

## 재생에너지 정책과 온실가스 감축분의 배출권 재활용 논쟁\*

### Reusing Renewable Credits under RPS/RE100 in ETS as Offsets

유종민\*\*  
Jongmin Yu

요약: 재생에너지 정책에서 저감되는 온실가스의 배출권거래제 활용을 두고 오랜 동안 파상적인 논쟁이 이어져 왔다. 발전 사업자는 재생에너지 진흥 정책에 따라 제공되는 경제적 이익 외에도 온실가스 저감을 인정할 경우 추가적인 정책 수혜를 받게 된다. 그러나 정책당국 입장에서는 국제 협약에의 저축, 중복혜택, 배출권 시장 교란 혹은 실질가치(integrity) 훼손, RE100과의 혼동 등을 우려하고 있다. 본고에서는 온실가스 저감 인정의 법적/경제적 추가성 개념과 배출권 할당제도를 종합하여 정책 간의 관계를 정리한 결과, 현재 배출권 할당정책 하에서는 신재생에너지의무화제도 및 RE100의 녹색프리미엄제 하 실적은 배출권으로 인정되기 어렵다고 결론 내린다.

핵심주제어: 배출권거래제, 신재생에너지의무화제, 온실가스, 기후변화, RE100

Abstract: There has been a long debate about recycling the reduced emissions due to renewable energy policies. On top of the economic benefits resulting from renewable energy policies, power companies would also gain additional policy benefits if recycling was allowed. However, policymakers are concerned about potential violations of international agreements, overlapping policy benefits, disruptions of emission markets, an impairment of integrity regarding remission reductions, and additionality. Considering the legal and economic additionality of greenhouse gas reduction and the permit allocation system, the credits from the renewable portfolio standard (RPS) and the RE100's green premium system are difficult to include as emission permits.

Key Words: Emission Trading Scheme, Renewable Portfolio Standard, Greenhouse Gases, Climate Change, RE100

\* 본고에 소중한 조언을 주신 서울대학교 홍종호 교수님, The ITC 김진효 변호사님, 대한상공회의소 이시형 박사님, 데이터 수집에 도움을 준 홍익대학교 경제학부 고현명, 이강찬 조교, 그리고 익명의 심사자 분들께 깊은 감사의 말씀을 올립니다.

\*\* 홍익대학교 경제학부 부교수

## I. 서론

기후변화를 막기 위한 온실가스 저감정책의 일환으로 한국에서는 2015년부터 배출권거래제(이하 ETS: Emission Trading Scheme)를 시행하고 있으며 현재 2차 계획기간(2018~2020)을 마무리하고 3차 계획기간을 운영하는 중이다. 온실가스 ETS는 발전사들을 포함한 국내 온실가스 다배출 사업장들을 대상으로 배출량에 한도(CAP)를 설정하여 배출할 권리를 제공하고, 잉여나 부족분의 배출량을 배출권거래시장을 통해 거래하도록 하는 제도이다. 또한, 국내 발전사들의 발전량 일부를 재생에너지로 발전하도록 독려하기 위해 2012년부터 신재생에너지공급의무화제도(이하 RPS: Renewable Portfolio Standard)를 시행하고 있다. 본 제도는 재생에너지 발전량의 증가 자체가 목표로서 ETS의 목표인 온실가스 감소라는 부수적인 효과를 얻을 수 있다. 발전사 입장에서는 두 제도가 모두 초기 설비투자비 및 인건비 증가를 유발하고, RPS제도 또한 간접적으로 온실가스 감축에 기여할 수 있기에, RPS제도 인증서인 신재생에너지 인증서(이하 REC: Renewable Energy Certificate)와 ETS의 배출권을 동시에 인정해 줄 것을 요구하고 있다. 최근 연구에서는 REC와 배출권의 상호 교환가능성이 발전사들의 이중부담을 경감시킬 수 있는 측면과 신재생에너지 보급 측면의 장점이 있으나, REC 거래시장과 배출권거래시장의 건전성을 훼손할 수 있는 가능성이 존재한다는 의견이 존재해 왔다(Böhringer and Rosendahl, 2010; Abrell and Weigt, 2008; Unger and Ahlgren, 2005). 현재로서는 RPS를 통한 재생에너지 발전량(MWh)과 ETS를 통한 온실가스 감축량(tCO<sub>2</sub> equivalent)이 서로 구별되어 등록부(Registry)에 기록되고 있는 상황으로 두 제도는 분리 운영되고 있으나, ETS 도입으로 RPS 제도에 있는 발전 사업은 발전원 선택의 제한이라는 규제와 더불어 배출권 저감이라는 환경규제를 이중으로 받으므로 이러한 이중 부담을 완화시키는 방안으로 재생에너지 실적을 두 제도 의무이행 달성을 위해 동시에 사용하지는 요구가 자연스럽게 제기된 바 있다.

특히 만성적으로 제기되고 있는 배출권 시장에서의 매도 물량 부족 현상은 RPS에서 달성되는 신재생에너지를 활용한 발전을 잠재적 온실가스 감축으로 인한 상쇄배출권 혹은 감축실적으로 인정해 시장에 유동성을 공급하자는 주장에 힘을 실어주고 있다. 동시에 신재생에너지 사업의 수익성을 제고할 수 있는 기회가 될 것으로 기대를 모으는 RE100은 기업이 필요한 전력의 100%를 재생에너지로 공급하겠다는 자발적인 글로벌 신재생에너지 캠페인으로서, 수익성 제고를 위해 해당 사업의 온실가스 감축분을 ETS에서 배출권으로 인정받기를 당국에 강하게 요구하고 있는 실정이다.

