

## 배출권거래제와 녹색요금제 연계의 실물옵션 연구\*

이 재 형\*\*

### 논문초록

정부는 기업의 RE100 참여 지원을 위해 2019년 「재생에너지 사용인정제도」를 도입하였으며, 이 중 녹색요금제 시범사업을 2020년 초까지 진행하였다. 아직까지 배출권거래제와 녹색요금제의 연계에 대해 합의된 바는 없으나, 두 정책이 연계될 경우 기업의 온실가스 감축수단 증가라는 측면에서 시장에 긍정적인 영향을 미칠 것으로 판단한다. 배출권거래제와 녹색요금제는 다른 기후 정책이나, 기업 관점에서는 배출권거래제 하에서 간접배출 감축비용 및 녹색요금제 하에서 녹색프리미엄을 이중으로 지불해야 한다. 그렇기에 할당대상업체는 이를 중복규제로 인식할 수 있다. 이를 해소하는 방안으로 본 논문에서는 두 정책의 연계방안을 제시하였으며, 두 정책의 연계에 따른 기업의 정책효과를 분석하였다. 방법론으로는 불확실성하에서의 투자결정을 분석하는 실물옵션 방법론을 적용하였으며, 배출권 가격 불확실성하에서 배출권거래제와 녹색요금제 연계의 최적투자분기점을 도출하였다. 그 결과 기업의 녹색요금제 참여 의사결정은 녹색프리미엄 및 인정률이 중요한 변수로 나타났다. 또한, 최적투자분기점과 배출권 현물가격이 같아지는 녹색프리미엄은 기업의 온실가스 배출특성에 따라 상이하므로 정부는 녹색프리미엄 설정시 기업의 온실가스 배출특성도 고려해야 할 것이다.

**핵심 주제어:** 배출권거래제, 배출권 가격 불확실성, 녹색요금제, 실물옵션

**경제학문헌목록 주제분류:** C61, D81, Q30

투고 일자: 2020. 2. 24. 심사 및 수정 일자: 2020. 4. 17. 게재 확정 일자: 2020. 6. 12.

\* 본 논문의 작성 과정에서 유익한 논평을 해주신 익명의 심사위원 두 분에게 감사의 말씀을 전한다.

\*\* SK텔레콤 SV Innovation 센터 매니저, e-mail: for385@hanmail.net

## I. 서 론

국제적으로 기업의 에너지원으로 재생에너지를 사용하고, 장기적으로는 기업 생산활동에서 사용하는 에너지의 100%를 재생에너지로 사용하자는 RE100(Renewable Energy 100%) 캠페인이 2014년 발족되었다. 2020년 6월 현재 글로벌 235개 기업이 RE100 선언<sup>1)</sup>을 하였으며, Google, IBM 등을 포함한 30개 이상의 기업이 이미 RE100을 달성하였다(RE100, 2019).

일반적으로 RE100의 이행수단은 크게 네 가지로 구분한다(김지희, 2019; 이예지 등, 2019). 첫째, 자가용 재생에너지 발전시설의 ‘자체건설’이다. 이는 재생에너지를 도입하려는 기업이 사업장에 재생에너지 발전시설을 설치하여 생산된 신재생에너지 전력을 자가 소비하는 구조이다. 둘째, 제3자 전력구매계약제도(Power Purchase Agreement, PPA)이다. PPA는 우리나라 전력시장 구조적 특성상 기업이 바로 적용기는 어려우나, 「제3차 에너지기본계획」에서는 향후 재생에너지 사용 활성화를 위해 PPA 검토 계획을 설정하였다. 셋째, 신재생에너지 공급인증서(Renewable Energy Certificates, REC) 구매이다. 공급의무자<sup>2)</sup>은 신재생에너지 공급의무화제도(Renewable Portfolio Standard, RPS) 하에서 ‘재생에너지 발전사업자’로부터 의무적으로 REC를 구매(남영식·이재형, 2020) 하고 있으나, 현행 제도에서 규정하는 공급의무자는 국내 배출권거래제(Korea's Emission Trading Scheme, KETS) 하에서 발전·에너지 업종 할당대상업체들만이 해당되므로 이외 업종의 할당대상업체(이하 ‘비발전 할당대상업체’)는 적용이 불가능한 방안이다. 마지막으로 녹색요금제(green pricing)가 있는데, 이는 재생에너지로부터 생산된 전력을 녹색프리미엄(green premium)을 지불하여 구매하고 이를 재생에너지 구매실적으로 인정받는 방안이다.

1) RE100 누리집 (<http://there100.org/companies>).

2) 「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침」에서는 RPS 적용대상을 ‘공급의무자’라 명명하고 있으며, 여기에서 공급의무자란 ① 「전기사업법」 제2조에 따른 발전사업자 ② 「집단에너지사업법」 제9조 및 제48조에 따라 「전기사업법」 제7조제1항에 따른 발전사업의 허가를 받은 것으로 보는 자 및 ③ 공공기관이 해당된다. 동 지침〔별표 1〕 ‘공급의무자별 의무공량의 산정기준’에서는 공급의무자별 기준발전량을 제시하고 있는데, 여기에 해당되는 발전사업자의 대부분이 현재 ‘배출권거래제’에서의 ‘발전·에너지’ 업종의 할당대상업체이다.

정부는 기업의 RE100 참여 지원을 위해 '19년 10월부터 「재생에너지 사용인정제도」를 도입하였으며, 동 제도는 '재생에너지 전기를 사용하는 소비자가 재생에너지 사용량 인정 신청시 인증서(Renewable Energy Guarantees of Origin, REGO) 발급 등을 통해 재생에너지 사용을 인정받고, RE100 캠페인 참여 등 다양한 용도로 활용'하도록 하고 있다(한국에너지공단·한국전력공사 보도자료, 2019). 인정대상으로는 '자체건설', 'PPA' 및 '녹색요금제'를 제시하고 있으나, 전술한 한계로 인하여 기업이 RE100에 쉽게 참여가능 한 유형은 녹색요금제 뿐이다. 이에 녹색요금제 시범 사업을 2019년 말부터 2020년 초까지 진행<sup>3)</sup>하였으며, 시범사업 결과를 바탕으로 녹색프리미엄의 규모 및 배출권거래제와의 연계 여부는 현재 검토중에 있다(한국전력공사 내부공문).

RE100 및 녹색요금제와 관련하여 기업이 당면한 이슈는 다음과 같다. 첫째, 글로벌 기업들은 자사의 공급자에게 자사에 납품하는 제품에 대해서는 RE100 도입을 '강제화'하고 있다(김지희, 2019; 이예지 등, 2019). 그렇기에 이들과 거래하는 기업은 RE100을 도입해야 하며, 이를 비용효과적으로 대응하기 위해 신재생 균등화발전비용(Levelized Cost Of Electricity, LCOE)이 낮은 국가에 사업장이 있는 기업은 해당 사업장에 RE100을 우선 적용<sup>4)</sup>하고 있다. 반면, 신재생 LCOE가 상대적으로 높은 우리나라의 경우에 기업이 RE100 참여 시 더 높은 비용(녹색프리미엄)을 지불해야만 한다(김지희, 2019).

둘째, 해외의 주요 배출권거래제와 달리 KETS는 전 업종을 관리업종으로 하고 있으며, 주요 ETS(EU-ETS, NZ-ETS, RGGI 및 WCI)와 달리 직접배출(direct

3) 산업통상자원부 보도자료(2019)에 따르면 「재생에너지 사용인정제도」 시범사업은 당초 '19. 11. 18(월)~12. 3일(금)까지였으나, 실제로는 '20. 2. 21일(금)까지 6차에 걸쳐 진행하였다. 이는 배출권거래제와의 연계를 고려하여 시범사업을 연장한 것으로 해석할 수 있다. 그 근거는 한국전력공사 내부자료에 따르면 시범사업시 녹색프리미엄을 23원/kwh(4차), 20원/kwh(5차) 및 17원/kwh(6차)로 설정하였는데, 이를 <Table 4>와 같이 배출권 현물가격( $p_{spot}$ )으로 환산하면 대략 49,330원/톤(4차), 42,895원/톤(5차) 및 37,461원/톤(6차)에 해당함을 알 수 있다. 이는 녹색요금제 적용실적을 배출권으로 인정할 경우 기업은 해당 현물가스로 배출권을 시장에서 구매하는 효과와 동일하다.

4) 인더스트리뉴스(2019. 12. 21.), "RE100을 향한 국내 기업들의 발걸음 시작되다" '삼성전자는 ... 2018년에는 재생에너지 사용을 선언하고 미국 총괄법인과 반도체 제조공장의 전력사용량 100%를 재생에너지로 전환한 상태다. 삼성전자는 ... 2020년까지 미국과 유럽, 중국 등지의 모든 사업장에서 재생에너지 100% 사용을 목표로 하고 있다.'

emission) 뿐만 아니라 간접배출(indirect emission)도 관리대상에 포함하고 있다(ICAP, 2019). 이에 KETS의 할당대상업체는 배출권거래제 대응을 위한 간접배출 감축비용 뿐 아니라, 녹색요금제 참여 시 녹색프리미엄도 지불해야 하는 이중비용(double cost) 문제가 발생할 수 있다. 그렇기에 배출권거래제와 녹색요금제가 연계된다면 녹색요금제에 참여하는 기업은 이중비용 문제없이 RE100에 대응할 수 있을 것이다.<sup>5)</sup>

셋째, 유상할당 기준 강화에 따라 기업의 배출권거래제 대응 비용은 늘어날 것이다. KETS 제3차 계획기간('21~'25년) 부터는 유상할당비율이 강화(3%→10%)됨과 동시에 「온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률 일부개정법률(안)」<sup>6)</sup>에 따르면 유상할당 적용대상 역시 확대될 것이다. 이에 기업은 비용효과적인 온실가스 감축 수단을 추가적으로 발굴해야만 할 것이다. 만약 정책적 측면에서 녹색요금제 참여실적(REGO)을 온실가스 감축실적으로 인정받을 수 있다면, 기업의 감축수단 증가에 따라 기업은 배출권거래제 준수의 동태적 효율성을 달성 할 수 있을 것이다(박호정, 2012a).

이러한 배경에서 추진되는 녹색요금제의 1차적 수요자<sup>7)</sup>는 RE100 요구에 대응해야 하는 기업이 될 것이다. 이 기업들은 ① 반도체, 전기전자, 자동차 및 화학 업종이며, ② 이들은 배출권거래제 하에서 '발전·에너지 업종 외 할당대상업체(이하 '비발전 할당대상업체')'에 포함되어 있다. 또한, ③ 전체배출량 중 간접배출비율이 높은 업종<sup>8)</sup>이며, ④ 대기업이 많이 있기에 녹색요금제의 단위수요는 클 수 밖에 없

5) 녹색프리미엄의 크기에 따라 기업이 지불해야 하는 비용이 달라지겠지만, 신재생에너지 활성화 측면에서 LCOE를 고려하여 일정 규모 이상의 크기가 되지 않는다면 정부는 사회적 비판에 직면할 여지도 존재한다.

