

# 온실가스 감축정책에 따른 발전사업자의 대응 방안에 관한 연구

## A Study on the GENCO Adaptive Strategy for the Greenhouse Gas Mitigation Policy

최 동 찬\* · 한 석 만\*\* · 김 발 호†

(Dong-Chan Choi · Seok-Man Han · Balho H. Kim)

**Abstract** - This paper presents an adaptive strategy of GENCOs for reducing the greenhouse gas by fuel mix change. Fuel mix stands for generation capacity portfolio composed of different fuel resources. Currently, the generation sector of power industry in Korea is heavily dependent on fossil fuels, therefore it is required to change the fuel mix gradually into more eco-friendly way based on renewable energies. The generation costs of renewable energies are still expensive compared to fossil fueled resources. This is why the adaptive change is more preferred at current stage and this paper proposes an optimal strategy for capacity planning based on multiple environmental scenarios on the time horizon. This study used the computer program tool named GATE-PRO (Generation And Transmission Expansion PROgram), which is a mixed-integer non-linear program developed by Hongik university and Korea Energy Economics Institute. The simulations have been carried out with the priority allocation method in the program to determine the optimal mix of NRE(New Renewable Energy). Through this process, the result proposes an economic fuel mix under emission constraints compatible with the greenhouse gas mitigation policy of the United Nations.

**Key Words** : Greenhouse Gas Mitigation Policy, GATE-PRO (Generation And Transmission Expansion PROgram), NRE(New Renewable Energy), generation costs, multiple environmental scenarios

### 1. 서 론

인간 활동에 의해 유발된 온실가스의 증가로 전 세계적 환경위기가 심각하게 대두되고 있다. 지구온난화 문제를 해결하기 위해 기후변화협약, 교토의정서를 중심으로 글로벌 차원의 온실가스 감축방안이 마련되고 있다. 2005년 2월 16일 교토의정서가 발효되었고, 현재 POST2012 기후변화 대응체제에 대한 협상이 공식적으로 진행 중이다. 최근의 기후변화협상에서 ‘발리로드맵’을 채택함으로써, 2013년부터는 선진국은 물론 우리나라를 포함한 개발도상국도 온실가스 감축 대상국에 포함될 것으로 보인다. 따라서 정부는 우리나라의 에너지 다소비적 산업구조를 고려하여 기후변화협약에 의한 경제적 손실을 최소화하고, 지속적인 성장을 가능할 수 있도록 대응책을 마련하고 있다. 2004년 기준 우리나라 온실가스 배출량에서 에너지부문이 약 83%를 차지하고 있으며, 그 중 발전부문이 33%를 차지하고 있다. 발전부문이 단일부문으로 우리나라 온실가스 배출량의 가장 많은 부분을 차지하고 있는 실정이다. 이러한 상황에 대응하기 위한 노력의 일환으로 우리나라는 저탄소녹색성장 국가기조 아래 저탄소녹색성장기본법이 발효되었다. 저탄소녹색성장기본법에서는 우리나라의 2020년 온실가스 배출량을 BAU

Business as usual, 배출전망치 대비 30% 삭감을 목표로 정하고 있으며, 시장메커니즘을 활용한 총량제한 배출권거래제를 도입함으로써 자발적으로 온실가스를 감축할 수 있는 토대를 마련하였다. 이와 더불어 2010년 신재생에너지의무할당제(RPS) 도입 법안이 통과되었다. 설비 규모 500MW 이상의 발전사업자를 의무대상으로 의무비율은 2012년 2%를 시작으로 2022년 10%까지 올리는 것을 목표로 하고 있다. 에너지 다소비 산업인 발전부문에서 발전사업자는 위와 같은 온실가스 감축정책 하에서 최소 비용으로 발전하기 위한 하나의 경제적 수단이 필요할 것이다.