두 제도를 어떻게 연계시킬지에 대해서는 많은 연구가 있어 왔다. Hanemann(2008)은 배출권거래가 온실가스 저감효과를 100% 보장하지 못한다고 주장한다. 결국 탄소세와 배출권거래, 신재생에너지 보급정책과 같은 기술규제와 배출통계 구축 및 지원정책이 경제주체별 특성에 맞춰 조화를 이룰 때 감축성고를 기대할 수 있다. 문제는 각각의 정책방안에 대한 도입시기와 적용대상을 어떻게 결정하느냐에 따라 수많은 정책혼합 시나리오가 도출될 수 있다. Amundsen and Mortensen(2001)은 정태적 모형을 이용하여 덴마크의 배출권 거래와 RPS제도 중 한 제도의 목표를 고정하였을 경우 다른 한 제도에 미치는 영향을 분석하였다. 예를 들면, RPS 비중을 고정한 채 배출권거래의 목표를 상향 조정할 경우 REC 가격이 하락하고 신재생 발전사업자들의 이윤이 감소되는 결과를 초래하는 것으로 나타났다. 반대로 배출권 거래 목표를 고정한 채 RPS 규제를 강화할 경우, 신재생에너지 보급률에 대한 불확실성이 커지는 것으로 나타났다. EU-ETS 이후 실증분석 급증하였으며, ETS와 RPS간의 이론적 상관관계에 대한 여러 연구가 있었다(Böhringer and Rosendahl, 2009; Gawel, Strunz and Lehmann, 2014; del Río Gonzalez, 2007; Sorrell, 2003; Tsao, Campbell and Chen, 2011). Tsao et al.(2011) 는 2007년 캘리포니아 전력시장 데이터를 이용하여 배출권거래와 신재생에너지 규제가 연계될 경우 어느 한 제도가 강화될 경우 시장유인이 적어지는 것으로 나타났다. 즉, 한 제도를 강화함으로써 다른 한 제도의 기능이 상실되는 효과를 가져온다는 것이다.

또한 발전연료 별로 희비가 교차하는 효과를 설명했는데, 예를 들어 RPS 제도가 강화될수록 석탄과 유류가 혜택으로 보게 되고 반면에 천연가스 비중이 감소되는 것으로 나타났다. Chen and Wang(2013)는 탄소 및 REC 가격에 따른 사회후생을 측정하였으며, Bird, Chapman, Logan, Sumner and Short(2011)는 전력가격, 탄소, REC 간 상관관계를 시뮬레이션하였다. 또한 Fais, Blesl, Fahl and Voß(2014)는 EU-ETS에서의 가격 폭락 이후 발전차액제도(FIT)로 과도하게 의존하게 된 신재생에너지 시장에 대해 분석하였다. 배정환·강희찬(2014)은 정책조합 중에서도 ETS와 RPS, 그리고 탄소세제와 발전차액지원제도(FIT, Feed-in Tariff)의 정책 혼합만이 추가적인 온실가스 감축효과를 거둘 수 있는 것으로 분석하였다. Thurber et al.(2015)은 에너지, 환경, 경제, 정치적인 목표가 상이한 제도가 연계되어 시장메커니즘이 복잡하게 설계될 경우, 시장이 시장참여자들의 전략적 행위에 취약해질 가능성을 우려했다. 특히 두 시장이 비효율적으로 운영될 가능성을 변동성(급락 또는 급등)과 시장지배력에 초점을 두었는데, 특히 시장이 예측하기 어려운 상황이 연출되는 것을 경계해야 한다고 강조했다. Yu and Kim(2021)은 ETS와 RPS가 상쇄배출권으로 연계되어 있는 현실을 전제하고 과징금이나 할당량 등과 같은 정책수단들이 각각의 시장에서 구현되는 상대적인 효과성을 보여주기 위해 부분균형 모형을 통한 닫힌 해를 제시하여 칼리브레이션 하였다.

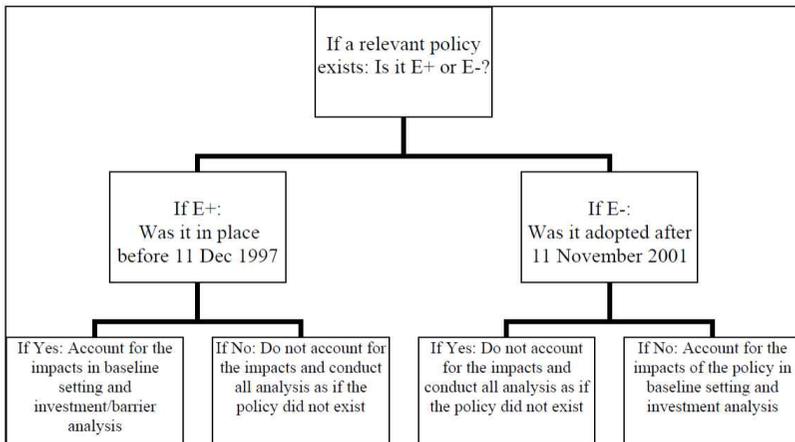
본고는 Yu and Kim(2021)에서 일반적으로 분석하고 있는 배출권거래제와 신재생에너지의무화 제도의 연계 시 정책 변수 변화에 따른 시장 가격 간 균형에 대한 논문을 바탕으로, 법과 제도적인 측면에서 신재생에너지 사업자 혹은 정부에서 주장하는 바와 같이 중복인정 가능 여부를 처음으로 종합하여 이에 대한 논란의 종지부를 찍고자 한다. 기존 연구와의 차이점으로서 해외사례 제시 혹은 특정 상황을 가정한 모형구축에 치중하지 않고, 국제 탄소시장에서 통용되는 추가성의 문제 및 국내 법제도에 기반하여 허용 여부에 따라 결론을 도출한다.

## II. 법적 근거와 논쟁

### 1. 추가성(Additionality) 판단과 관련된 E+/E- 정책 판단 기준

CDM 집행부는 온실가스 저감 및 배출권 생성과 관련해 호스트 국가 혹은 사업자들의 왜곡된 행태를 방지하기 위해서 추가성 판단 기준을 개선해왔고, 2009년 이후로 지속적으로 E+/E- 기준을 채택 및 적용해왔으며 2013년 EB73을 계기로 이후에는 추가성 판단에 있어서 E+/E- 여부를 사용하도록 강제하고 있다. 판단 기준으로서 E+ 정책은 화석연료 연소로 인한 배출을 오히려 증가시키는 기술에 인센티브를 부과하는 정책으로서 교토의정서(1997.12.11.) 이전에 BAU(business as usual emissions)가 결정된 국가가 이에 해당되는데, 이는 고의로 배출을 증가시키는 정책을 도입하지 못하도록 하기 위해서이다. E- 정책은 반대로 에너지 혹은 배출을 저감하는 기술에 인센티브를 부과하는 정책으로서 마라케쉬 협정(2001.11.11.) 이후에 BAU가 공포된 경우에 해당되는데, 이는 호스트 국가로 하여금 탄소 저감정책을 고의로 도입하지 않는 경우를 배제하기 위해서이다.