6) 2020년 3월 6일 수정의결된 의안번호 2022345 「온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률 일부개정법률안(문진국의원 등 16인)」에서는 '① 온실가스 감축으로 인한 비용발생도 및 무역 집약도가 대통령령으로 정하는 기준에 해당하는 업종에 속하는 업체 ② 공익을 목적으로 설립된 기관·단체 또는 비영리법인으로서 대통령령으로 정하는 업체'에 대해서는 '배출권의 전부를 무상으로 할당할 수 있다.'

7) 산업통상자원부 보도자료(2019)에 따르면 「재생에너지 사용인정제도」 시범사업에 참여의향을 밝힌 기업은 총 23개사(대기업 11개사, 중견기업 1개사, 중소기업 11개사)이다. 이중 배출권거래제의 할당대상업체인 대기업은 10개사, 중견기업은 1개사이다. 나머지 기업은 할당대상업체가 아닌 재생에너지 산업 관련 기업만이 참여하였다.

8) 국내에서 업종별 직·간접 배출량 비율을 공개한 자료는 없다. 다만, 저자의 분석에 따르면 반도체, 전기전자, 자동차, 통신 및 건물 업종은 간접 배출량 비율이 높은 것으로 나타났다.

다. 그렇기에 녹색요금제 정책효과(policy effect) 달성을 위해서는 이러한 기업의 참여가 담보되어야 한다. 만약 이들의 참여가 없다면 정책수요 부족에 따라 「재생에너지 사용인정제도」는 정책실패(policy failure)로 귀결될 우려가 있으며, 당초의 ‘신재생에너지 보급목표’ 및 ‘온실가스 감축목표’ 달성(한국에너지공단·한국전력공사 보도자료, 2019)은 어려워 질 수 있다.

배출권거래제 하에서 할당대상업체는 발전·에너지 업종 할당대상업체(이하 ‘발전 할당대상업체’)와 비발전 할당대상업체로 구분할 수 있다. 발전 할당대상업체는 이미 배출권거래제와 RPS를 동시에 이행중이고, 「전력시장 운영규칙」 변경에 따라 2021년부터 이들은 배출권 구매비용을 발전단가 반영하여 이중비용 문제를 해소할 수 있다. 반면 비발전 할당대상업체는 현재 배출권거래제 준수비용만을 지불하고 있는데, 녹색요금제 도입 시 배출권거래제 대응을 위한 간접배출 감축비용 뿐 아니라, 녹색프리미엄을 추가로 지불해야 하는 이중비용 문제가 발생한다.

이하 본 논문의 구성은 다음과 같다. 제Ⅱ장에서는 중복규제 및 정책연계와 관련된 선행연구를 살펴보았다. 제Ⅲ장에서는 배출권거래제와 녹색요금제의 연계를 위한 기업의 실물옵션 모형을 제시하였으며, 제Ⅳ장에서는 배출권 가격 불확실성하에서 ‘배출권거래제와 녹색요금제 연계의 최적투자분기점( $p^*$ )’ 도출 및 민감도 분석을 시행하였다. 마지막으로 제Ⅴ장에서는 분석 결과를 기반으로 한 결론 및 제언을 제시하였다.

## Ⅱ. 이론적 배경

배출권거래제와 녹색요금제는 다른 정책수단이나, 기업 관점에서는 간접배출에 대한 감축비용 및 녹색프리미엄을 이중으로 지불해야 한다. 그렇기에 서로 다른 온실가스 감축정책의 ‘중복규제(overlapping regulation)’ 문제에 따른 초기 감축목표를 달성 여부는 중요한 논제이다. 온실가스 감축정책의 중복규제 문제는 Sorrell and Sijm(2003)는 최초로 제시하였다. Sorrell and Sijm(2003)은 배출권거래제와 탄소세 및 RPS와 같은 정책의 중복규제로 인해와 초기 정책목표와 달리 감축량은 적어지고, 감축비용은 증가될 수 있다고 지적하고 있다. 또한, Amundsen and Nese(2011), Böhringer and Rosendahl(2010)는 배출권거래제와 RPS의 중복규제로 인해 배출계수가 높은 석탄이나 석유발전으로 회귀하는 역선택 문제가 발생할 수 있

음을 지적하였으며, Böhringer et al. (2016)은 EU에서 행하고 있는 에너지절약 및 재생에너지 사용 등의 기후정책의 중복규제로 인해 기후변화 대응 정책에 있어 초과비용(excess cost)이 발생함을 지적하고 있다.

또한, 정책연계 관점에서 배출권거래제와 RPS의 연계에 대한 연구는 Mozumder (2004)와 Gillenwater (2008)의 초기 연구를 시작으로 배출권거래제와 RPS를 모두 도입한 국가를 중심으로 연구가 증가되고 있다. 즉, 두 제도를 동시에 도입하고 있는 EU(Boots, 2003; Linares, 2008), 미국(Mozumder, 2004; Gillenwater, 2007; Holt, 2007; Bird, 2008; Chen and Wang, 2012; Miao, 2017), 일본(Ito, 2019), 중국(Zeng et al., 2018; Bao et al., 2019) 및 호주(Shahnazari et al., 2017) 등의 국가에 대한 실증연구가 주를 이루고 있다. 그러나 국가별 배출권거래제와 RPS의 조건이 다르고, 특히나 미국이나 EU 같은 경우는 주 혹은 국가마다 정책이 상이하기에 그 결과 역시 상이할 수 밖에 없다. 그러나 일반적으로는 배출권거래제와 RPS가 연계될 경우 기업이 탄력적 의사결정이 가능해져 중장기적으로 동태적 효율성이 달성되는 것으로 분석하고 있다(박호정, 2012b; Wang, 2014).

국내의 연구로는 정경화(2010), 박호정(2012b) 및 Son et al. (2019) 등이 있다. 정경화(2010)는 배출권거래제와 RPS 연계 하에서 REC에 탄소배출권을 ‘공급량 기준 신재생전력 할당방식’<sup>9)</sup>으로 할당하여 발전사의 배출권거래제와 RPS의 이중비용 완화정책을 분석하였다. 박호정(2012b)은 실물옵션 모형을 활용하여 배출권거래제와 RPS 연계의 투자효과를 분석한 바 있으며, 이를 통해 발전사가 이윤최적화를 위해 배출권거래제와 RPS를 전략적으로 선택할 수 있는 모형을 개발하였다. 마지막으로 Son et al. (2019)은 배출권거래제와 RPS를 동시에 준수하면서도 이윤최적화를 달성하기 위한 발전사의 전략을 수학적 모형(mathematical model)으로 분석하였다.

기존 선행연구들은 주로 할당대상업체 중 직접배출량이 배출원의 대부분인 ‘발전 할당대상업체’에만 초점을 맞추어 연구가 진행되었다. 반면, 본 논문에서는 정경화(2010), 박호정(2005, 2012b) 및 Son et al. (2019)와 달리 분석 대상을 ‘비발전 할당대상업체’를 대상으로 설정하였다. 또한, 배출권거래제와 녹색요금제에 따른 이중비용 문제의 해소 방안으로 녹색요금제와 배출권거래제의 연계를 제시하였으며, 연계에 따른 정책효과를 분석하였다. 분석방법론으로는 불확실성하에서의 투자결

9) 정경화(2010)에 따르면, ‘공급량 기준 신재생전력 할당방식’이란, ‘전력의 총공급량 대비 각 발전사의 신재생전력에 공급량에 비례하여 RPS 할당량을 할당하는 방식이다.

정을 분석하는 실물옵션(real option) 방법론을 적용하였으며, 배출권 가격 불확실성하에서 ‘배출권거래제와 녹색요금제 연계의 최적투자분기점( $p^*$ ) 및 적정 녹색프리미엄을 도출하였다. 최적투자분기점 도출시 박호정(2005, 2012b)의 접근방식을 따르되 기업의 내부감축비용은 일차선형함수로 가정하였으며, 박호정(2012b)의 접근방식과 같이 배출권거래제와 녹색요금제의 연계를 위한 게이트웨이를 설정하여 녹색요금제 활성화를 위한 정책방향을 제시하였다.

### III. 모 형

본 논문에서는 기업의 중복규제 문제를 해소하고, 온실가스 감축수단의 위한 방안으로 정부가 배출권거래제와 녹색요금제를 연계하는 상황을 가정하였다. 분석 대상은 배출권거래제에서의 비발전 할당대상업체를 설정하였으며, 기준 시나리오에서 해당 기업은 배출권거래제 준수비용만 지불하고 있다. 두 정책의 연계 시 기업의 감축수단은 추가되며, 정부에서 설정한 녹색프리미엄(green premium,  $u$ )<sup>10)</sup>의 규모 및 인정률( $\theta$ )에 따라 기업은 온실가스 감축수단의 포트폴리오를 재조정하게 될 것이다.

모형에서 사용하는 주요 변수 및 파라미터는 다음과 같이 정의한다.

- $c$  : 한계저감비용 (원/톤CO<sub>2</sub>)
- $a_i$  : 온실가스 감축량 (톤CO<sub>2</sub>/년)
- $e$  : 연간배출량 (톤CO<sub>2</sub>/년)
- $\bar{e}$  : 무상할당배출권 (톤CO<sub>2</sub>/년)
- $\theta$  : 녹색요금제의 배출권 인정률 ( $0 \leq \theta \leq 1$ , 이하 ‘인정률’)
- $d$  : 직접배출(scope 1) 비율 ( $0 \leq d \leq 1$ )

10) 녹색요금제는 재생에너지로부터 생산된 전력에 일정한 녹색프리미엄을 부과한다는 관점에서 전력에 대한 탄소세로 해석할 수 있다. 탄소세는 배출권거래제와 같이 시장메커니즘 기반의 온실가스 감축 정책으로 이들의 정책효과를 비교한 연구(Fisher et al., 2003; Requate and Unold, 2003; Hepburn, 2006; 최병철, 2011; 박호정, 2012a; 이종화, 2016)는 지속되고 있으며, 최근 들어서는 이 둘을 연계하여 온실가스 감축정책의 효과를 분석하는 연구도 진행되고 있다(Liu, 2015; Cao, 2019). 선행연구에서는 배출권거래제와 탄소세의 우선순위는 일률적으로 규정하기 어려우나, 기업 관점에서 저감옵션을 탄력적으로 선택하여 동태적 효율성을 달성한다는 측면에서 배출권거래제가 유리한 것으로 평가하고 있다(박호정, 2012a).

