있다고 명시되어 있다. 본 연구의 기본 해석 모델은 부생수소를 사용한다고 가정하므로, 가중치 0.1을 추가하여 REC 가중치 2를 적용하였다.

그레이 수소 및 그린 수소 평균 가격은 2019년 산업통상자원부에서 발간한 ‘수소경제 활성화 로드맵 수립 연구’ 보고서를 참고하였다. 해당 보고서에서는 ‘방식별 수소 생산 비용’을 2022년, 2030년 그리고 2050년으로 구분하여 예상되는 가격 구간을 각각 제시하였다. 연구에 입력된 변수는 2022년, 2030년 및 2050년 예상 가격 구간의 최고가와 최저가 합산 금액의 평균 가격이다.

REC 가격의 경우, 2012년 2월 REC 현물시장 거래가 시작된 이후 매우 큰 가격 변동성을 보여왔다. 따라서, 가격 변동성이 안정성을 띠기 시작한 2014년 1월부터 2022년 4월까지 자료를 적용하였다. SMP 역시 REC 가격 데이터와 시작 기간이 동일한 2014년 1월 가격 데이터부터 적용하였으나, 국제유가 등 에너지 가격 상승으로 2021년 10월 이후 SMP 가격이 급등세를 보여 범용적으로 대표성을 가진 연구결과 도출을 위해 가격 변동성이 안정적인 추이를 보여왔던 2021년 9월까지의 데이터를 적용하였다. SMP 기준

-
- 6) 한국전력거래소(KPX) 전력통계정보시스템(EPISIS)에서 고시한 월별 『계통한계가격』을 참고하였다.
 - 7) 한국전력거래소(KPX)에서 제공하는 월별 『REC 공급인증서 거래시장 거래량 및 거래금액』을 참고하였다.
 - 8) 산업통상자원부에서 고시한 『신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침』의 신·재생에너지원별 가중치 항목에서 연료전지 공급인증서 가중치를 적용하였다.
 - 9) 김재경, 『수소경제 활성화 로드맵 수립 연구』, 산업통상자원부, 2019
 - 10) 한국거래소 배출권시장 정보플랫폼(<https://ets.krx.co.kr>)에서 제공하는 가격시세를 참고하였다.
 - 11) 기획재정부훈령 제587호, 『에비타당성조사 수행 총괄지침』, 기획재정부, 2022
 - 12) 시계열 데이터의 로그 정규분포에서 산출

가격은 보편적인 가정을 적용하기 위해 근래 급등한 SMP가 아닌 최근 1년 평균가격을 적용하였다.