본 논문에서는 기존의 MEFISSET 모형에 혼합정수계획법(Mixed Integer Programming)을 적용하여 발전시킨 GATE-PRO(Generation And Transmission Expansion PROgram) 모형을 활용하여 배출권거래제와 신재생에너지의무할당제의 도입에 따른 발전사업자의 비용 효과적 전원구성비를 도출해 보았다. 또한 시나리오에 따른 화석 에너지원의 발전량 변화와 신재생에너지 의무공급량에 대한 내부 생산과 외부 구입량의 변화를 알아보았다. 또한 발전사업자는 비용최소화만이 의사결정의 최고 요인이 될 수 없다. 비용측면 이외에 내/외부 기술수준, 재무상태, 사업환경 등 비용외적인 요소도 반영하여 의사결정을 할 것이다. 따라서 본 논문에서 가정한 우위도 평가를 통해 신재생에너지의무할당제 도입에 따른 발전사업자의 공급부족량 할당 비용을 도출하였다. 이는 발전사업자의 신재생에너지 보급 방안에 참고자료로 활용될 수 있을 것이라 본다. 따라서 현재 급변하는 기후변화 관련 정책들에 대응한 발전사업자의 자체 경제성 분석을 통한 중장기적 전략에 참고자료로 활용될 수 있을 것이라 본다.

\* 정 회 원 : 포스코엔지니어링

\*\* 정 회 원 : 에너지관리공단

† 교신저자, 정회원 : 홍익대학교 전기정보제어공학과 교수

E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr

접수일자 : 2011년 12월 27일

최종완료 : 2012년 2월 22일

## 2. RPS 제도 분석 및 전망

### 2.1 RPS 제도의 내용

RPS 제도는 일정 규모 이상의 발전 사업자에게 자신의 총발전량 가운데 일정 비중 이상을 신재생에너지에 의해 생산된 전력에 의해 공급하도록 의무화한 제도로서 직접 신재생에너지를 생산하거나 거래가능 신재생에너지 인증서 (Renewable Energy Certificate: REC)를 구매할 수 있다. 의무 부담자인 발전회사는 신재생에너지에 의해 전력을 생산하거나 REC 시장으로부터 인증서를 구매함으로써 의무를 이행하며, 이행에 따른 추가 비용은 전력가격 인상을 통해 소비자에게 전가된다. 이는 산업 및 상업부문이나 개별 소비자에게 경제적 부담으로 작용하나 전력을 효율적으로 이용할 유인을 제공하고, 전력 공급자도 시장 가격에 따라 공급하게 되어 사회전체의 효율성을 제고하는 효과가 수반된다. 그러나 우리나라와 같이 전력가격이 정부 지원과 규제에 의해 왜곡되어 있는 상태에서는 RPS 제도의 도입에 의해 효율성 제고효과를 거두기 어려움이 따른다. 중장기적으로는 전력시장에 대한 정부 규제와 개입을 최소화하여 전력시장이 완전경쟁시장이 되도록 해야 할 것이다. 지식경제부의 RPS 제도의 도입을 위한 신재생에너지촉진법 시행령 및 시행규칙개정안의 RPS 제도의 도입 관련 시행령 및 규칙개정안의 주요 내용으로는 아래 표 1과 같다.