$\delta$  : 녹색요금제 적용률 ( $0 \leq \delta \leq 1$ , 이하 ‘적용률’)

$w$  : 환산계수 (Mwh/톤CO<sub>2</sub>)

$u$  : 녹색프리미엄 (원/kwh)

기업이 녹색요금제에 참여( $\delta \neq 0$ ) 하게 되면 기업은 녹색프리미엄( $u$ )을 추가로 지불하게 된다. 그러나 현행 제도하에서는 녹색요금제와 배출권거래제가 분리되어 있기에 기업은 추가적인 비용(녹색프리미엄)을 지불하면서까지 녹색요금제에 참여할 유인이 부족하다. 만약 녹색요금제 적용실적 중 일부를 배출권거래제의 온실가스 감축실적으로 인정받을 수 있다면, 기업은 녹색요금제에 참여할 유인이 생길 것이다.

녹색요금제와 배출권거래제가 연계되는 상황에서 기업은 식 (1)과 같이 기하학적 브라운 운동(geometric Brownian motion, 이하 ‘gBm’) 확률과정을 따르는 배출권 가격( $p$ )의 불확실성에 노출되어 있다고 가정하였다.<sup>11)</sup>

$$dp(t) = \alpha p(t)dt + \sigma p(t)dz(t) \quad (1)$$

위 식에서  $\alpha$ 는  $p$ 의 증가율(drift rate)이고,  $\sigma$ 는 변동성(volatility)을 뜻하며,  $dz(t)$ 는 위너과정(Wiener's process)의 증분을 의미한다.

우선 녹색요금제에 참여하고 있지 않은 기업은 매 시간  $t$ 마다 배출권거래제에서 배출권 거래에 참여하고, 포지션(매수 또는 매도)은 아래 식 (2)에 따라 결정된다. 즉, 매 시간  $t$ 에서의 배출량( $e$ ), 무상할당배출권( $\bar{e}$ , 사전할당 및 추가할당 포함) 및 내부감축량( $a_0$ )의 관계를 통해 포지션이 결정된다. 이때  $q(t) > 0$ 이면 기업의 포지션은 ‘배출권 매수’이고,  $q(t) < 0$ 인 경우의 포지션은 ‘배출권 매도’이다.

$$q(t) = e(t) - \bar{e}(t) - a_0(t) \quad (2)$$

11) 박호정 (2012b)은 발전사인 할당대상업체에 대해서 배출권 거래제와 RPS제도의 연계를 위해 ‘배출권 가격’ 및 ‘REC 가격’의 불확실성을 동시에 고려하였다. 본 논문에서의 분석대상인 비발전 할당대상업체는 REC를 구매하는 당사자가 아니고, 전력구매 가격의 변동성에는 노출되어 있지 않음을 가정하였다.

이를 종합한 녹색요금제에 참여하고 있지 않은 기업의 배출권거래제 준수비용은 다음 식 (3)과 같다. 아래 식의 첫 번째 항( $ca_0$ )은 내부감축비용, 두 번째 항은 배출권거래제 준수비용을 의미한다.

$$ca_0(t) + p(t)(e(t) - \bar{e}(t) - a_0(t)) \quad (3)$$

녹색요금제에 참여하고 있지 않은 기업의 가치함수  $V(p)$ 는 다음과 같다. 아래 식에서  $E$ 는 기대연산자이며,  $\rho$ 는 할인율을 나타낸다.

$$\begin{aligned} V(p) = \max - E \int_0^\infty [ca_0(t) + p(t)(e(t) - \bar{e}(t) - a_0(t))] e^{-\rho t} dt \\ \text{s. t. } dp(t) = \alpha p(t)dt + \sigma p(t)dz(t) \end{aligned} \quad (4)$$

식 (4)는 일반적인 실물옵션 방법론에 따라 풀이가 가능하다.<sup>12)</sup> 실물옵션 방법론에서 사용하는 이토 보조정리(Ito's Lemma)의 성질( $dt^2 \rightarrow 0$ ,  $dt dz \rightarrow 0$  및  $dz^2 \rightarrow dt$ ) 및 벨만 방정식(Bellman Equation)의 정의를 활용하여 식(4)를 전개하면 다음의 해밀톤-자코비-벨만(Hamiltonian-Jacobi-Bellman, HJB) 방정식을 얻을 수 있다.

$$\rho V(p) = - [ca_0 + p(e - \bar{e} - a_0)] + \alpha p V_p + \frac{1}{2} \sigma^2 p^2 V_{pp} \quad (5)$$

식 (5)는  $V(p)$ 의 2계 미분방정식인 HJB 방정식이며, 이에 대한 해는 특정해와 일반해의 합으로 구해지는데 그 결과는 식 (6)과 같다.

$$V(p) = - \frac{p(e - \bar{e} - a_0)}{\rho - \alpha} - \frac{ca_0}{\rho} + Ap^\beta \quad (6)$$

12) 이후로의 자세한 풀이 방법에 대해서는 박호정 (2018)을 참고하기 바란다. 그리고 이후에는 논의를 단순화하기 위하여 시간을 나타내는 표기  $t$ 는 생략하도록 한다.

위 식 (6) 우변의 첫 번째 항은 배출권거래제 준수편익의 순현재가치이며, 두 번째 항은 온실가스 감축 포트폴리오 전환 전 내부감축비용의 순현재가치를 의미한다. 그리고 마지막 항인  $Ap^\beta$ 는 기업이 현행 온실가스 감축 포트폴리오에서 녹색요금제를 추가적인 감축수단으로 활용하는 ‘온실가스 감축 포트폴리오 전환옵션’을 의미한다. 이는 동차방정식의 해로,  $\beta$ 는  $\alpha\beta + \frac{1}{2}\sigma^2\beta(\beta-1) - \rho = 0$ 와 같이 특성방정식(characteristic equation)을 통해 도출한다. 여기에서  $\beta$ 는 특성방정식의 해로 식 (7)과 같이 양(+)의 값을 갖는다(Dixit and Pindyck, 1994; 박호정, 2012b).

$$\beta = \frac{1}{2} - \frac{\alpha}{\sigma^2} + \sqrt{\left(\frac{1}{2} - \frac{\alpha}{\sigma^2}\right)^2 + \frac{2\rho}{\sigma^2}} > 1 \quad (7)$$

다음으로 배출권거래제와 녹색요금제의 연계의 효과를 실물옵션 관점에서 살펴 보도록 하겠다. 우선, 배출권거래제와 녹색요금제가 연계되는 상황에서 녹색요금제에 참여하고 있지 않은 기업이 녹색요금제에 참여하여 녹색요금제 적용실적( $e(1-d)\delta$ ) 중 일부( $0 < \theta \leq 1$ )를 배출권거래제의 온실가스 감축실적으로 인정받을 수 있다면, 매 시간  $t$ 에서의 기업의 감축량은  $a_0$ 에서  $a_1$ 으로 감소( $a_0 > a_1$ )하게 된다. 결론적으로 녹색요금제 적용실적 및 녹색프리미엄을 고려한 ‘녹색요금제에 참여하는 기업’의 가치함수  $W(p)$ 는 식 (8)과 같이 나타낼 수 있다.

아래 식의 첫 번째 항은 내부감축비용( $ca_1$ ), 두 번째 항은 배출권거래제 준수비용, 세 번째 항은 녹색프리미엄 지불비용을 의미한다. 그리고 여기에서 직접배출( $d$ )을 고려하는 이유는 녹색요금제의 적용대상은 할당대상업체의 배출량 중 전력 사용에 따른 간접배출( $1-d$ )만을 고려하기 때문이다.<sup>13)</sup>

$$W(p) = \max - E \int_0^\infty [ca_1 + p(e - \bar{e} - a_1 - \theta e(1-d)\delta) + e(1-d)\delta wu] e^{-\rho t} dt \quad (8)$$

s. t.  $dp(t) = \alpha p(t)dt + \sigma p(t)dz(t)$

13) 엄밀히 말하면 간접배출에는 구매전력으로 인한 배출량 및 구매스팀으로 인한 배출량이 포함되어 있다. 하지만, 본 논문에서는 간접배출에는 구매전력에 따른 간접배출만 존재한다고 가정한다.

$W(p)$ 는 위에서 도출한  $V(p)$ 를 도출하는 프로세스와 동일하여 그 결과는 다음 식 (9)와 같다. 여기에서 기업은 녹색요금제를 온실가스 감축수단 중 하나로 이미 도입하였기에, ‘온실가스 감축 포트폴리오 전환옵션’  $Ap^\beta$ 는 존재하지 않는다.

$$W(p) = \frac{p\theta e(1-d)\delta}{\rho - \alpha} - \frac{p(e - \bar{e} - a_1)}{\rho - \alpha} - \frac{ca_1 + e(1-d)\delta wu}{\rho} \quad (9)$$

기업의 녹색요금제 참여를 통한 온실가스 감축 포트폴리오 전환옵션은 최적투자 분기점( $p^*$ )의 분석을 통해 도출하게 된다.  $p^*$ 는 일반적으로 등가조건(value matching condition) 및 한계조건(smooth pasting condition)을 통해 도출할 수 있다.

등가조건은  $V(p) = W(p) - I$ 과 같이 나타낼 수 있으며, 이를 정리하면 식 (10)과 같다. 여기에서  $I$ 는 기업의 비가역적 초기투자비를 의미한다.

$$\begin{aligned} -\frac{p(e - \bar{e} - a_0)}{\rho - \alpha} - \frac{ca_0}{\rho} + Ap^\beta &= \frac{p\theta e(1-d)\delta}{\rho - \alpha} - \frac{p(e - \bar{e} - a_1)}{\rho - \alpha} \\ &\quad - \frac{ca_1 + e(1-d)\delta wu}{\rho} - I \end{aligned} \quad (10)$$

그리고 한계조건은 한계비용과 한계편익이 일치하는 조건을 의미하며  $V_p(p) = W_p(p)$ 와 같이 나타낼 수 있다. 이를 정리하면 식 (11)과 같다.

$$-\frac{(e - \bar{e} - a_0)}{\rho - \alpha} + \beta Ap^{\beta-1} = \frac{\theta e(1-d)\delta}{\rho - \alpha} - \frac{(e - \bar{e} - a_1)}{\rho - \alpha} \quad (11)$$

위 두 개의 조건에서 미지수는 최적투자분기점( $p^*$ )과  $A$  두 개이기에 식 (10) 및 식 (11)의 연립방정식 풀이를 통해  $p^*$ 를 도출한다. 연립방정식 풀이를 통해 도출한 배출권 가격 불확실성하에서 배출권거래제 및 녹색요금제 연계를 위한  $p^*$ 는 다음과 같다.

$$p^* = \left( I - \frac{c(a_0 - a_1) - e(1-d)\delta wu}{\rho} \right) \left( \frac{\beta}{\beta - 1} \right) \left( \frac{\rho - \alpha}{\theta e(1-d)\delta - (a_0 - a_1)} \right) \quad (12)$$

위 식 (12)의 우변의 두 번째 항인  $\beta/(\beta-1)$ 은 옵션승수(option multiplier)로서 1보다 큰 값을 갖고 있으며, 변동성( $\sigma$ )이 증가하면 이 옵션승수도 증가한다. 그렇기에 배출권 가격 불확실성하에서 도출된  $p^*$ 는 ‘옵션승수 효과’로 기인하여 투자시점은 뒤로 늦춰지고, 배출권 가격의 변동성이 커질수록 투자시점은 더욱 늦춰지게 된다.