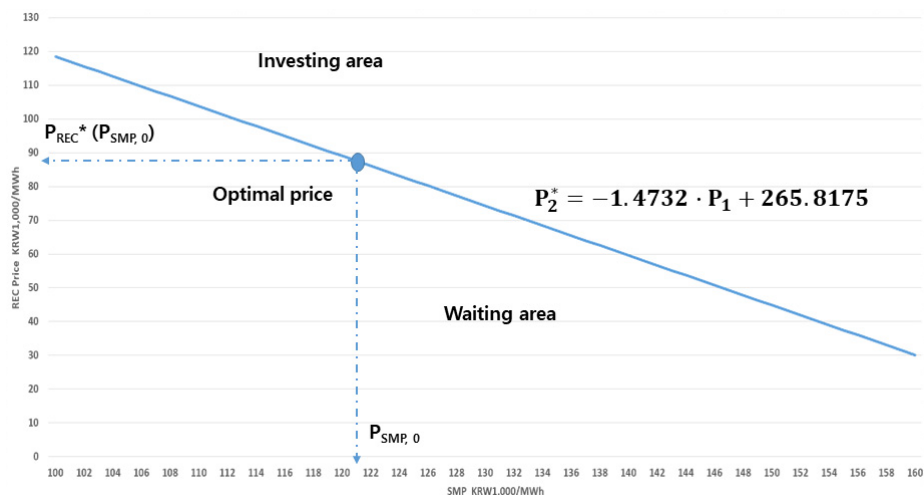
V. 분석결과

분석 결과 불확실성이 반영된 경우 최적 투자임계가격은 SMP의 경우 149,500원/MWh, REC 가격은 87,800원/MWh으로 나타났다. 개별가격의 투자임계가격 수준은 $P_1^*(P_{2_0})$ 의 형태로 P_1 의 투자임계가격은 P_{2_0} 의 기준가격이 적용된 경우의 최적가격을 나타낸다. 이는 P_2^* 에 대해서도 동일하다. 불확실성이 반영되지 않은 고전적 NPV가 적용된 경우의 최적 투자임계가격은 SMP의 경우 74,800원/MWh, REC 가격의 경우 30,300원/MWh으로 나타났다. 고전적 NPV하의 투자임계가격은 모두 현 가격 수준에서 경제성을 만족하고 있으나, 이중 불확실성 하의 임계가격은 모두 현 가격 수준을 상회한다. REC 가격은 SMP보다 높은 변동성과 REC 가중치 2로 인해 변동성이 증폭되는 영향으로 불확실성하의 가격과 결정론적인 가격이 적용된 경우의 최적 투자임계가격 차이가 SMP보다 크게 나타났다. 참고로 박호정·남영식(2018)에서는 불확실성하에서 SMP 투자임계가격은 112,500원/MWh, 고전적 NPV 하에서는 66,530원/MWh으로 분석되었다. 본 연구는 SMP 불확실성과 함께 REC 가격 불확실성을 함께 고려하기 때문에 선행연구대비 불확실성하에서의 SMP 투자임계가격이 높게 도출된 것을 알 수 있다. 고전적 NPV는 두 연구 간에 상대적으로 작은 차이를 보이는데, REC 가격이 2018년 대비 큰 폭으로 하락했기 때문에 본 연구의 SMP 투자임계가격이 더 높게 분석되었다.

본 연구는 상대적으로 가격 변동성이 더 높고, REC 가중치로 인해 그 수익 변동성이 더욱 증폭되는 REC 투자임계가격에 집중해서 결과를 제시한다. REC 투자임계가격 P_2^* (P_{1_0})은 P_{1_0} 과의 함수관계를 <그림 3>의 식과 같은 선형방정식을 도출할 수 있다. 선형방정식에서, 최적 투자임계가격을 통과하는 경계선을 중심으로, SMP와 REC 시장 가격의 조합이 경계선 위에 위치하면 즉각적인 투자로 경제성 확보가 가능한 시장조건을 의미하고, 경계선 아래에 위치하면 경제성이 확보되지 않았기 때문에 투자시점을 연기하는 것이 고려되는 시장조건으로 해석할 수 있다. SMP와 REC 가격은 연료전지 발전소

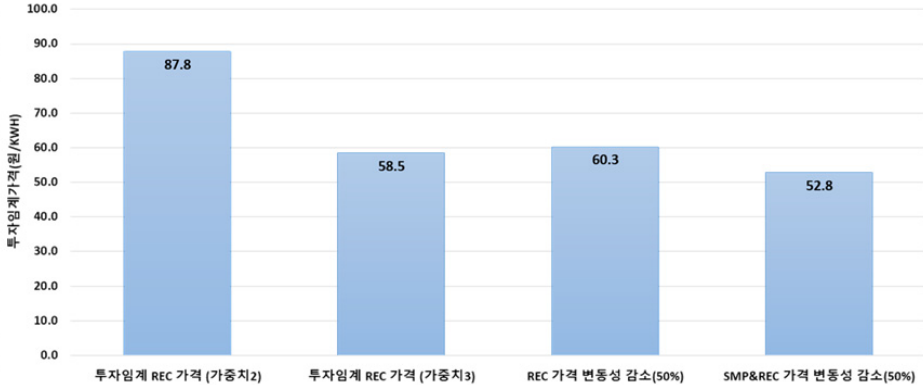
경제성에 모두 양의 영향을 미치는 보완관계이기 때문에 투자임계가격 경계선은 SMP가 증가할 경우 REC 가격은 하락하는 우하향 형태를 보인다.