〈그림 1〉 CDM 추가성 판단 기준



출처: EB 52 Proposed agenda -Annotations Annex 3 Page 1

한국의 경우 온실가스를 저감하는 정책목표를 가진 RPS와 발전차액제도(이후 FIT: Feed in Tariff) 모두 2001년 이후에 도입되었기 때문에 E-정책 그룹에 해당된다 할 수 있고,<sup>1)</sup> 정책 취지에 따라 BAU를 과장하기 위해서 본 정책들이 원래부터 없었다고 말할 수 없는 상황이다. 따라서 현재 한국의 BAU 는 이미 RPS에 의해 줄어든 배출량을 기준으로 형성된 배출예정량이라고 할 수 있고, 엄격히 적용하자면 RPS라는 정책에 의해 줄어드는 온실가스는 기 반영되어 있으므로 배출권으로 사용할 수 없다는 결론을 내리게 된다. 그럼에도 FIT 혹은 RPS 제도 하에서는 명령 통제방식의 탄소저감정책은 아니라는 판단 하에 지속적으로 CDM 사업으로서 승인이 이뤄진 바 있다. 국내에서 신재생에너지 CDM 승인을 득한 경우는 2019년 기준 71개 사업, 향후(기 승인분) 28백만 톤에 달한다.<sup>2)</sup> 기존에 FIT 하 지원금을 수령하던 재생에너지 사업자 입장에서도 수익의 극대화를 위해서는 해당 사업을 CDM 등록 후 발급된 CER을 다시 KOC로 전환하여 가격 높은 국내 배출권 시장에서 매도하는 것이 가장 수익률을 극대화 시키는 방안이었기 때문에 실제 FIT 하에서의 탄소저감은 국내 상쇄실적으로도 인정된 바 있다. 만약 E- 로 대표되는 추가성의 기준을 엄격하게 적용하자면 현재 처럼 RPS 사업에서 발생하는 온실가스 저감분을 인정하지 않거나, 신재생에너지 사업자에게 저감에 대한 배출권 발급을 허용하되 국가 BAU는 대신 증가하므로 배출량을 현재수준과 동일하게 하기 위해선 저감목표가 높아질(배출권 할당에 있어 조정계수의 하향)이 요구된다.

- 
- 1) RPS 제도 하 신재생에너지 사업의 수입이 정부로부터 발생하지 않고 민간으로부터 발생하여 E- 정책에 해당되는지 여부에 대한 논란은 본 단계에서는 고려하지 않는다.
  - 2) UNFCCC도 이러한 기준에 따라 한국의 RPS 적용 재생에너지 사업을 CDM으로 등록 승인하였으며, 한국정부도 이 과정에서 이미 온실가스 감축에 대한 발전사업자의 자발적 참여를 인정하는 국가승인서를 발급(12.12.26, CDM 참조번호 9165).

## 2. 국내 법규

### 1) 온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률 시행령

따라서 이와 같이 여지껏 논란의 여지를 제공한 한국의 상쇄배출권 인정 기준이 이와 같은 국제기준을 따르고 있는지, 혹은 법규가 이를 제대로 반영하고 있는지를 되돌아볼 필요가 있다. 온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률 시행령(이하 시행령)은 다음과 같이 하나의 사업에서 발생한 온실가스 감축효과에 대한 중복판매에 대한 제한을 명시하고 있다.

제38조(상쇄) ③ 주무관청은 법 제30조제1항제2호에 따라 「기후변화에 관한 국제연합 기본협약에 대한 교토의정서」 제12조에 따른 청정개발체제 사업(할당대상업체의 사업장 안에서 시행된 사업을 포함하며, 이하 “청정개발체제 사업”이라 한다)을 통하여 확보한 온실가스 감축량을 인증하는 경우 중복판매 등으로 인한 부당이득을 방지하기 위하여 필요한 조치를 하여야 한다.

때때로 본 규정이 RPS 사업에서 달성된 온실가스 저감 실적을 인정할 수 없다는 근거로 거론되곤 하지만, 이는 사실이 아니다. 본 문구의 취지는 CDM 사업을 통해 해외에서 온실가스 저감 인증을 받아 CER이 발급 및 판매된 상태에서, 다시 국내 배출권 시장에서 KOC 발급의 근거로서 사용될 수는 없다는 취지이다. 이는 명백한 Double Counting 방지 조항으로서 당연한 조항이고, 실제로 국내 기반 CDM 사업을 근거로 상쇄배출권 발생 시 환경공단에서 기 발급된 CER cancellation 여부를 확인하고 있으므로 우려 사항에 해당되지 않는다.

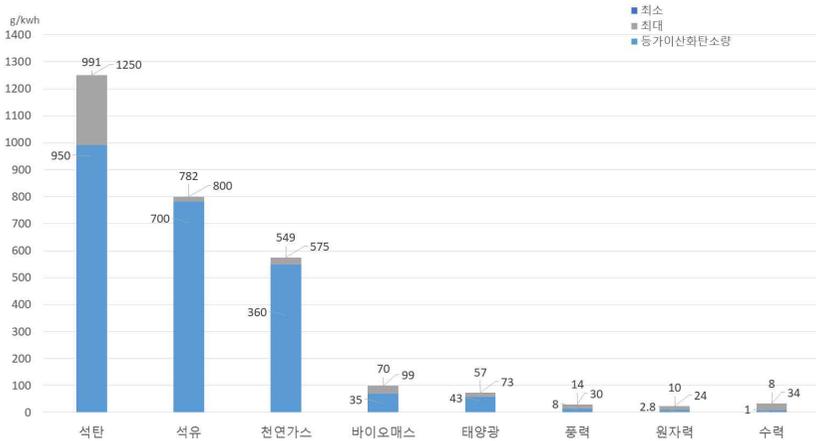
### 2) 외부사업 타당성 평가 및 감축량 인증에 관한 지침

핵심적인 법적 근거는 <외부사업 타당성 평가 및 감축량 인증에 관한 지침>의 <별표 1> 승인대상 외부사업 분류 및 등록 특례 사업(제8조제3항 관련)이다. 다음과 같이 등록 특례사업에 대해 규정하고 있다.

1. 신재생에너지 공급의무화제도(RPS)에 의해 RPS 공급의무자가 공급해야하는 의무량을 초과한 신재생공급인증서(REC) 구매량에 대해 외부사업으로 등록할 수 있다.