그리고 ‘불확실성을 고려하지 않을 때의 최적투자분기점( $p_{npv}^*$ )’은 온실가스 감축 포트폴리오 전환옵션  $Ap^\beta = 0$ 일 경우 도출할 수 있으며 이때의  $p_{npv}^*$ 의 값은 다음과 같다.

$$p_{npv}^* = \left( I - \frac{c(a_0 - a_1) - e(1-d)\delta wu}{\rho} \right) \left( \frac{\rho - \alpha}{\theta e(1-d)\delta - (a_0 - a_1)} \right) \quad (13)$$

마지막으로 다른 미지수인  $A$  값을 구해야 한다.  $A$  값은 불확실성하에서의 최적투자분기점인 식 (12)를 식 (11)에 대입한 후 항들을  $A$ 에 대해 정리함으로써 얻을 수 있다.

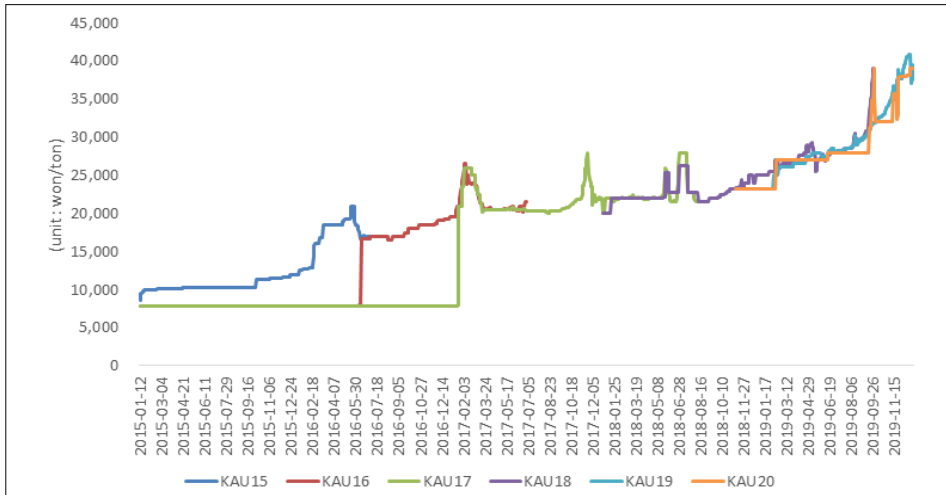
$$A = \left( \frac{1}{p^*} \right)^\beta \left( \frac{p^* \theta e(1-d)\delta - p^*(a_0 - a_1)}{\rho - \alpha} + \frac{c(a_0 - a_1) - e(1-d)\delta wu}{\rho} - I \right) \quad (14)$$

#### IV. 실증분석

본 절에서는 앞장에서 도출한 배출권 가격 불확실성하에서 배출권거래제 및 녹색요금제 연계 모형을 실증분석 하였다. 우선 배출권 가격 관련 파라미터이다. 2015~2019년까지 KAU의 가격은 <Figure 1>과 같으며, Tsay(2001)의 방법론을 활용하여 도출한 할당배출권(Korean Allowance Unit, KAU) 파라미터는 <Table 1>과 같다. 일반적으로 실물옵션 문헌에서는  $\alpha < \rho$ 를 가정(Dixit and Pindyck, 1994)하여 실증분석을 하는데, <Table 1>에서 보는 바와 같이 KAU는 모든 기간에 걸쳐  $\alpha > \rho$ 의 값을 갖는다. 그렇기에 본 논문에서는 대안으로 이재형(2020)에서 도출한 외부사업감축량(Korean Offset Credit, KOC)의 파라미터  $\alpha = 0.0287$  및  $\sigma = 0.1272$ 를 적용하여 실증분석을 진행하였다. 또한, 할인율( $\rho$ )은 배출권 가격 불확

실성하에서 투자 의사결정모형을 제시한 선행연구(박호정, 2012b; 박호정, 2015; 박호정·김윤경, 2017; 이재형, 2020)에서 적용한  $\rho = 0.05$ 을 동일하게 적용하였다.

〈Figure 1〉 KAU price trend ('15.01~'19.12)



〈Table 1〉 KAU Parameters by Year

Parameters	2015	2016	2017	2018	2019
Credit	KAU spot				
Observation	241	246	243	244	246
Average	0.0014	0.0001	0.0001	0.0009	0.0017
Delta	0.0041	0.0041	0.0041	0.0041	0.0041
Drift Rate ( $\alpha$ )	0.3382	0.0800	0.0790	0.2646	0.4585
Volatility ( $\sigma$ )	0.1394	0.2964	0.2945	0.2881	0.2725
Interest Rate ( $\rho$ )	0.05				

실증분석을 위한 변수 및 파라미터는 〈Table 2〉와 같다. 실증분석을 위해 할당대  
 상업체의 배출특성( $d = 0.72$  또는  $d = 0.28$ ) 및 녹색프리미엄( $u = 10$  또는  
 $u = 20$ )을 반영하여 Case를 설정하였다. 현실에서는 할당대상업체별로 파라미터  
 값이 상이할 것이기에 본 논문에서의 실증분석 결과가 모든 할당대상업체의 결과를  
 나타내는 것은 아니다. 그러나 할당대상업체 고유의 파라미터를 활용하여 도출한  
 결과와 〈Table 2〉의 파라미터를 적용한 결과의 경향성은 상이하지 않으며, 민감도

분석시 주요 파라미터 변화에 따른 결과 및 해석을 상세히 서술하였다.

우선 시간  $t$ 에서 기업의 배출량  $\hat{e}=100$ 만톤/년, 무상할당량  $\bar{e}=90$ 만톤/년 및 한계저감비용  $c=5$ 만원/톤을 가정하였다. 배출량 및 한계저감비용은 할당대상업체별로 상이한 값을 갖는다. 본 논문에서는 실증분석을 위해 임의의 값을 가정하였는데, 결과의 경향성을 파악하는 데는 큰 무리는 없을 것이라 판단된다. 무상할당량은 3차계획기간의 무상할당량 90%를 적용한 값이며, 내부감축량의 경우 녹색요금제 참여 전에  $a_0=10$ 만톤/년 및 녹색요금제 참여 후에  $a_1=5$ 만톤/년으로 임의로 가정하였다.

기업의 배출특성에 따른 녹색요금제 참여 특성을 분석하기 위해 직접배출비율( $d$ )을 가정하였다. 환경부 보도자료(2018)에 따르면 배출권거래제 제1차 계획기간('15-'17년) 중 '할당대상업체 배출량은 16억 6,943만 톤으로 배출권 할당량(16억 8,558만 톤) 대비 0.96% 여유'가 있었다고 파악한다. 하지만, 공식적으로 할당대상업체의 배출량 중 직·간접 배출량 비율을 파악할 수 있는 자료는 없다.<sup>14)</sup> 그렇기에 본 논문에서는 직접배출비율( $d$ )이 72% 및 28%의 경우를 가정하였으며, 이는 간접배출비율( $1-d$ )이 28% 및 72%임을 의미한다.

다음으로 녹색요금제 적용과 관련된 변수이다. 우선 녹색프리미엄( $u$ )은 정책의 효과를 살펴보기 위해 10원/kwh 및 20원/kwh를 가정하였다. 정부는 「재생에너지 사용인정제도」 시범사업 결과를 바탕으로 녹색프리미엄을 최저가격을 기반으로 한 경매방식을 통해 확정할 예정이고, 두 제도가 연계되지 않는 상황에서 녹색프리미엄은 10원/kwh 이하로 예상되고 있다(김태환, 2020). 하지만 아직까지 녹색프리미엄의 최저가격의 규모는 정해져 있지 않은 상황이기에 본 논문에서는 녹색프리미엄을 우선 10원/kwh 및 20원/kwh로 가정하였다. 둘째, 녹색요금제 인정률은  $\theta=1.0$ 을 적용하였는데, 이는 녹색요금제 적용실적이 배출권 거래제에서의 감축량으로 100% 인정받음을 의미한다. 셋째, 적용률은  $\delta=0.5$ 로 임의의 가정하였으며, 민감도 분석시 이를 변경하여 분석하였다. 넷째, 게이트웨이를 위한 환산계수  $w=2.1448$ Mwh/톤을 적용하였는데, 이는 전력배출계수( $0.46625\text{tCO}_2\text{eq/Mwh}$ )를 통해 도출할 수 있다. 마지막으로 초기투자비  $I=1$ 억원을 적용하였다. 이는 박호정

14) 저자의 분석에 의하면 제1차계획기간 동안 전체 할당대상업체의 직·간접 배출량 비율은 83% 및 17%이며, 비발전 할당대상업체의 직·간접 배출량 비율은 72% 및 28%, 발전부문 할당대상업체의 직·간접 배출량 비율은 98% 및 2% 정도이다.

(2012b)의  $I$ (온실가스 감축을 위한 시설투자)와 상이한데, 본 논문에서는  $I$ 를 초기 시설투자비가 아닌 녹색요금제로의 전환에 따른 ‘컨설팅 및 행정비용 등의 간접비’로 정의하였기 때문이다.<sup>15)</sup>

〈Table 2〉 Summary of Parameters for Linkage Analysis

Parameters		Variable	Case				Unit
			A	B	C	D	
Allowance	Emission	$\hat{e}$	100				10,000ton/yr
	Free Allocation	$\bar{e}$	90				10,000ton/yr
	Emission Reduction	$a_0$	10				10,000ton/yr
		$a_1$	5				10,000ton/yr
	Direct Emission Rate	$d$	0.72		0.28		-
	MAC	$c$	5				10,000won/ton
Green Pricing	Green Premium	$u$	10	20	10	20	won/kwh
	Accreditation Rate	$\theta$	1.0				-
	Application Rate	$\delta$	0.5				-
	Coefficient	$w$	2.1767				Mwh/ton
Initial Investment Cost		$I$	1.00				100million won

Note:  $\text{Coefficient}(w) = \frac{1}{0.46625tCO_2eq/Mwh}$ .