〈그림 3〉 REC 최적 투자임계가격 경계



〈그림 4〉에서 REC 가중치를 2에서 3으로 상향 조정할 경우 투자임계가격은 58,500 원/MWh으로 나타났다. 이는 REC 가격 변동성을 현재의 50% 수준으로 감소시킬 경우 투자임계가격인 60,300원/MWh과 유사한 수준이다. 이는 REC 가격 변동성을 효과적으로 경감하는 것은 REC 가중치를 한 단위 더 부여하는 수준과 유사한 경제적 인센티브를 제공하는 것과 같음을 의미한다. REC 가중치를 더 부여할 경우 보조금 성격의 재정 지출이 발생하지만 REC 가격 변동성을 경감하는 것은 상대적으로 비용이 크지 않기 때문에 보다 비용 효율적인 연료전지 발전 보급 촉진 정책으로 이해할 수 있다. 추가적으로 REC 가격 변동성 경감과 함께 SMP 변동성도 50% 감소시킬 경우 REC 투자임계가격은 52,800원/MWh으로 나타났다. 이는 현재 REC 가격 수준에서 투자를 유발할 수 있는 수준이다.

〈그림 4〉 REC 가중치 및 가격 변동성에 따른 투자임계가격 변화



〈그림 5〉에서는 앞서 설명한 REC 가중치 증가와 REC 변동성 경감의 대체관계를 보다 자세하게 보여주는 민감도 분석을 제시하였다. 각각 REC 가중치와 REC 가격 변동성의 단계적 변화에 따른 REC 투자임계가격 수준을 보여준다. REC 가중치는 증가할수록 사업의 경제성이 좋아지기 때문에 투자임계가격은 우하향하는 형태를 보인다. 하지만 일정 수준 이상의 REC 가중치 이후에는 경제성 개선효과가 희석되는 결과를 보여준다. REC 변동성은 증가할수록 사업 투자결정의 옵션가치가 높아지기 때문에 이를 만족시켜주기 위해서 투자임계가격도 함께 증가하는 형태를 보인다. 이때 변동성이 증가할수록 투자임계가격 역시 더욱 기하급수적으로 증가하는 것을 알 수 있다. 이는 REC 가격 변동성이 이미 높은 상황일수록 그 변동성을 낮추는 편익이 크게 발생함을 의미한다.

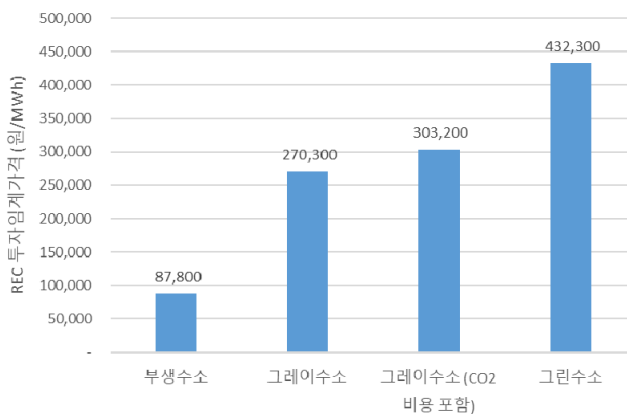
〈그림 5〉 REC 가중치와 가격 변동성 변화에 따른 P_2^* 민감도 분석



<그림 6>은 유형별 차등적인 수소 가격이 적용될 경우 REC 투자임계가격에 미치는 영향을 이중 가격 불확실성하에서 분석하였다. 각 유형별 적용된 수소가격과 탄소배출권 가격 전제치는 <표 3>에 제시되어 있다. 분석 결과 LNG 등의 화석연료를 개질하여 생산하는 그레이 수소를 활용할 경우 REC 투자임계가격은 270,300원/MWh으로 분석되었다. 이때 개질과정에서 발생하는 CO₂비용이 사업자에게 부과될 경우 투자임계가격은 303,200원/MWh으로 증가하였다. 재생에너지를 기반으로 생산되는 그린 수소가 적용될 경우 REC 투자임계가격은 432,300원/MWh으로 분석되었다. 장기적으로 탄소배출권 가격이 145,000원/tCO₂으로 상승할 경우, 그레이 수소와 그린 수소의 투자임계가격은 동일해지는 것으로 나타났다.