표 1 RPS 제도의 주요 내용

Table 1 The main contents of RPS

구분	주요 내용																																				
공급 의무자	설비규모 500MW 이상의 발전사업자 																																				
공급 의무량 산정 방식																																					
연도별 의무 비율	<table border="1"> <tr> <td>해당연도</td> <td>'12</td><td>'13</td><td>'14</td><td>'15</td><td>'16</td><td>'17</td><td>'18</td><td>'19</td><td>'20</td><td>'21</td><td>'22~</td> </tr> <tr> <td>의무비율(%)</td> <td>2.0</td><td>2.5</td><td>3.0</td><td>3.5</td><td>4.0</td><td>5.0</td><td>6.0</td><td>7.0</td><td>8.0</td><td>9.0</td><td>10.0</td> </tr> </table>	해당연도	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22~	의무비율(%)	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0												
해당연도	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22~																										
의무비율(%)	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0																										
별도 의무량 (태양광)	<table border="1"> <tr> <td>구분</td> <td>'12</td><td>'13</td><td>'14</td><td>'15</td><td>'16</td><td>'17</td><td>'18</td><td>'19</td><td>'20</td><td>'21</td><td>'22</td> </tr> <tr> <td>신규(MW)</td> <td>200</td><td>220</td><td>240</td><td>260</td><td>280</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td> </tr> <tr> <td>누적(MW)</td> <td>200</td><td>420</td><td>660</td><td>920</td><td>1200</td><td>1200</td><td>1200</td><td>1200</td><td>1200</td><td>1200</td><td>1200</td> </tr> </table>	구분	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	신규(MW)	200	220	240	260	280	-	-	-	-	-	-	누적(MW)	200	420	660	920	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
구분	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22																										
신규(MW)	200	220	240	260	280	-	-	-	-	-	-																										
누적(MW)	200	420	660	920	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200																										

위 표 1과 같이 태양광 별도 의무량과 함께 연도별 신재생에너지 의무비율을 고시하였다. 다만, 개별 공급의무자별 의무량은, 개별공급의무자의 총발전량 및 발전원 등을 고려하여 추후에 고시한다. RPS 제도의 대상전원으로는 태양에너지, 풍력, 수력, 연료전지, 해양에너지, 지열에너지, 폐기물의 소각열을 변환시킨 에너지, 생활시설의 폐기물을 변환시

켜 얻어지는 고체의 연료를 연소 또는 변환시켜 얻어지는 에너지, 바이오에너지, IGCC가 있다. IGCC는 기술개발, 산업화 지원 차원에서 RPS 제도의 대상 전원에 포함시키되 제한적으로 인정. 즉 공급의무량의 10% 이내만 인정하며, 공급인증서 가중치는 0.25로 하고 비거래 공급 인증서를 발급한다. 단, 재생에너지와 달리 화석에너지를 변환시켜 얻는 신에너지를 통한 의무이행가능 양은 공급의무량의 30% 이내로 한도를 설정하였다. 제한 대상이 되는 신에너지는 수소에너지, 석탄액화·가스화 에너지, 중질잔사유 가스화 에너지, 연료전지가 해당된다. RPS 제도에서는 통상 신재생에너지 발전원별로 각 기술별 생산비용을 반영하기 위해 REC에 대한 가중치를 차별적으로 부여하였다. 특히 가중치가 1로서 REC의 기준이 되는 신재생에너지원으로는 육상풍력, 수력, 바이오에너지가 포함되며, RPS 제도의 대상전원을 태양에너지와 기타신재생에너지로 나누어 별도의 가중치를 부여하는 방식을 적용하였다. 기타신재생에너지 내에서도 몇 가지로 구분하여 가중치를 부여하는 방식이 예상된다. 이는 신재생에너지원별 가중치는 경제성 확보 수준이 높은 일부 신재생발전원에 거래가 집중되는 것을 방지하고 경제성은 낮으나, 가용 부존 잠재량이 풍부한 전원에 대해 높은 가중치를 설정한다.

### 2.2 RPS 제도 운영체계

우선 RPS 제도의 이행 메커니즘을 살펴보면, 공인인증기관은 신재생인증서(REC)를 신청한 설비에 대해 우선 설비인증 절차를 밟게 되고, 이를 통해 발급단위와 발급주기가 명기된 REC를 발행한다. 인증기관은 발급된 인증서에 대한 발급정보와 등록상태, 소유자 정보 등을 공시하고, 인증서 가운데 의무이행에 활용된 경우나 유효기간이 경과된 인증서에 대한 폐기정보를 공시하며 이러한 인증서 발급 및 폐기를 통해 RPS 제도의 의무 대상설비에 대한 정보 관리, 대상별 의무 발전량 산정, 의무이행 관리, 미이행 설비에 대한 심의 및 벌과금 부과 등을 결정하게 된다.