배출권 가격 불확실성하에서 증가율( $\alpha = 0.0287$ ) 및 변동성( $\sigma = 0.1272$ )일 때 최적투자분기점( $p^*$ )은 〈Table 3〉과 같다. 〈Table 3〉에 따르면, 녹색요금제 적용률  $\delta = 0.5$  및 인정률  $\theta = 1.0$  조건에서  $p^*$ 는 직접배출비율  $d = 0.72$ 인 경우(Case A 및 B)가  $d = 0.28$ 인 경우(Case C 및 D) 보다 낮게 나왔다( $p_{d=0.72}^* < p_{d=0.28}^*$ ). 그리고 동일 조건에서  $p^*$ 는  $u = 10$ 인 경우(Case A 및 C)가  $u = 20$ 인 경우(Case B 및 D) 보다 낮은데( $p_{u=10}^* < p_{u=20}^*$ ), 이는 불확실성이 존재할 때 녹색프리미엄의 증가가 녹색요금제 참여를 더욱 지연시키는 것으로 해석할 수 있다.

$u = 10$ 원/kwh(Case A 및 C)의 경우의  $p^*$ 는 배출권 현물가격( $p_{spot} = 38,800$ 원/

15) 〈Annex Table 1〉에서 보는 바와 같이  $I$ 가 0.1억원~1.5억원의 범위로 변화할 경우 동일한 Case에서  $p^*$ 는 큰 변화가 없는 것으로 나타났고, 이는  $I$ 는 녹색요금제 참여 의사결정에 영향을 미치는 요소가 아님을 알 수 있다.

톤, 2020/2/17일 기준) 보다 낮은 것으로 나타났다( $p^* < p_{spot}$ ). 이는 배출권거래제와 녹색요금제가 연계되어 녹색요금제 적용실적을 배출권거래제 감축실적으로 인정받을 경우 배출권 가격 불확실성하에서도 기업은 녹색요금제에 즉각적으로 참여할 것으로 판단된다. 반면  $u = 20$  원/kwh인 경우에는  $p^* > p_{spot}$ 로 비발전 할당대 상업체는 녹색요금제에 참여에 대한 경제성이 없는 것으로 나타났다. 실증분석시 가정한 녹색프리미엄( $u = 10$  원/kwh 및  $u = 20$  원/kwh) 전환계수를 사용하여 배출권 가격으로 환산할 경우 각각 21,448원/톤 및 42,895원/톤에 해당한다. 즉,  $u = 10$  원/kwh로 녹색요금제 적용실적을 인정받을 경우 현물가격( $p_{spot}$ ) 보다 저렴한 가격에 배출권을 매수한 것과 같아 결과적으로  $p^*$ 를 낮추는 역할을 한다. 반면  $u = 20$  원/kwh의 경우는  $p_{spot}$  보다 높은 가격에 배출권을 매수한 것과 같아  $p^*$ 를 높이는 역할을 한다.

$\delta = 0.5$  및  $\theta = 1.0$  조건에서 ‘불확실성을 고려하지 않을 때의 최적투자분기점( $p_{npv}^*$ )’ 역시  $p^*$ 의 결과와 동일한 경향으로 나왔으며, 결과에 대한 해석도  $p^*$ 의 해석과 동일하다.

〈Table 3〉 Optimal Investment Threshold ( $p^*$ ) of Firm

Categories	Variable	Case				Unit
		A	B	C	D	
Assumption	$d$	0.72		0.28		-
	$u$	10	20	10	20	won/kwh
Threshold <sup>16)</sup>	$p^*$	7,028	48,594	21,004	52,035	won/ton
	$p_{npv}^*$	2,403	16,616	7,182	17,792	won/ton
Hysteresis	$\beta$	1.5196				-
	Option Multiplier	2.9246				-

Note:  $\alpha = 0.0287$ ,  $\sigma = 0.1272$ ,  $\rho = 0.050$ ,  $I = 10,000$ ,  $\theta = 1.0$ ,  $\delta = 0.5$ .

다음으로 배출권거래제 및 녹색요금제 연계 효과를 분석하기 위해 〈Table 2〉에서 정의한 변수 및 파라미터로 민감도 분석을 시행하였다. 민감도 분석은 직접배출비율  $d = 0.72$  및  $d = 0.28$ 인 경우를 분석하였다. 단, 녹색프리미엄( $u$ )은 민감도

16) 주요 변수 및 파라미터 변화에 따른 최적투자분기점( $p^*$ )은 〈Annex Table 1〉에 제시하였다.

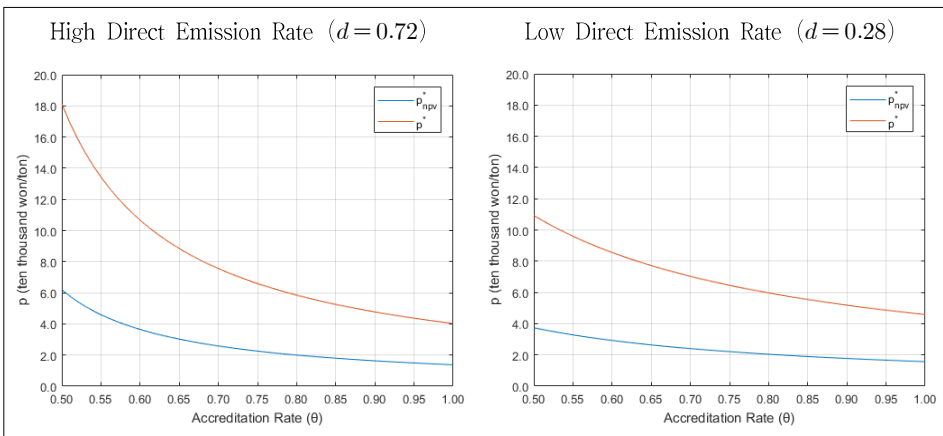
분석에 따라 배출권 현물가격( $p_{spot}$ )과의 비교를 위해 배출권 현물가격을 녹색프리미엄으로 환산한  $u = 18$  원/kwh를 적용하여 분석하였다.

우선 배출권거래제 및 녹색요금제가 연계된다는 전제하에 녹색요금제 인정률( $\theta$ )에 대한  $p^*$ 의 민감도 분석을 시행하였다. 인정률의 범위는 녹색요금제 적용실적을 배출권거래제에서 50%만 일정할 경우( $\theta = 0.5$ ) 부터 100% 모두 인정해줄 경우( $\theta = 1.0$ )인  $\theta \in [0.5, 1.0]$ 범위에서 민감도 분석을 수행하였다.

〈Figure 2〉와 같이  $\theta \in [0.5, 1.0]$ 의 범위에서  $\theta$  값이 커질수록  $p^*$  및  $p_{npv}^*$ 는 낮아지고, 불확실성하에서의  $p^* > p_{npv}^*$ 로 나타났다. 본 논문에서는  $\theta = 1.0$ 로 가정하였는데, 직접배출비율에 상관없이  $p^*$ 가 배출권 현물가격( $p_{spot}^*$ )보다 높은 것( $p^* > p_{spot}$ )으로 나타났다. 이는 정부가 녹색요금제 적용실적을 100% 인정해주더라도 배출권 가격 불확실성하에서 기업은 녹색요금제에 참여하지 않을 것이라는 것을 의미한다.

$u = 18$  원/kwh 및  $\theta = 1.0$ 일 경우  $p_{npv}^*$ 가 40, 281원/톤 정도로 나타났는데, 이는 배출권 가격의 불확실성을 고려하지 않았을 경우에는  $p_{npv}^* = p_{spot}$ 와 같이 유사해져서 향후 배출권 가격이 지속상승 할 경우 기업은 녹색요금제에 참여할 유인이 존재한다.

〈Figure 2〉 Sensitivity Analysis of  $p^*$  and  $p_{npv}^*$ , with respect to  $\theta$

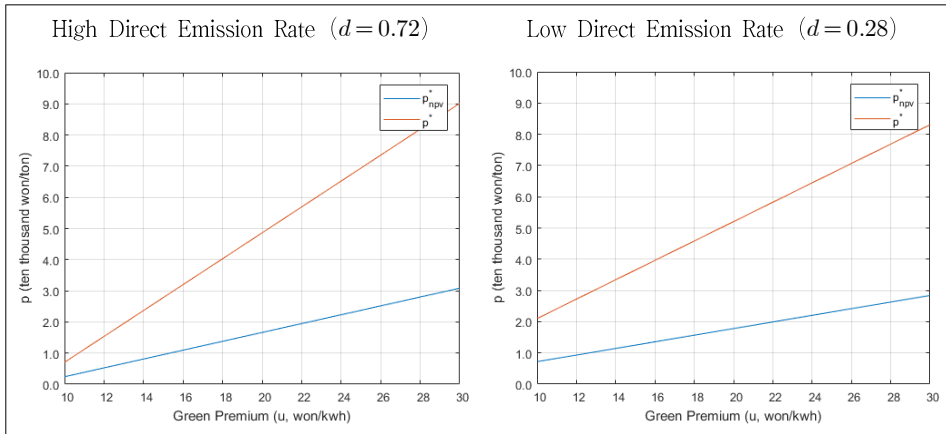


Note:  $\alpha = 0.0287$ ,  $\sigma = 0.1272$ ,  $\rho = 0.050$ ,  $I = 10,000$ ,  $\delta = 0.5$ ,  $u = 18$ .

둘째, 녹색프리미엄( $u$ ) 변화에 대한  $p^*$ 의 민감도 분석을 시행하였다. 전술한 바와 같이 현재 「재생에너지 사용인정제도」 시범사업은 완료하였으며, 녹색프리미엄은 최저가격 지정을 통한 경매방식으로 진행될 예정이다(김태환, 2020). 그리고 배출권거래제와 녹색요금제가 연계된다면 녹색프리미엄은 배출권 현물가격( $p_{spot}$ )을 고려하여 설정되어야 할 것이다. 현재 배출권 현물가격을 녹색프리미엄으로 환산한 값은 약  $u = 18$ 원/kwh로, 이를 포함한  $u \in [10, 30]$  범위에서 녹색프리미엄의 민감도 분석을 시행하였다.