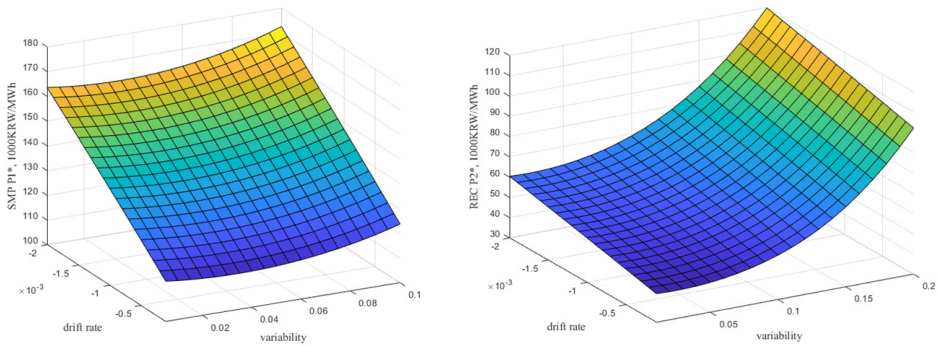
‘제1차 수소경제 이행 기본계획(2021)’에는 정부의 청정수소 발전의무화 제도(CHPS)에 따라, 수요 창출 방안의 일환으로 수소발전 의무 운영 후, 청정수소 도입 여건이 마련되면 청정수소발전의무 전환계획이 수립되어 있다. 2027년부터는 일정부분 청정수소를 사용해야 한다. 향후 재생발전 단가하락과 함께 규모의 경제 실현으로 그린 수소의 생산단가가 하락하고 CHPS 도입이 본격화 된다면 그린 수소 기반 연료전지의 중요성은 더욱 높아질 것으로 보인다. 현재는 그레이 수소가 폭넓게 활용되고 있지만, 그레이 수소의 탄소배출권 비용이 부과되는 상황을 고려하면 그레이 수소 기반 연료전지 경제성은 계속 하락할 것으로 전망된다.

<그림 6> 이중 가격 불확실성하에서 수소 유형별 REC 투자임계가격



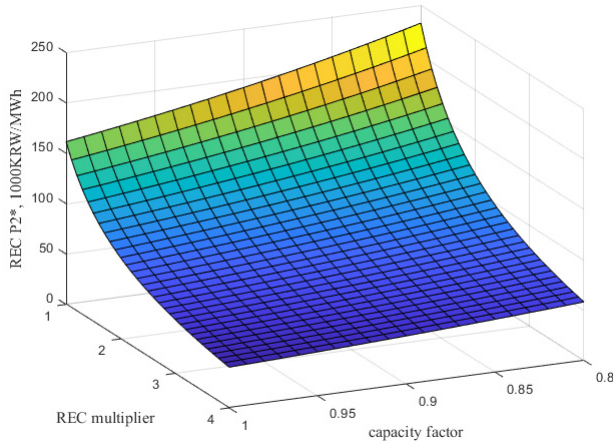
<그림 7>은 SMP와 REC 가격 변화율과 변동성 변화에 따른 투자임계가격 민감도 분석 결과를 보여준다. 두 가격 모두 가격 추세가 음의 방향으로 커지거나, 변동성이 증가할 경우 최적 투자임계가격이 증가하는 것을 보여준다. 특히 REC 가격의 경우 REC 가중치의 영향으로 가격 변동성이 투자임계가격 증가에 미치는 영향이 SMP보다 크게 나타났다.

<그림 7> SMP&REC 가격 변화율 및 변동성 민감도 분석



<그림 8>은 연료전지 발전소 경제성의 주요 변수인 REC 가중치와 발전소 이용률 (capacity factor)에 따른 민감도 분석 결과를 보여준다. REC 가중치가 증가하고, 발전소 이용률이 증가할수록 연료전지 발전소의 경제성이 증가하는 것을 알 수 있다. 특히 해당 수치 구간에서는 이용률보다 REC 가중치가 투자임계가격 결정에 보다 큰 영향력을 가지는 것을 알 수 있다. 하지만 REC 가중치 상향 조정은 정부의 재정지출 증가와 타 신재생에너지원과의 형평성 등의 문제로 실행이 어렵다. 따라서 기술개발을 통해 연료전지 발전소 이용률 극대화과 가격 변동성 경감 등의 노력을 통해 연료전지 발전소 보급을 촉진할 필요가 있다.