전력 1 kWh 생산을 위해 발생하는 온실가스는 석탄 0.82 kg, LNG 0.36 kg 등, 원자력 0 kg 다양하나 원자력 및 재생에너지는 연료연소에 따른 온실가스를 배출하지는 않으나 제작, 건설, 운용, 폐기 등 기타 과정에서 배출한다.

〈그림 2〉 발전원별 온실가스량



자료: 국제원자력기구(IAEA, 2006), 연료연소에 따른 직접 배출이 없는 원자력 및 재생에너지는 제작/건설/운용/폐기 등 타 과정의 배출량까지 추산하여 합산함

대상 에너지와 관계없이 현재 사용되고 있는 단일 전력배출계수를 0.46625 CO<sub>2</sub> equivalent ton/MWh으로 가정할 경우 예컨대 1 REC를 탄소배출권 가격 단위로 전환할 경우 REC가격 \* 1/0.46625에 해당된다.

약 39,600원 (2021년 3월 기준 REC 가격) \* 1 / 0.46625 CO<sub>2</sub> equivalent ton/MWh  
 >> 약 18,600원/CO<sub>2</sub> equivalent ton (2021년 3월 기준 KOC 가격)

따라서 <외부사업 타당성 평가 및 감축량 인증에 관한 지침>의 <별표 1>에 의해 RPS 대상사업은 실질적으로 등록이 제한된다. 잉여(초과구매한) REC에 대해 외부사업으로 등록할 경제적 유인은, 기본적으로 향후 RPS 의무이행비용(REC의 미래가격)이 배출권 가격보다 적다는 기대 하에서 이뤄진다. REC(원/MWh) 및 배출권(원/CO<sub>2</sub> equivalent ton)간 상대가격이 그 판단 기준이 될 수 있는데, 신재생에너지 사업자는 RPS와 ETS에서 사용할 수 있는 상쇄실적(혹은 신재생에너지 생산 실적)을 두고 단가가 높은 제도를 택할 것이기 때문에 현 상황에서 전력배출계수를 그대로 사용할 경우, 3월 4일 기준 1 MWh REC 가격은 약 39,600원이고 탄소배출권 가격은 약 18,600원이므로 아직은 탄소배출권 대신 REC로 사용할 경우 그 가치가 약 4.5배에 달하기 때문에 당분간은 REC로의 사용 대신 상쇄배출권으로의 전환이 발생하지는 않을 것으로 본다.

### 3) 추가성

<별표 5> 외부사업 추가성 평가절차 및 방법(제14조 관련) 중 법적·제도적 추가성을 만족시켜야 한다는데 근거하고 있다.

<p>1) 법적·제도적 추가성 추진하고자하는 외부사업이 현행 법·제도에 의해 제한을 받지 않아야 하며, 외부사업의 내용이 현행 법·제도에 의무사항으로 규정되어 있지 않아야 한다. 다만, 중앙부처 혹은 지방자치단체 등의 기관에서 온실가스 감축에 필요하여 정책적으로 권장하는 사업은 의무사항이 아닌 자발적 참여에 의한 활동으로서 법적 추가성을 만족하는 것으로 간주할 수 있다...(이하 중략)</p> <p>2) 경제적 추가성 경제성이 부족하여 외부사업으로 추진하기 어려우나, 외부사업 인증실적 활용을 통하여 경제성 확보가 가능한 사업이어야 한다...(이하 중략)</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

일반적으로 경제적 추가성도 요건으로 거론되나, 적용에 있어서 범위가 매우 모호하다. 해당 제도가 없었을 경우 사업 실행 여부가 결정된다는

개념 자체가 매우 애매하기 때문이다. 예를 들어 사업자가 자체 수익률이 3%일 땐 사업성 부족으로 진행이 어렵고, 정부보조가 추가될 경우 4% 되므로 가능하다는 식으로 추가성 여부가 판단되는 것도 불합리하기 때문이다. 따라서 실무적으로는 법적 추가성이 중복 불인정의 논리로 주로 사용된다. 실제로 RPS 제도는 법적 추가성에서 말하는 양적 발전량 쿼터를 달성해야하는 의무사항임에 반해 FIT는 사업성에 따라 참여 여부는 자율이기 때문에 CDM 제도 하에서도 CER 발급이 가능했었다.

#### 4) 법리적 결론

앞서 제시된 법적 근거를 취합하면 다음과 같이 결론지을 수 있다. 2020년까지는 이미 E- 정책 기조대로 RPS로 인한 온실가스 감축을 반영하여 BAU가 설정되었고 배출권도 할당되었으므로, 3차 계획기간까지는 기존과 같이 중복 불인정(일단 REC 발급 시 KOC 발행 불가)할 수 밖에 없다. 그러나 4차 계획기간부터는 새로이 RPS의 성과가 반영되지 않은 BAU 설정 후 REC를 생산하는 사업자에게 KOC 배출권도 함께 발급해 주는 것이 가능하다. 어차피 온실가스 배출경로를 유지하려면 더 강한 감축 목표(낮은 조정계수)가 주어져야 하기 때문에, KOC가 추가 발행된다 하더라도 배출권 시장에서의 유통물량은 전체적으로는 동일하다. 즉 할당배출권인 KAU가 상쇄배출권인 KOC로 대체되는 것 뿐이다. 따라서 이충국(2019)의 추산대로 배출권 시장에 연간 추가로 350만톤의 KOC가 공급될 가능성에 대해서는 추가적인 분석이 필요하다. 앞서 밝힌 바와 같이 국가 배출경로를 국제사회에 공표한 대로 유지하는 경우와 별개로, 만약 BAU 대비 감축목표만을 목표로 할 경우 배출권 시장 가격에 미치는 영향은 당연히 발생한다. 할당배출권 KAU의 감소 없이 일부 시장참여자들의 기대처럼 상쇄배출권 KOC만 증가할 경우 시장에는 배출권의 추가 공급으로 시장가격의 하락을 가져오게 된다.