〈Figure 3〉과 같이 직접배출량 비율이 높은  $d = 0.72$ 의 경우  $u \geq 17.7$ 에서  $p^* \geq p_{spot}$ 로 나타났으며, 직접배출량 비율이 낮은  $d = 0.28$ 의 경우에는  $u \geq 15.8$ 에서  $p^* \geq p_{spot}$ 로 나타났다. 이는 직접배출량 비율이 낮은 (간접배출량 비율이 높은) 기업 일수록 낮은 녹색프리미엄( $u$ )에서도  $p^* = p_{spot}$  조건이 성립되어 녹색요금제에 참여하지 않을 것으로 판단된다.

〈Figure 3〉 Sensitivity Analysis of  $p^*$  and  $p_{npv}^*$ , with respect to Green Premium ( $u$ )



Note:  $\alpha = 0.0287$ ,  $\sigma = 0.1272$ ,  $\rho = 0.050$ ,  $I = 10,000$ ,  $\theta = 1.0$ ,  $\delta = 0.5$ .

이를 세부적으로 살펴보기 위해  $u \in [10, 30]$  및  $d \in [0.28, 0.72]$ 의 범위에서의 최적투자분기점( $p^*$ )를 도출하였으며, 여기에서 ‘배출권 현물가격( $p_{spot}$ )’은 녹색프리미엄을 전환계수( $w$ )를 활용하여 환산한 결과이다. 〈Table 4〉에 나타났듯이  $p^*$ 는  $u$ 의 증가 및  $d$ 의 감소에 따라 증가하는 것으로 나타났다. 또한,  $u = 10$ 원/kwh 및

$u = 14$  원/kwh 조건에서는  $p^* < p_{spot}$  결과가 나타났으며,  $u > 18$  원/kwh 조건에서는  $p^* > p_{spot}$  의 결과가 나타났다. 이는 직접배출비율에 따라 최적투자분기점이 상이하나, 기업은 녹색요금제 참여에 대한 의사결정에 있어 녹색프리미엄이 더 중요한 고려요소라는 것을 의미한다.

그렇기에 정부는 녹색요금제의 활성화를 위해서는 기업의 온실가스 배출특성 및 배출권 현물가격을 고려한 녹색프리미엄을 설정할 필요가 있다. 또한, 기업은 배출권 가격 불확실성하에서 정부의 녹색프리미엄을 고려하여 녹색요금제 참여에 대한 의사결정을 할 수 있을 것이다.

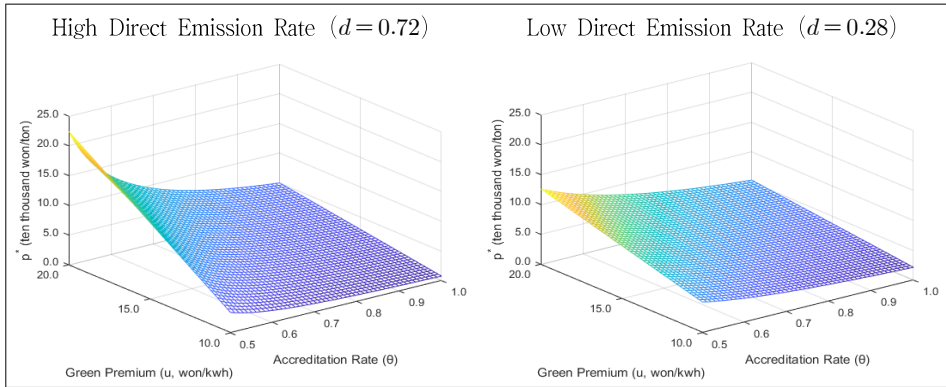
〈Table 4〉 Optimal Investment Threshold ( $p^*$ ) with respect to  $u$  and  $d$

Green Premium ( $u$ , won/kwh)		10	14	18	22	26	30
Allowance Price ( $p_{spot}$ , won/ton)		21,448	30,027	38,606	47,185	55,764	64,343
Direct Emission Rate ( $d$ )	$d=0.72$	7,028	23,654	40,281	56,907	73,533	90,160
	$d=0.62$	14,498	28,872	43,246	57,620	71,994	86,368
	$d=0.50$	17,859	31,220	44,580	57,941	71,301	84,662
	$d=0.39$	19,770	32,555	45,339	58,123	70,907	83,691
	$d=0.28$	21,004	33,416	45,828	58,241	70,653	83,065

Note:  $\alpha = 0.0287$ ,  $\sigma = 0.1272$ ,  $\rho = 0.050$ ,  $I = 10,000$ ,  $\theta = 1.0$ ,  $\delta = 0.5$ .

그리고 앞서 살펴본 녹색요금제 인정률( $\theta$ )과 녹색프리미엄( $u$ )을 연계하여 살펴보면 최적투자분기점( $p^*$ )은 인정률 보다는 녹색프리미엄에 민감하게 반응하고 있으며, 특히나 직접배출량 비율이 높은  $d = 0.72$ 가 직접배출량 비율이 낮은  $d = 0.28$  보다 녹색프리미엄에 민감하게 반응하는 것을 알 수 있다(〈Figure 4〉).

기업의 녹색요금제 참여에 대한 의사결정은 정부의 녹색프리미엄 최저가격에 따라 달라 질 수밖에 없으며,  $\theta = 1.0$ 인 조건에서  $p^* = p_{spot}$ 가 이루어지는 녹색프리미엄은 직접배출량 비율이 높은 경우( $d = 0.72$ )에는  $u = 17.7$  원/kwh, 직접배출량 비율이 낮은 경우( $d = 0.28$ )에는  $u = 15.8$  원/kwh으로 나타났다.

〈Figure 4〉 Sensitivity Analysis of  $p^*$ , with respect to  $\theta$  and  $u$ 

Note:  $\alpha = 0.0287$ ,  $\sigma = 0.1272$ ,  $\rho = 0.050$ ,  $I = 10,000$ ,  $\delta = 0.5$ .

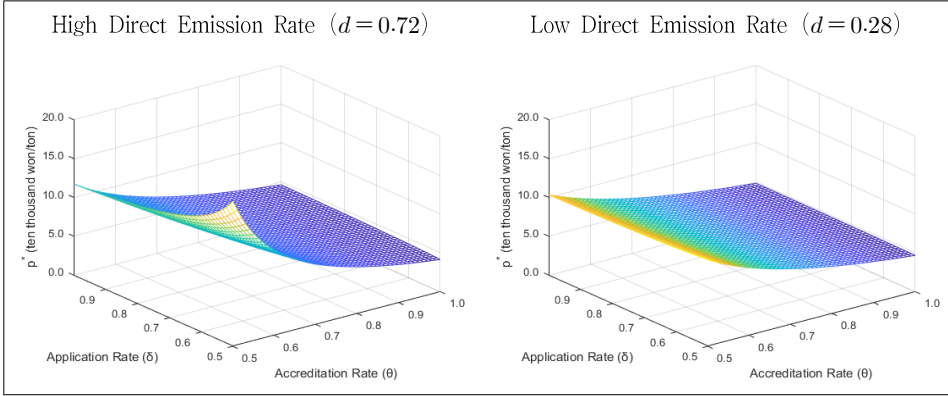
마지막으로 정부의 정책에 따른 기업의 배출권거래제와 녹색요금제의 연계의 전략방향을 제시하기 위해 녹색요금제 적용률, 인정률 및 녹색프리미엄에 대한 최적 투자분기점( $p^*$ )의 민감도 분석을 시행하였다.

〈Figure 5〉은  $p^*$ 의 인정률( $\theta$ ) 및 적용률( $\delta$ )의 민감도 분석 결과를 나타내는데,  $p^*$ 는  $\theta$ 와  $\delta$  모두에 민감하게 반응하는 것을 알 수 있다. 특히나 동일조건에서 직접 배출량 비율이 높은  $d = 0.72$ 의  $p_{d=0.72}^*$ 가 직접배출량 비율이 낮은  $d = 0.28$ 의  $p_{d=0.28}^*$ 보다 상대적으로 높은 것을 알 수 있다( $p_{d=0.72}^* > p_{d=0.28}^*$ ). 또한, 본 논문에서  $\theta = 1.0$ 으로 가정하여  $p^*$  및  $p_{npv}^*$ 를 도출하였는 바, 기업은 정부의 인정률에 따라 녹색요금제 적용률( $\delta$ )을 판단할 필요가 있다.

〈Figure 6〉은  $p^*$ 의 녹색프리미엄( $u$ ) 및 적용률의 민감도 분석 결과를 나타내는데,  $p^*$ 는 직접배출량 비율( $d = 0.72$  또는  $d = 0.28$ )에 상관없이  $\delta$  보다는  $u$ 에 민감하게 반응하는 것으로 나타났다. 이는 비발전 할당대상업체 관점에서는 정부의 인정률( $\theta$ )도 녹색요금제에 참여 여부에 중요한 고려요소이기는 하나, 녹색프리미엄이 더욱 중요한 요소임을 시사한다. 그렇기에 향후 「재생에너지 사용인정제도」에서 제시될 ‘녹색프리미엄 최저가격’ 및 ‘배출권 현물 가격( $p_{spot}$ )’을 통해 산정된 녹색프리미엄 등을 종합적으로 고려하여 녹색요금제 참여 전략을 수립해야 할 것이다. 또한,  $\delta \in [0.5, 1.0]$  조건에서 직접배출량 비율에 상관없이 모든 범위에서  $p^* < p_{spot}$ 를 만족시켰다. 이는 배출권 가격 불확실성하에서 기업의 적용률은 녹색

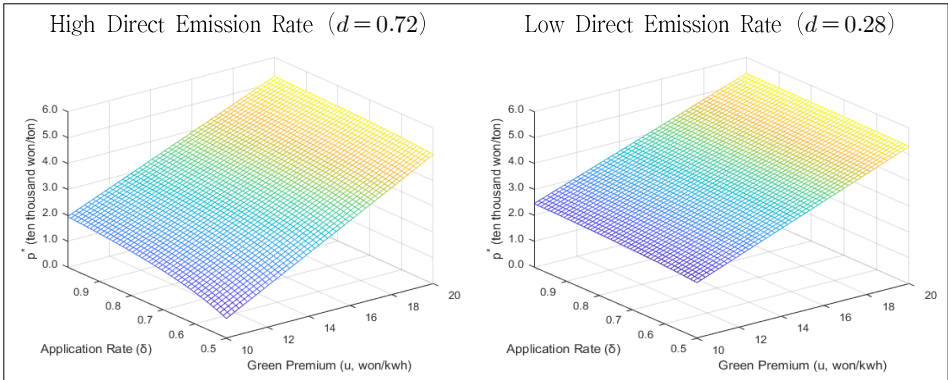
요금제 참여 의사결정에 영향을 미치지 않는 것으로 해석할 수 있다.