〈그림 8〉 REC 가중치 및 발전소 이용률에 따른 민감도 분석



VI. 결론

본 연구는 실물옵션 방법론을 적용하여 SMP와 REC 가격 이중 불확실성하에서 연료전지 발전소의 최적 투자임계가격을 분석하였다. 이와 함께 CHPS 도입에 앞서 다양한 수소를 활용한 연료전지 발전소의 경제성 분석을 하기 위해, 부생수소, 그레이 수소 및 그린 수소 각각에 대한 투자임계가격을 분석하였다. 그레이 수소의 경우 탄소배출권 비용이 적용될 경우 그린 수소와의 경제성 격차가 얼마나 좁혀지는지도 함께 분석하였다.

분석결과 SMP와 REC 가격 모두 불확실성을 반영하지 않는 전통적 NPV 방법론을 적용할 경우 현재 가격수준에서 경제성을 가지지만 이중 가격 불확실성을 반영할 경우 경제성을 가지지 못하는 것으로 분석되었다. 특히 REC 가격의 경우 전통적 NPV 투자임계 가격과 이중 불확실성하에서 투자임계가격 간 격차가 컸는데 이는 REC 가격의 높은 변동성과 REC 가중치로 인해 REC 수익변동성이 더욱 증폭되기 때문이다.

REC 가격 변동성을 현재 수준의 절반으로 줄일 경우 REC 가중치를 한 단위 더 부여하는 것과 유사한 경제성이 확보되는 것으로 나타났다. 이는 정부재정 지출 증가와 타 신재생에너지원과의 형평성에 문제를 유발하는 REC 가중치 증가로 투자를 촉진하기보다는 비슷한 수준의 효과를 정책비용이 낮은 REC 가격 변동성 경감을 통해서 달성할 수

있음을 의미한다. 또한 REC 가격 변동성과 투자임계가격 간의 민감도 분석에서 가격변동성이 일정수준을 넘어서서 증가하면 투자임계가격은 기하급수적으로 증가하며 현재 REC 가격 변동성이 그 티핑포인트에 위치해 있기 때문에 추가적인 가격 변동성 증가가 발생하지 않도록 관리가 필요함을 알 수 있었다.

수소 형태별 투자임계가격 영향 분석에서 부생수소 대비 비용이 높은 그레이 수소와 그린 수소는 투자임계가격이 월등히 높아짐을 알 수 있었다. 그레이 수소의 경우 LNG로부터 수소를 개질하는 과정에서 발생하는 CO₂에 현재 수준의 탄소배출권 비용을 적용할 경우 여전히 그린 수소 대비 우월한 경제성을 가지는 것으로 나타났다. 하지만 배출권 가격이 145,000원/tCO₂을 초과하면 그린 수소가 그레이 수소 연료전지 발전의 경제성을 넘어서는 것으로 나타났다.

본 연구의 시사점은 다음과 같이 요약가능하다.

첫째, SMP와 REC 가격 불확실성을 모두 연료전지 사업자가 부담해야 하는 현행 RPS는 연료전지 보급에 상당한 장애요인으로 작동할 수 있다. 이는 비단 본 연구에서 분석한 연료전지 투자옵션 가치상승에서 기인한 투자임계가격 증가 관점뿐만 아니라, 사업의 높은 리스크로 금융조달비용이 증가되는 실질적인 장애요인도 함께 발생시킨다. 특히 두 가격 중 REC 가격 변동성이 투자임계가격 증가를 더 크게 야기하는 것을 확인할 수 있었다. 이를 해결하기 위해서 단기적으로는 REC 시장의 수급관리를 통한 가격안정화를 도모할 수 있지만, 장기적으로 연료전지 발전소를 2050년 탄소중립에서 계획하고 있는 수준까지 보급을 유도하기 위해서는 보다 불확실성이 낮은 안정적인 보조금 정책 도입이 필요하다. 본 연구에서 REC 가격 변동성 50% 경감은 REC 가중치를 추가로 부여하는 수준의 인센티브와 유사함을 보였다.