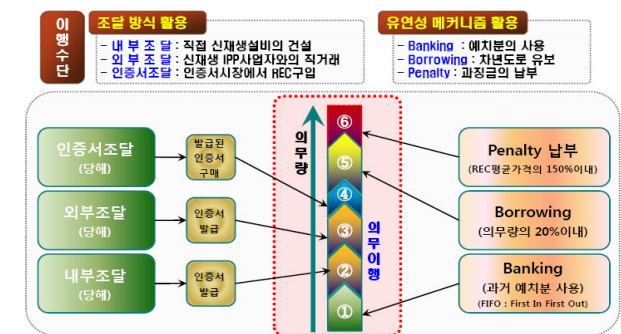


그림 1 RPS 제도의 의무대상자의 이행 수단성

Fig. 1 The means of performance for mandatory subject of RPS

자료: 한국전기연구원 (2009)

다음으로 의무대상자의 이행수단을 살펴보면, 의무 대상자는 신재생 발전을 통한 의무량 생산비용과 인증서 가격을 비교하여 전자가 더 높을 경우에는 인증서를 구매하고 후자

가 더 높을 경우에는 직접 생산(내부조달)을 취할 것이다. 또한 시점간 기업의 의무 이행에 따른 불확실성을 최소화하기 위해 다음과 같은 유연성 메커니즘을 가지고 있다.

- (1) 예치(Banking): 의무이행초과 달성분을 차후년도로 이월하여 사용할 수 있는 제도로 REC 유효기간(발급받은 날로부터 3년) 동안 예치를 허용한다. 또한 차년도 의무 보급량 달성에 활용 또는 거래 시장에서 판매가 가능하다.
- (2) 유예(Borrowing): 당해 의무량의 일정분을 차년도로 이월 가능한 메커니즘으로 발전사업자의 일시적 건설 지연, 불가항력적 사유로 인해 해당년도 의무이행 부족분 발생 시 사업자 요청에 따라 미달성분을 차년도 의무이행량으로 유예할 수 있다. 단, 유예 한도는 차년도 의무량의 20% 이내로 제한한다.
- (3) 과징금(Penalty): RPS 제도의 의무이행 보증수단으로 의무이행 부족분에 대해 부과한다. 과징금 가격은 REC 거래시장과 연계될 경우 REC 평균 거래 가격의 150% 수준으로 책정한다.

이러한 유연성 메커니즘은 인증서에 대한 의무 대상자 및 신재생에너지 공급자의 활용 가능성을 가지고 있다. 우선 전자는 구매한 인증서를 바로 의무 이행에 사용할 수도 있고, 의무량을 이행량이 초과할 경우 이를 예치하여 미래의 부족 가능성에 대비할 수 있다. 또한 신재생에너지 공급자는 REC 시장에서 인증서를 공급하는 역할을 할 것이며, 또한 인증서 가격이 생산 비용에 못 미칠 경우 이를 예치했다가 가격이 오를 경우 다시 판매하는 방식을 취할 수 있다.

2.3 국내 RPS 제도 운영 전망

향후 우리나라 REC 시장의 공급자는 다수이며 주로 중소기업 중심이나 수요자는 소수이고 중대형 기업 중심이므로 수요독점(monopsony)이 예상된다. 수요 독점에 의해 가격 협상력이 수요자에게 유리하게 작용할 경우 인증서 가격이 완전경쟁시의 가격보다 낮게 책정되어 자중손실(dead weight loss)을 초래할 수 있다. 아래 그림에서 MV(marginal value) 곡선이 수요 독점자(발전회사)의 수요 곡선이 되고, ME(marginal expenditure)는 수요 독점자 한 단위의 신재생에너지인증서를 구매할 경우 발생하는 비용인 한계지출곡선이다.