〈Figure 5〉 Sensitivity Analysis of  $p^*$ , with respect to  $\theta$  and  $\delta$



Note:  $\alpha = 0.0287$ ,  $\sigma = 0.1272$ ,  $\rho = 0.050$ ,  $I = 10,000$ ,  $u = 18$ .

〈Figure 6〉 Sensitivity Analysis of  $p^*$ , with respect to  $u$  and  $\delta$



Note:  $\alpha = 0.0287$ ,  $\sigma = 0.1272$ ,  $\rho = 0.050$ ,  $I = 10,000$ ,  $\theta = 1.0$ .

## V. 결론 및 제언

정부는 기업의 RE100 참여 지원을 위해 2019년 「재생에너지 사용인정제도」를 도입하였으며, 이 중 ‘녹색요금제 (green pricing)’에 대해 시범사업을 2020년 초까지 진행하였다. 아직까지 녹색요금제와 배출권거래제의 연계에 대해 합의된 바는 없으나, 두 정책이 연계될 경우 기업의 감축수단 증가라는 측면에서 시장에 긍정적인

영향을 미칠것으로 판단한다.

본 논문에서는 녹색요금제에 참여하고 있지 않은 할당대상업체가 배출권거래제 및 녹색요금제가 연계되는 상황에서 녹색요금제 참여시 녹색프리미엄을 지불하는 상황을 가정하였다. 방법론으로는 불확실성하에서의 투자의사결정을 분석하는 실물옵션 방법론을 적용하였으며, 배출권 가격 불확실성하에서 배출권거래제와 녹색요금제 연계에 따른 최적투자분기점( $p^*$ )을 도출하였다.

그 결과 <Table 3>의 기준 시나리오에서 직접배출비율이 낮은 기업의 최적투자분기점이 높았고( $p_{d=0.28}^* < p_{d=0.72}^*$ ), 동일 조건에서 녹색프리미엄이 높은 경우 최적투자분기점이 높았다( $p_{u=10}^* < p_{u=20}^*$ ). 이는 불확실성이 존재할 때 직접배출비율이 낮거나 (간접배출비율이 높거나) 녹색프리미엄이 높은 경우에는 기업의 녹색요금제 참여는 더욱 지연되는 것을 의미한다. 또한, 녹색프리미엄을 배출권 가격으로 환산한 금액이 배출권 현물가격( $p_{spot}$ ) 보다 낮을 경우에는 기업은 배출권거래시장보다 더 저렴한 가격에 배출권을 매수한 것과 같아 결과적으로 최적투자분기점이 낮아진다.

또한, 녹색프리미엄이 일정 규모 이상 증가하면  $p^* > p_{spot}$  조건이 성립하여 기업은 녹색요금제에 참여에 대한 경제성이 없어짐을 발견하였으며, 동 값은 기업의 배출특성에 따라 상이함을 발견하였다. 즉, 배출권 가격 불확실성하에서 최적투자분기점과 배출권 현물가격이 같아지는 녹색프리미엄은 직접배출비율이 높은 경우  $u_{d=0.72} = 17.7$ 원/kwh, 직접배출비율이 낮은 경우  $u_{d=0.28} = 15.8$ 원/kwh으로 나타났다. 결론적으로 기업의 배출특성에 따라 최적투자분기점과 배출권 현물가격이 같아지는 녹색프리미엄이 상이하기에 정부는 정책 설계 시 기업의 배출특성도 하나의 변수로 고려할 필요가 있다. 또한, 기업은 정부의 녹색프리미엄 및 인정을 규모에 따라 최적투자분기점이 상이하므로 정부의 녹색프리미엄과 인정률에 따라 적정 적용률의 규모를 설정할 필요가 있다.

본 논문에서는 배출권거래제와 녹색요금제의 연계에 따른 기업의 전략 방향을 제시하였다. 아직까지 RE100에 공식적으로 참여한 국내 기업은 없으나, 기업들은 글로벌 고객사의 RE100 도입 요구에 따라 RE100 대응을 준비하고 있다. 특히나 신재생 LCOE가 낮은 국가에 사업장이 있는 기업은 해당 사업장에 RE100 우선 적용을 검토하고 있으며, 그렇지 못한 기업은 높은 녹색프리미엄을 지불하면서 녹색요

금제에 참여해야만 하는 실정이다. 다른 한축으로는 간접배출까지 포괄한 국내 배출권거래제의 특성상 유상할당 기준 강화와 적용대상 확대에 따른 기업의 배출권거래제 대응 비용 역시 늘어날 것으로 판단된다. 이를 지원하는 방안으로 본 논문에서는 두 정책의 연계를 제시하였다. 또한, 앞서 살펴본 바와 같이 배출권거래제와 녹색요금제의 효과적 연계를 위해서는 녹색요금제에 참여하는 기업 혹은 부문의 특성을 반영하여, 직접배출과 간접배출을 분리한 유상할당정책의 수립 및 유상할당비를 차별화 등의 정책설계도 반드시 필요할 것이다.

특히나 비발전 할당대상업체 중에서 통신, 반도체, 전기전자, 자동차 및 건물부문 등은 간접배출이 높은 부문으로 간주되고 있기에 배출권거래제와 녹색요금제의 연계 하에서 녹색요금제의 활성화를 위해서는 단위수요가 높은 기업의 참여가 중요하다. 기업은 배출권거래제와 녹색요금제가 연계 될 경우, 녹색프리미엄 및 인정률 규모에 따라 감축수단에 대한 포트폴리오 전환이 가능해져 제도에 더욱 탄력적으로 대응하게 될 것이다. 행정적 측면에서는 「재생에너지 사용인정제도」의 REGO를 배출권등록부시스템(ETRS)에 제출하도록 시스템적인 개선만 한다면 제도 연계비용을 적게 소모될 것이라 판단한다. 그리고 잉여 REGO에 대해서는 인정률을 고려하여 가칭 KREU(Korea Renewable Energy Unit)으로 전환하여 ETS 시장에 매매할 수 있도록 하여 ETS 시장의 유동성을 공급하는 방안도 고려해볼 필요가 있다.

마지막으로 녹색요금제의 도입은 신재생에너지 보급 확대를 통해 국가 ‘신재생에너지 보급목표’ 및 ‘온실가스 감축목표’ 달성에 기여할 것으로 판단되는 바, 이러한 정책설계 및 정책도입 결과의 극대화를 위해 본 논문이 활용되었으면 한다.

## ■ 참 고 문 헌

1. 김지희, “RE100 관련 글로벌 동향 및 시사점,” 『KEMRI 전력경제 REVIEW』, 제2019-11호, 2019, pp. 1-10.  
(Translated in English) Kim, Jihee, “RE100 Global Trends and Implications,” *KEMRI Power Economics REVIEW*, No.2019-11, 2019, pp.1-10.

2. 김태환, “RE100 이행을 위한 재생에너지 구매 제도 도입 현황,” 『RE100 Webinar』, 2020, pp. 1-10.  
(Translated in English) Kim, Taehwan, “Renewable Energy Purchasing System Introduction for RE100 Implementation,” *RE100 Webinar*, 2020, pp. 1-10.
3. 박호정, “배출권 가격 불확실성을 고려한 기업의 환경투자 실물옵션 연구,” 『경제학연구』, 제53권 제4호, 2005, pp. 173-199.  
(Translated in English) Park, Hojeong, “Real Option on Firms’ Environmental Investment in the Presence of Uncertainty on Tradable Emission Permit Price,” *The Korean Economic Review*, Vol. 53, No. 4, 2005, pp. 173-199.
4. ———, “효과적인 온실가스 감축을 위한 배출권거래제와 탄소세의 비교분석,” 『한국경제의 분석』, 제18권 제2호, 2012a, pp. 137-193.  
(Translated in English) Park, Hojeong, “Policy Ranking Study of Emission Trading Scheme and Carbon Tax for Greenhouse Gas Reduction,” *Journal of Korean Economic Analysis*, Vol. 18, No. 2, 2012, pp. 137-193.
5. ———, “실물옵션 모형을 이용한 RPS와 배출권거래제 연계의 신재생에너지 투자효과,” 『자원 · 환경경제연구』, 제21권 제2호, 2012b, pp. 301-319.  
(Translated in English) Park, Hojeong, “Real Option Analysis for the Effect of Connection between RPS and ETS on Renewable Energy Investment,” *Environmental and Resource Economics Review*, Vol. 21, No. 2, 2012, pp. 301-319.
6. 박호정 · 김윤경, “정부 승인 차액계약 제도의 발전소 투자 옵션에 대한 영향 연구,” 『여성경제연구』, 제14권 제2호, 2017, pp. 97-113.  
(Translated in English) Park, Hojeong and Kim Yoon Kyung, “A Real Option Study on Vesting Contracts for Power Investment,” *The Journal of Women and Economics*, Vol. 14, No. 2, 2017, pp. 97-113.
7. 박호정, 『실물옵션과 투자분석: 불확실성과 경제성 평가』, 제1판, 리얼포털, 2018.  
(Translated in English) Park, Hojeong, *Real Options and Investment Analysis: Uncertainty and Economic Evaluation*, 1th ed., Reap Portal, 2018.
8. 산업통상자원부 보도자료, 『「재생에너지 사용인정제도」 시범사업 실시를 위한 기업 설명회 개최』, 산업통상자원부, 2019.  
(Translated in English) Ministry of Trade, Industry and Energy, *Held a Company Briefing for Pilot Project of 「Renewable Energy Accreditation Scheme」*, Press Release, Ministry of Trade, Industry and Energy, 2019.
9. 이예지 · 조민선 · 채호진 · 김재창 · 이수출, “RE100의 현황과 우리나라에서의 시사점,” 『에너지기후변화학회지』, 제14권 제1호, 2019, pp. 43-52.  
(Translated in English) Lee, Yeji, Cho, Minsun, Chae, Hojin, Kim Jaechang and Lee, Soochool, “The Status of RE100 and Its Implications in Korea,” *Korea Society of Energy & Climate Change*, Vol. 14, No. 1, 2019, pp. 43-52.
10. 이재형, “배출권 가격 불확실성을 고려한 중소기업의 연료 전환 외부사업 실물옵션 연구,” 『에너지경제연구』, 제19권 제1호, 2020, pp. 59-87.  
(Translated in English) Lee, Jaehyung, “Real Option Study on SME’s Fuel Switching Offset Project under Emission Allowance Price Uncertainty,” *Korea Energy Economic*