둘째, 청정수소로의 점진적인 전환이 필요하다. 본 연구에서 분석된 부생수소는 산업 공정에서 부가적으로 나오는 것이기 때문에 생산량에 제약이 있다. 2050년 탄소중립에서 기대하는 수준의 수소경제를 구현하기 위해서는 훨씬 많은 수소가 필요하고 이는 결국 그레이 수소나 그린 수소로 충당을 해야 한다. 하지만 그레이 수소의 경우 미래에는 점진적으로 부가가 확대되는 것이 불가피한 탄소배출권 가격이 증가할 경우 그린 수소 대비 경제성을 잃는다. 또한 탄소중립을 달성하기 위해서는 청정 그린 수소를 중심으로 수소생태계를 구축하는 것이 정책목표에도 부합한다. 그린 수소를 기반으로 한 연료전

지 발전소 보급을 촉진하기 위해서는 그린 수소 가격에 연동되어 있는 재생발전 비용을 낮춰야 한다. 이를 위해서는 재생발전 기술개발을 통한 발전소 단위 단가하락 유도와의 함께 재생발전의 계통수용비용을 효율적으로 경감시켜야 한다. 특히 태양광 중심으로 재생에너지가 보급되는 우리나라에서 2030년경부터 본격적인 재생발전 출력제한이 전망 되는데, 이때 수전해 기술을 활용할 경우 출력제한을 경감하고, 전통발전원의 이용률을 개선할 수 있으며, 저렴하게 그린 수소를 생산할 수 있다. 또한 앞서 지적했듯이 REC 가격 변동성과 같이 정책 개선을 통해 비용 효과적으로 제거 가능한 장애요인은 없애서 현재에는 요원한 그린 수소기반 연료전지 발전소의 경제성 확보를 앞당기려는 노력이 필요하다.

[References]

- (정부)관계부처 합동, “제1차 수소경제 이행 기본계획”, 2021.
- 기획재정부 훈령, “예비타당성조사 수행 총괄지침”, 2022.
- 김재경, “수소경제 활성화 로드맵 수립 연구”, 산업통상자원부, 2019.
- 남영식·강희찬, “투입 및 산출 요소 확률과정을 고려한 연료전지 발전시설 최적 투자관리 연구”, 「경제학연구」, 제65집 제3호, 2017, pp. 77~107.
- 박호정, “실물옵션과 투자분석”, ISBN 979-11-964376-0-2 93320, 2018.
- 박호정·남영식, “전력가격 평균회귀성을 고려한 연료전지 발전의 실물옵션 분석”, 「자원·환경경제연구」, 제27권 제4호, 2018, pp. 613~637.
- 박호정·장철호, “실물옵션을 이용한 소형열병합발전의 경제성 평가: 전력가격 변동성을 고려하여”, 「자원·환경경제연구」, 제16권 제4호, 2007, pp. 763~779.
- 윤대원, “남동발전 여수본부 연료전지 ‘국내 최고 이용률’ 99.2% 기록”, 전기신문, 2022.01.19., <https://www.electimes.com/news/articleView.html?idxno=228066>
- 정세영, “경남 창원에 100MW급 수소연료전지 발전소 건설 ‘시동’”, 전기신문, 2021.06.02., <https://www.electimes.com/news/articleView.html?idxno=218167>
- Dixit, A., R. Pindyck, *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press, 1994.
- Heydari, S., N. Ovenden, A. Siddiqui, “Real options analysis of investment in carbon capture and

- sequestration technology,” *Computational Management Science*, Vol. 9, 2012, pp. 109~138.
- Mahnovski, S., *Robust decisions and deep uncertainty: an application of real options to public and private investment in hydrogen and fuel cell technologies*, RAND, 2006.
- Walsh, D. M., K. O’Sullivan, “When to invest in carbon capture and storage technology: A mathematical model,” *Energy Economics*, Vol. 42, 2014, pp. 219~225.