### III. RE100 제도와와의 연관성

#### 1. RE100 제도의 개요

최근 신재생에너지의 배출권 활용과 관련하여 고려해야 할 또 다른 제도적 측면이 발생하였는데, RPS 와 달리 자발적 재생에너지(태양광, 풍력, 수력, 조력, 지열, 바이오 등) 사용을 사용전력의 100%로 하겠다는 것을 전제로 한 RE100이다. 많은 국가의 유망 기업에서 도입하고 있고 글로벌 체인망을 갖춘 기업들이 RE100을 선언하며 재생에너지 사용량을 거래 및 계약의 전제 조건으로서 강조하면서, 국내 기업들도 자의반 타의반으로 재생에너지에서 발생한 전력사용이 시급한 현안으로 부각되고 있다. 기존 RPS가 전력의 공급자가 부담하게 되는 재생에너지 사용을 강제하는 인센티브라면, RE100은 전력의 수요자가 재생에너지에서 발생한 전력만을 쓰도록 유도하는 인센티브라는 점에서 구조적인 차이를 가진다. 또한 한국의 RPS 제도는 재생에너지와는 관계없는 석탄가스 등 신에너지를 포괄하고 있기 때문에 RE100의 대상인 1차 에너지원 범위에서 물론 큰 차이를 가지고 있다. 한가지 주목할 사항은, RE100은 불이행시 과징금을 부과하는 RPS와 달리 민간 기업들의 자발성을 기초로 한다는 면에서 추가성의 인정 측면에서 배출권거래제에서 온실가스 감축으로 인정할 것인가에 대해 재론의 여지가 없다는 점이다. 온실가스 감축으로 인정받을 수 있는 법적·제도적 추가성이, 추진하고자 하는 외부사업이 현행 법·제도에 의해 제한을 받지 않아야 하며, 외부사업의 내용이 현행 법·제도에 의무사항으로 규정되어 있지 않아야 한다. 실제로 RE100은 전력수요자가 자발적으로 재생에너지에서 발생한 깨끗한 전기를 사용해 최종 생산물의 소비자들에게 마케팅 측면에서의 사회적 기여를 홍보하고자 하는 것이므로 의무사항이 아니며 정책적 측면에서의 인센티브가 인위적으로 주어지지 않는다.

최근 산업통상자원부 보도자료(2021.1.5.)에서 밝히고 있듯 한국에서도 RE100 캠페인에 대해서도 정책적 실현방안에 대한 정부 입장이 정해졌다. 한국은 전력 수요자가 한국전력으로부터 전기를 구매해야 하기 때문

에 특정 에너지를 선택적으로 구매하는 것이 불가능하기 때문이다. 실현 수단을 구체화한 것이 특징인데, 1) 녹색 프리미엄이 추가된 전력요금을 지불, 2) 재생에너지 발전사업자와 한국전력공사, 그리고 전기 소비자 간 전력구매계약(Power Purchase Agreement, 이하 PPA)을 통한 전력 직거래, 3) 전력 수요자의 REC 구매, 4) 재생에너지로 자가 발전 및 조달 등을 거론하며 전기사용자가 사업성에 맞게 재생에너지 활용 방식을 선택 가능하도록 다양한 옵션을 제시하고 있다.

## 2. 온실가스 감축에의 추가성 충족 여부

RE100을 통해 생성된 재생에너지는 추가성을 인정받아 온실가스 감축으로 인정받아 배출권으로 발급, 즉 조직경계 내외부 여부에 따라 감축으로서 인정되거나 외부사업의 일환으로 상쇄배출권을 받을 수 있는 가이다. 추가성이란 것은 기본적으로 RE100에 의해 재생에너지 순증(net-growth)으로 인한 온실가스 감축이 있는지에 대한 판단이다.

먼저 논란이 없이 현행 제도 하에서도 실행할 수 있는 방안으로는 REC 구매안을 들 수 있다. 앞서 제시한 옵션 중 RPS 신재생 공급의무자가 구매해 정부에 제출할 기 발급된 REC를, 의무이행을 할 필요가 없는 RE100 이행자가 자발적으로 구입하여 이를 소각하는 것이다. REC의 발급 자체가 신재생에너지 발전량에서 나온 것이고, 소각된 만큼 시장에서의 REC 공급량이 줄어 의무이행사는 다른 REC를 추가 생산 받아야 하므로 신재생에너지의 순증가 효과를 인정할 수 있다. 그러나 문제는 다음의 두 가지 경우이다.

1. 현행 RPS 제도가 재생에너지 뿐만 아니라 석탄가스, 폐기물 소각, 바이오매스 혼소, 연료전지 등도 포함하고 있기 때문에, REC을 구매해 시장에서 퇴출시킨다해도 이것이 재생에너지에서 나온 것인지 여부(즉 재생에너지의 추가 생산)을 확신할 수 없다는 것이다.<sup>3)</sup>

2. 온실가스 상쇄지침에 따르면 신재생에너지의 온실가스 감축효과

3) 2019년 REC 신규발급량 기준 비중은 다음과 같다: 태양광(39.1%), 풍력(7.1%), 수력(4.2%), 연료전지(8.1%), 바이오(32.6%), 폐기물(7.2%), 석탄가스(1.4%).

법적 추가성을 충족시키기 위해서는 REC를 정부에 제출해서는 안되고 소각해야 하는데, 현행 전력배출계수 감안 시 전환부문과 같은 RPS 의무이행사이자 온실가스 할당사업체가 REC를 온실가스 상쇄배출권인 KOC로 전환할 경제적 유인이 없다는 점이다.

그 외 재생에너지 활용 대상 발전사와의 직접적인 PPA계약은 기본적으로 전력의 생산/판매/구매 자율화를 근간으로 하는 형태의 공급 방식으로서, 한전을 중개로 재생사업자와 RE100을 선언한 기업 간 전력거래계약 체결하는 유형을 들 수 있다. 재생에너지 발전 사업자와 구매자가 사전에 동의한 가격으로 일정 기간 동안 전력 구매 조건을 고정하고, 한국전력은 인프라만을 제공하는 형태이다. 전기사업법에 따르면 발전/송전/배전/판매 사업 중 두 개 이상의 사업이 원천 금지되어 있고 장외거래 또한 금지되어, 전기 사용자는 한국전력을 통하지 않고는 전력을 직접 구매할 수 없기 때문이다. 이는 기존에 한국전력이 소매전력 시장을 거의 독점하다시피 한 현 시장체계를 탈피해야 하기 때문에 소비자들의 전력 선택권이 법으로 허용되어야 한다는 점에서 법규의 개정이 전제된다. 하지만 한국전력의 정산 단계에서 신에너지와 재생에너지가 섞이게 되는 RPS와 달리 순수하게 재생에너지만 사용하는 발전사업자의 전력만을 선택해 받게 되므로 추가성은 확실하게 인정될 수 있다.