- Review*, Vol. 19, No. 1, 2020, forthcoming.
11. 이종화, “탄소세 정책과 배출권거래제 정책에 대한 후생 분석 : 경쟁 이론을 중심으로,” 『자원·환경경제연구』, 제25권 제3호, 2016, pp.421-447.  
(Translated in English) Lee, Jong Hwa, “Welfare Analysis of Carbon Taxes and Tradable Permit Allocations: A Contest Theory Model,” *Environmental and Resource Economics Review*, Vol. 25, No. 3, 2016, pp. 421-447.
  12. 정경화, 『배출권거래제도와 신재생에너지 공급의무화제도 연계방안 연구』, 에너지경제연구원, 2010.  
(Translated in English) Jeong, Kyonghwa, *A Study on the Linkage between the Emissions Trading Scheme and the Renewable Portfolio Standard*, Korea Energy Economics Institute, 2010.
  13. 최병철, “탄소세와 배출권거래제의 정책 비교,” 『무역연구』, 제7권 제1호, 2011, pp.59-182.  
(Translated in English) Choi, Byong-Cheol, “The Comparative Analysis of Carbon Taxes and Emission Trading System,” *The Journal of International Trade & Commerce*, Vol. 7, No. 1, 2011, pp. 59-182.
  14. 한국에너지공단·한국전력공사 보도자료, 『「재생에너지 사용인정제도」 시범사업 실시』, 한국에너지공단·한국전력공사, 2019.  
(Translated in English) Korea Energy Agent·Korea Electric Power Corporation, *Pilot Project of 「Renewable Energy Accreditation Scheme」*, Press Release, Korea Energy Agent·Korea Electric Power Corporation, 2019.
  15. 환경부 보도자료, 『배출권거래제 1기, 배출권 부족 없이 안정적으로 운영』, 환경부, 2018.  
(Translated in English) Ministry of Environment, *1st Phase of Emission Trading Scheme, Stable Operation without Shortage of Emission Allowance*, Press Release, Ministry of Environment, 2018.
  16. Amundsen, E. S., and G. Nese, “Integration of Tradable Green Certificate Markets: What Can be Expected?” *Journal of Policy Modeling*, Vol. 31, No. 6, pp.903-922.
  17. Böhringer, C. and K. E. Rosendahl, “Green Promotes the Dirtiest: On The Interaction Between Black and Green Quotas in Energy Markets,” *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 37, No. 3, 2010, pp.316-325.
  18. Böhringer, C., A. Keller, M. Bortolamedi, and A. R. Seyffarth, “Good Things Do Not Always Come in Threes: On The Excess Cost of Overlapping Regulation in EU Climate Policy,” *Energy Policy*, Vol. 94, 2016, pp.502-508.
  19. Bao, X., W. Zhao, X. Wang, and Z. Tan, “Impact of Policy Mix Concerning Renewable Portfolio Standards and Emissions Trading on Electricity Market,” *Renewable Energy*, Vol. 135, 2019, pp.761-774.
  20. Bird, L., and E. Lokey, “Interaction of Compliance and Voluntary Renewable Energy Markets,” *The Electricity Journal*, Vol. 21, No. 1, 2008, pp.18-30.
  21. Boots, M., “Green Certificates and Carbon Trading in the Netherlands,” *Energy Policy*, Vol. 31, No. 1, 2003, pp.43-50.
  22. Cao, J., M. S. Ho, D. W. Jorgenson, and C. P. Nielsen, “China’s Emissions Trading System and an ETS-carbon Tax Hybrid,” *Energy Economics*, Vol. 81, 2019, pp.741-753.

23. Chen, Y., and L. Wang, "Renewable Portfolio Standards in the Presence of Green Consumers and Emissions Trading," *Networks and Spatial Economics*, Vol. 13, No. 2, 2013, pp. 149-181.
24. Dixit, A. K., and R. S. Pindyck, *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press, 1994.
25. Fischer, C., I. W. H. Parry, and W. A. Pizer, "Instrument Choice for Environmental Protection when Technological Innovation is Endogenous," *Journal of Environmental Economics and Management*, Vol. 45, No. 3, 2003, pp. 523-545.
26. Gillenwater, M., "Redefining RECs—Part 2: Untangling Certificates and Emission Markets," *Energy Policy*, Vol. 36, No. 6, 2008, pp. 2120-2129.
27. Hepburn, C., "Regulation by Prices, Quantities, or Both: A Review of Instrument Choice," *Oxford Review of Economic Policy*, Vol. 22, No. 2, 2006, pp. 226-247.
28. Holt, E. A., and R. H. Wiser, "The Treatment of Renewable Energy Certificates, Emissions Allowances, and Green Power Programs in State Renewables Portfolio Standards," Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2007.
29. ICAP, *Emissions Trading Worldwide - Status Report 2019*, International Carbon Action Partnership, 2019.
30. Ito, M., and R. Takashima, "Market Power in Emissions Trading and Renewable Energy Policy," *8th International Conference on Operations Research and Enterprise Systems*, SciTePress, 2019, pp. 429-434.
31. Linares, P., F. J. Santos, and M. Ventosa, "Coordination of Carbon Reduction and Renewable Energy Support Policies," *Climate Policy*, Vol. 8, No. 4, 2008, pp. 377-394.
32. Liu, X., C. Wang, D. Niu, S. Suk, and C. Bao, "An Analysis of Company Choice Preference to Carbon Tax Policy in China," *Journal of Cleaner Production*, Vol. 103, 2015, pp. 393-400.
33. Miao, S., X. Chao, M. Tamor, Y. Fu, and M. Strumolo, "Cost-Effective Reduction of Greenhouse Gas Emissions via Cross-Sector Purchases of Renewable Energy Certificates," *SAE International Journal of Materials and Manufacturing*, Vol. 10, No. 3, 2017, pp. 338-350.
34. Mozumder, P., and A. Marathe, "Gains from an Integrated Market for Tradable Renewable Energy Credits," *Ecological Economics*, Vol. 49, No. 3, 2004, pp. 259-272.
35. RE100, *Going 100% Renewable: How Companies are Demanding a Faster Market Response*, RE100, 2019.
36. Requate, T., and W. Unold, "Environmental Policy Incentives to Adopt Advanced Abatement Technology: Will the True Ranking Please Stand Up?" *European Economic Review*, Vol. 47, No. 1, 2003, pp. 125-146.
37. Shahnazari, M., A. McHugh, B. Maybee, and J. Whale, "Overlapping Carbon Pricing and Renewable Support Schemes under Political Uncertainty: Global Lessons from an Australian Case Study," *Applied Energy*, Vol. 200, 2017, pp. 237-248.
38. Son, D., J. Kim, and B. Jeong, "Optimal Operational Strategy for Power Producers in Korea Considering Renewable Portfolio Standards and Emissions Trading Schemes,"

- Energies*, Vol. 12, No. 9, 2019. pp.1667.
39. Tsay, R. S., *Analysis of Financial Time Series*, Wiley, 2001.
40. Wang, T., Y. Gong, and C. Jiang, "A Review on Promoting Share of Renewable Energy by Green-trading Mechanisms in Power System," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 40, 2014, pp.923-929.
41. Zeng, Y., E. W. Stefan, and H. H. B Vedder, "Electricity Regulation in the Chinese National Emissions Trading Scheme (ETS): Lessons for Carbon Leakage and Linkage with the EU ETS," *Climate Policy*, Vol. 18, No. 10, 2018, pp.1246-1259.

〈Annex 1〉 Optimal Investment Threshold ( $p^*$ ) with Major Parameters Change

(Unit: won/ton)

Categories	Variable	Case			
		A	B	C	D
Assumption	$d$	0.72		0.28	
	$u$	10	20	10	20
Interest Rate ( $\rho$ )	$\rho=0.03$	712	4,940	2,136	5,292
	$\rho=0.04$	4,651	32,216	13,926	34,504
	$\rho=0.05$	7,028	48,594	21,004	52,035
	$\rho=0.06$	8,623	59,524	25,725	63,725
Drift Rate ( $\alpha$ )	$\alpha=0.01$	13,198	91,256	39,443	97,717
	$\alpha=0.02$	9,898	68,442	29,583	73,288
	$\alpha=0.03$	6,599	45,628	19,722	48,859
	$\alpha=0.04$	3,299	22,814	9,861	24,429
Volatility ( $\sigma$ )	$\sigma=0.1$	6,533	45,174	19,525	48,372
	$\sigma=0.2$	8,751	60,511	26,155	64,796
	$\sigma=0.3$	11,990	82,906	35,834	88,776
	$\sigma=0.4$	16,234	112,253	48,519	120,201
Accreditation Rate ( $\theta$ )	$\theta=0.50$	31,625	218,672	50,086	124,082
	$\theta=0.65$	15,427	106,669	35,387	87,667
	$\theta=0.80$	10,202	70,539	27,358	67,776
	$\theta=1.00$	7,028	48,594	21,004	52,035
Initial Investment Cost ( $I$ )	$I=0.1$	6,966	48,532	20,986	52,016
	$I=0.5$	6,993	48,559	20,994	52,024
	$I=1.0$	7,028	48,594	21,004	52,035
	$I=1.5$	7,062	48,628	21,014	52,045

## Real Option Analysis for the Effect of Linkage between the Korea's Emission Trading Scheme and the Green Pricing\*

Jaehyung Lee\*\*

### Abstract

The government introduced the 「Renewable Energy Use Guarantees System」 to support the firms considering to adapt in RE100, and conducted pilot projects for the ‘green pricing’ as a means of implementing the RE100. No agreement has been reached on the linkage between the Emission Trading Scheme (ETS) and the green pricing, but if linked, it will have a positive effect in terms of increasing the greenhouse gas (GHG) reduction option of firms. The ETS and the green pricing are different climate policies, but from the perspective of allocating entities, the reduction cost for indirect emission and green premium must be paid in double. Therefore, allocating entities may recognize this as ‘overlapping regulation’. As a way to solve this problem, a linkage between the two policies is proposed, and the policy effect of the firm according to the policy linkage is analyzed. I applied the real option approach to analyze investment decisions under uncertainty and derived the optimal investment threshold under the uncertainty of emissions allowance price. In addition, the green premium, where optimal investment threshold and the allowance spot price are equal, varies according to the greenhouse gas emission characteristics of the firm.

**Key Words:** emission trading scheme, emission allowance price, green pricing, real option

**JEL Classification:** C61, D81, Q30

---

*Received: Feb. 24, 2020. Revised: April 17, 2020. Accepted: June 12, 2020.*

\* I appreciate to the two anonymous referees who provided useful comments on this paper.

\*\* Manager, SV Innovation Center, SK Telecom, 65, Eulji-ro, Jung-gu, Seoul 04539, Korea, Phone: +82-2-6100-3529, e-mail: for385@hanmail.net