전력 소비자가 직접 자가발전하거나 재생에너지 발전사업자의 지분에 참여하는 것도 실제 재생에너지 발전량이 늘어나는 것이므로 추가성 충족에 문제가 없다.

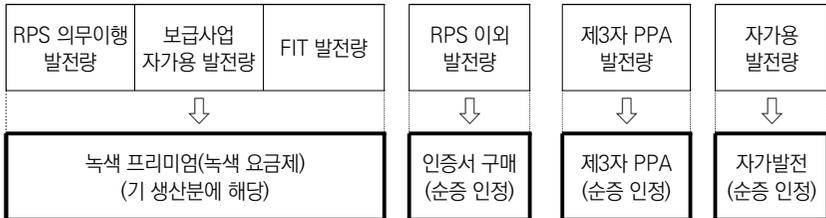
특히 문제는 녹색프리미엄제에서 발생한다. 에너지공단이 판매대상 발전량에 대해 녹색 프리미엄을 부과시켜 징수하고, 기업은 RE100을 이행했다고 선언하며 공단은 모인 자금으로 '별도의' 재생에너지 사업을 하는 것이다. 현 시점에서 제도가 구체화되어야 평가할 수 있겠지만, 현재 거론되고 있는 두 가지 방식 모두 추가성의 문제가 있다.

1. 녹색프리미엄으로 축적한 자금으로 재생에너지 신규 개발: 원칙적으로 녹색프리미엄은 재생에너지를 이용해 기 발전된 전력을 구매할 때 소

비자가 이에 대해 프리미엄을 주고 구입하는 것이다. 발전단가가 비싸기 때문이다. 그러나 현재 논의되고 있는 구상은 먼저 정부 주도로 댓가를 미리 받고(기업은 정부를 신뢰하고 재생에너지를 공급받았다 가정하고 RE100 선언 가능) 사후에 재생에너지를 활용한 발전을 계획하는 것이다. 특정 프리미엄률이 재생에너지 발전 단가에 충분한지도 알 수 없고, 정부 주도로 개발된 신규발전 전력량이 일전에 기업들이 이미 구매한 전력량과 동일하다고 장담할 수 없다.

2. 자가용 보급사업, 국가 REC, FIT 실적 재활용: 앞서 설명된 사후적인 재생에너지 발전의 문제점을 해소하기 위해 기존의 신재생에너지 발전 실적 중 RPS 의무이행에 사용되지 않은 국가 보유 물량분량(통칭 국가 REC) 만큼을 공단이 녹색프리미엄을 붙여 공급하는 형식이다. 국가 REC 역시 그 출처가, 과거 RPS 제도가 도입되기 FIT 발전사업들에게 일정 대가를 지급하고 매입한 것으로서 현재 FIT 실적을 녹색프리미엄의 징수 근거로 삼는 것과 실체는 동일하다. 그런데 기본적으로 FIT는 보조금으로, RPS는 양적규제로서 기존에 부족했던 사업성을 정책으로 확보해준 사업이기 때문에, 외부사업 타당성 평가 및 감축량 인증에 관한 지침 별표 5의 법적·제도적 추가성 충족에 논란이 있을 것으로 보인다.<sup>4)</sup>

〈그림 3〉 이행수단별 대상 재생에너지 순증 여부



자료: 산업통상자원부(2021) 자료 변형

4) 녹색 프리미엄제는 사실 추가성 문제 뿐만이 아니라 RE100 수단 자체로서도 인정되기 어렵다. “자발성”을 기초로 하는 RE100 제도에서 FIT 라는 국가 보조금 사업을 통해 획득되고 과거 재생에너지 발전 실적으로 이미 계산되었던 물량이, 공공에 의해 다시 민간에 재판매되어 민간의 자발적 실적으로 포장되기 때문이다.

또한 RE100으로 인한 실적에 대해 조직경계 내부 혹은 외부사업으로 선택 가능할 경우 감축으로 인정되느냐 혹은 외부사업을 통해 상쇄배출권을 발급받느냐에 대한 고민이 할당기업 입장에서는 가능하다. 배출권거래제 전체 운영 상으로는 그 영향은 동일하다. 왜냐면 감축으로 인정될 경우 일종에 할당배출권이 추가로 발급되는거와 같아서, 감축으로 인해 남게 되는 기 할당받은 배출권은 매매 혹은 이월되어 사용주체가 누구이던 어떤 시점이던 사용(배출)되어 정부가 기존에 계획한 배출총량이 유지가 될 것이다. 반대로 상쇄배출권으로 발급받을 경우도, 할당기업이 이를 구매하여 추가로 배출을 하더라도 조직경계 외부에서 이미 저감이 이뤄지게 되기 때문에 할당기업이 추가로 배출하더라도 기존 배출총량이 유지된다. 다만, 각종 이월차입 제한 등의 영향을 받는 KAU 에 비해 사용 시기의 유연성이 있는 KOC의 가치가 높기 때문에(유종민·이지웅, 2019, 2020) RE100의 온실가스 감축실적을 상쇄배출권 발급으로 사용하고자 하는 수요가 더 많은 것이다. 게다가 <표 1>에서 요약한 바와 같이 Grandfathering 할당방식의 단점으로 인해 조직 경계 내의 저감으로 감축실적 활용할 경우, 향후 계획기간에서 배출권의 할당에 영향을 줄 수 있다는 점도 상쇄배출권으로의 활용 수요가 더 높을 것으로 예측하게 하는 요소이다.

〈표 1〉 감축실정 인정 방식 구분

구분	온실가스 감축활동 인정방안	
	감축실정인정(전력배출계수 "0")	외부사업인정
방식	현재 전기구매량에 전력배출계수(0.4594)를 적용하여 배출량으로 산정 중이나, 재생에너지 활용 시 해당 전기에는 전력배출계수 "0" 적용  사례) 현행 할당기업이 자가용 재생에너지 설비를 설치하는 경우 자기발전량 만큼 전력배출계수 "0" 적용 (외부 구매 전력량 감소)	조직 경계 밖에서 추가성이 있는 감축활동 (재생에너지 사용, 고효율기기 설치, 연료 전환 등)을 하는 경우 외부사업으로 등록하여 배출권(KCU) 발행  사례) RPS의무이행에 활용하지 않은 경우 현행 배출권 인정 가능
절차	(활용기업) 구매전력량에 대한 전력배출계수 "0" 적용 (미활용기업) 기존 전력배출계수(0.4594) 유지	외부사업 신청 → 타당성 평가 → 승인 심의 → 결과 통보 및 상쇄등록부 등록 → 크레딧(KOC)부여 → 상쇄배출권(KCU) 전환
법적 근거	온실가스-에너지 목표관리 운영 등에 관한 지침, 배출권거래제 명세서 가이드라인	외부사업 타당성 평가 및 감축량 인증에 관한 지침 별표1
장점	명세서 작성 외에 별도 절차가 필요 없어 배출권 인정 절차가 간단	상쇄 배출권이 별도로 부여되어 다음 이행년도 배출권 할당량에 영향이 없음
단점	기업의 외부전기 소비량 감소로 기준배출량(베이스라인)이 감소하여 다음 이행년도의 배출권 할당 시 할당량 감소	외부사업 인정을 위한 모니터링 및 보고서 검증 비용이 발생하며, 승인까지의 소요시간 발생(평균 1년)

#### IV. 결론 및 정책적 시사점

재생에너지 발전 실적을 상쇄배출권으로도 사용할 수 있게 하자는 주장은, 그간 수익성을 높이기 위해 신재생에너지 사업자들로부터 지속적으로 요구되어 왔고, 반면에 상쇄배출권의 실질가치(integrity) 유지 혹은 온실가스 저감실적의 중복방지를 위한 당국의 끊임없는 줄다리기가 계속되었던 이슈였다. 그러나 본고에서는 앞서 논술한 근거에 기반하여 쟁점들에 대해 다음과 같이 결론 낼 수 있다.

먼저, 재생에너지 발전으로 상쇄배출권을 발급함으로써 사업자들에게 서로 다른 두 제도(ETS와 RPS)에서 수입원을 창출한다는 것 자체가 과도한 중복혜택이라는 것이 재생에너지 사업자들로 하여금 수입의 양자택일을 강요할 수 있는 근거가 될 수는 없다. 당국에서 흔히 사용해온 사업자에 대한 정책수혜의 과도함 여부는 주관적인 기준일 뿐 그 자체가 수입을

제한할 근거는 될 수 없기 때문이다. 실제로 두 제도의 각기 다른 목적(온실가스 저감, 재생에너지 확대)을 모두 충족시키고 있기 때문에 각기 목적에 맞는 크레딧이 발생할 수 있다는 주장은 여전히 유효하다. 마찬가지로 REC 발급분에 해당되는 상쇄배출권 추가 공급 시 배출권 시장 가격의 하락된다는 것도 재생에너지 사업자들의 권리를 제한할 근거로 사용될 순 없다.

그럼에도 불구하고, 현재 배출권거래제 할당 제도 하에서 재생에너지 사업자에게 상쇄배출권을 추가로 부여할 수 없는 이유는 다름 아닌 기존의 온실가스 로드맵 자체가 RPS 정책을 이미 담고 있는 상황 때문이다. 온실가스 로드맵에 근거한 배출권거래제의 할당 총량 역시 RPS 제도 등을 통한 온실가스 감축분을 이미 전제하여 정해졌기 때문에, 기존의 할당 총량을 건드리지 않고는 추가로 상쇄배출권을 인정할 수 없다. 만약 E-정책을 적용하여 재생에너지 사업자에게 상쇄배출권을 발급하고자 한다면, 이미 온실가스 로드맵이 RPS 정책으로 인한 온실가스 감축을 전제로 하지 않아야 가능하고, 만약 그렇지 않을 경우는 배출권 자체의 실질가치가 훼손되는 결과를 가져온다. 따라서 재생에너지 사업자들의 주장처럼 E-정책을 적용하고자 한다면, 온실가스 할당총량(할당배출권)이 RPS 정책 감안 이전보다 훨씬 강화되어 적용될 것이고, 할당총량의 감소분은 재생에너지 사업자들이 발급을 주장하는 상쇄배출권 총량과 같게 된다.

즉, 어떠한 방식이던 간에, 사실상 배출권의 전체 거래량은 동일하게 유지되고 다만 배출권 소유의 주체만이 달라질 것이기 때문에 배출권 시장의 공급량은 동일하고 가격에 미치는 영향도 이론적으로 중립적이다. 단지 전체 배출권 전체 공급량의 변화가 아닌 배출권의 분배에서 차이가 발생하는데, E-정책으로 인해 할당총량이 줄어들면 원칙적으로 할당조정계수만 전반적으로 엄격해질 것이기 때문이다. 만약 재생에너지 발전사업자가 기존 화석연료 사용자(자체건설) 였고 E-정책으로 인해 REC의 상쇄배출권으로의 재사용이 가능해진다 하더라도, 할당총량(할당조정계수)의 감소로 감축부담이 커지면서 재생에너지 발전으로 인한 규제 중복 수혜의

폭이 줄어들게 된다. 이러한 제도적 배경에 대한 이해를 바탕으로 재생에너지 사업자들의 주장 및 관계 당국의 입장이 배출권 할당단계에서부터 조율되어야 할 필요가 있다.

또한 최근 논의되고 RE100에서도 온실가스 감축 인정과 관련되어 RPS와 비슷한 양태를 보이고 있다. 가장 큰 차이점으로서 RE100은 기업의 자발적인 재생에너지 수요에서 발생한 발전사업이므로 RPS와 명확히 구분되고, 발전사업자들의 구매 의무가 없는 크레딧인 만큼 가격도 REC와 명백히 다를 것이기 때문에 법적 추가성에도 아무런 문제가 없어서 KOC로서의 재사용은 아무런 법상 하자가 없다는 점이다. 다만 한국에서 최근 정부 주도로 발표한 RE100 이행 방식이 RE100의 정의에 맞는 운영 방식인지에 대해 부정적이다. REC를 포기하는 식의 현실성 없는 옵션을 제외하고 대부분이 녹색프리미엄 제도로 운영될 것으로 예상되는 상황에서, 녹색프리미엄이 붙어서 판매된 전력이 실제로는 재생에너지에서 발생하지 않거나 혹은 과거에 이미 FIT 혹은 각종 신재생 보급사업에서 발생되어 RPS에서 소화되지만 많은 보조금 사업의 결과라는 점이다. 결국 추가성 조건이 훼손되기 때문에 녹색프리미엄을 주고 산 기업들도 국제 사회에 RE100을 이행했다고 공언하기 어렵다고 판단되는 상황이다. 게다가 재생에너지가 아닌 온실가스 방출이 일어나는 신에너지도 섞여 있는 상황이다. 자발성이 결여되어 자격 미달인 재생에너지 실적은 정부주도로 값싸게 양적으로 공급될 수는 있지만, 기업들이 구매한 것이 질적 측면에서 진품이라고 할 수는 없는 상황인 것이다. 추가성 조건을 충족한 재생에너지 발전 실적이 RE100 시장에서 거래될 때 그 가격을 상상해보면, 현재의 녹색프리미엄과의 가치 차이가 그 질적인 차이를 반영한다고 볼 수 있다.

## ■ 참고문헌 ■

- 배정환·강희찬, 2014, “기후변화 대응에 관한 혼합정책이 온실가스감축에 미치는 효과에 관한 실증연구,” 『자원·환경경제연구』, 23(4), pp.747-784, DOI: 10.15266/

KEREA.2014.23.4.747.

- 유종민·이지웅, 2019, “한국 배출권거래제 1 차 계획기간 중 배출권 차입한도 효과 분석,” 『한국기후변화학회지』, 10(1), pp.71-78, DOI: 10.15531/KSCCR.2019.10.1.71.
- \_\_\_\_\_, 2020, “온실가스 배출권 이월제한이 배출권 가격에 미친 효과,” 『한국기후변화학회지』, 11(3), pp.177-186, DOI : 10.15531/KSCCR.2020.11.3.177.
- 이충국, 2019, “신재생에너지 발전과 배출권거래제 연계방안: RPS 사업의 외부사업 인정 방안,” 『한국신재생에너지협회 2019 춘계학술대회 특별세션』, 부산 해운대드래프트호텔.
- 산업통상자원부, 2021.1.5., “21년부터 국내에서도 재생에너지 구매가 가능해진다!” 보도자료.
- Abrell, J. and H. Weigt, 2008, *The interaction of emissions trading and renewable energy promotion*, (Dresden University of Technology Working Paper no. WP-EGW-05), Dresden, Germany: Dresden University of Technology.
- Amundsen, E. S. and J. B. Mortensen, 2001, “The Danish green certificate system: some simple analytical results,” *Energy Economics*, 23(5), pp.489-509.
- Bird, L., C. Chapman, J. Logan, J. Sumner, and W. Short, 2011, “Evaluating renewable portfolio standards and carbon cap scenarios in the U.S. electric sector,” *Energy Policy*, 39(5), pp.2573-2585, DOI: 10.1016/j.enpol.2011.02.025.
- Böhringer, C. and K. E. Rosendahl, 2010, “Green promotes the dirtiest: On the interaction between black and green quotas in energy markets,” *Journal of Regulatory Economics*, 37(3), pp.316-325, DOI: 10.1007/s11149-010-9116-1.
- Chen, Y. and L. Wang, 2013, “Renewable portfolio standards in the presence of green consumers and emissions trading,” *Networks and Spatial Economics*, 13(2), pp.149-181, DOI: 10.1007/s11067-012-9176-0.
- del Río González, P., 2007, “The interaction between emissions trading and renewable electricity support schemes, An overview of the literature,” *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 12(8), pp.1363-1390, DOI: 10.1007/s11027-006-9069-y.
- Fais, B., M. Blesl, U. Fahl, and A. Voß, 2014, “Analysing the interaction between emission trading and renewable electricity support in TIMES,” *Climate Policy*, 15(3), pp.355-373, DOI: 10.1080/14693062.2014.927749.
- Gawel, E., S. Strunz, and P. Lehmann, 2014, “A public choice view on the climate and energy policy mix in the EU—How do the emissions trading scheme and support for renewable energies interact?,” *Energy Policy*, 64, pp.175-182,

DOI: 10.1016/j.enpol.2013.09.008.

Hanemann, M., 2008, "California's new greenhouse gas laws," *Review of Environmental Economics and Policy*, 2(1), pp.114-129, DOI: 10.1093/reen/remo30.

IAEA, 2006, *IAEA annual report for 2006*, Vienna: IAEA.

Sorrell, S., 2003, "Who owns the carbon? Interactions between the EU emission trading scheme and the UK renewable Obligation and energy efficiency committee, (SPRU Electronic Working Paper Series no. 100), Brighton: Science and Technology Policy Research, University of Sussex.

Thurber, M., T. Davis, and F. Wolak, 2015, "Simulating the interaction of a renewable portfolio standard with electricity and carbon market," *The Electricity Journal*, 28(4), pp.51-65, DOI: 10.1016/j.tej.2015.04.007.

Tsao, C., J. Campbell, and Y. Chen, 2011, "When renewable portfolio standards meet cap-and-trade regulations in the electricity sector: Market interactions, profits implications, and policy redundancy," *Energy Policy*, 39(7), pp.3966-3974, DOI: 10.1016/j.enpol.2011.01.030.

UNFCCC, 2010, *EB 52 Proposed agenda -Annotations annex 3*, [https://cdm.unfccc.int/CDMNews/issues/issues/I\\_7PWHH9M03DSBCIIGZ4WWT8RVS2W7VA/viewnewsitem.html](https://cdm.unfccc.int/CDMNews/issues/issues/I_7PWHH9M03DSBCIIGZ4WWT8RVS2W7VA/viewnewsitem.html).

Unger, T. and E. O. Ahlgren, 2005, "Impacts of a common green certificate market on electricity and CO<sub>2</sub>-Emission markets in the Nordic countries," *Energy Policy*, 33(16), pp.2152-2163, DOI: 10.1016/j.enpol.2004.04.013.

Yu, J. and H. S. Kim, 2021, "Internal carbon financing with transferable offsets from renewable portfolio standard," *The Energy Journal*, 42(2), pp.31-52, DOI: 10.5547/01956574.42.2.joyu.

---

**유종민:** University of Illinois at Urbana-Champaign을 졸업하고 현재 홍익대학교 경제학부에 재직 중이며 배출권거래제, 신재생에너지의무화제도, RE100, 미세먼지 규제책 등 환경 및 에너지 시장 정책에 대해 주로 연구하고 있다(yucono@hongik.ac.kr).

투 고 일: 2021년 02월 22일

심 사 일: 2021년 02월 23일

게재확정일: 2021년 03월 13일