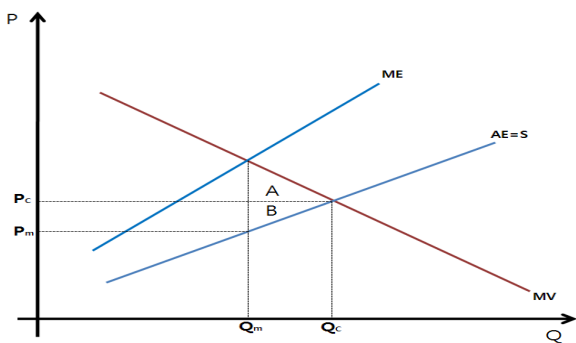


그림 2 수요독점 상태에서의 REC 수요공급곡선  
Fig. 2 REC supply-demand curve in monopsony state

그러나 이때 수요 독점자의 경우 완전경쟁상태의 수요자와 달리 가격에 영향을 미치게 되며 REC 공급곡선은 평균 지출곡선(AE)이 된다. REC에 대한 수요 독점자인 발전회사는 ME=MV인 지점에서 공급곡선인 AE와 만나는 지점에서 가격과 수량을 결정하게 된다. REC 시장이 가격 수용자로서의 수요자와 공급자로 구성될 경우 Pc와 Qc에 의해 균형 가격과 수량이 결정되겠지만 수요 독점인 경우에는 보다 낮은 가격 (Pm)과 보다 적은 수량 (Qm)에 의해 결정됨으로써 삼각형 B와 C에 해당되는 후생손실(dead weight loss)이 발생한다. 결국 중장기적으로 전력시장이 완전경쟁상태가 되지 않는 한 REC 시장은 수요독점상태에 놓여 있게 되며 사회적으로 바람직한 수준의 신재생에너지가 생산되지 못하게 되는 결과를 초래하므로 중장기적으로는 전력시장의 경쟁 도입이 바람직하겠다.

3. 사례 연구

3.1 개요: 온실가스 정책에 따른 발전사업자 대응방안 도출

온실가스를 2020년 까지 BAU 대비 30% 감축을 목표로 하고 있으며, 또한 온실가스 감축노력의 일환으로 2012년부터 발전사업자를 의무대상으로 신재생에너지의무할당제를 고시하였다. 따라서 본 사례연구에서는 우리나라 온실가스 감축정책을 반영한 발전사업자의 대응 방안을 다음과 같은 방법으로 도출하였다. 첫째, 비용최소화 전산모형을 활용하여 발전사업자의 각 에너지원 발전량을 도출한다. 둘째, 전산모형을 통해 도출된 신재생에너지원 발전량에 대해 우위도 평가를 통해 신재생에너지 공급할당 비율을 도출한다. 이는 전산모형으로 고려하기 어려운 비용 외 요소를 반영하기 위해 우위도 평가를 활용하였다.

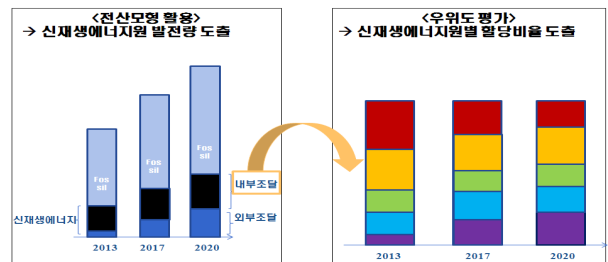


그림 3 사례 연구 개요  
Fig. 3 Overview of case studies

3.2 사례연구: 화석에너지원 대비 신재생에너지 발전량 도출

3.2.1 사례연구 방법

본 연구에서는 온실가스 감축정책을 반영한 각 에너지원 발전량을 도출하기 위해 GATE-PRO 모형을 이용하였다. GATE-PRO 모형은 러시아의 ESI에서 제안한 ORIRES 수리기법을 적용하여 에너지경제연구원과 홍익대학교에 의해 프로그램으로 구현되었으며, 지금까지 동북아 지역의 전력계

통 연계에 따른 경제성 평가에 관한 연구에 활용되었다. GATE-PRO 모형은 다음과 같은 사항을 고려하여 최적화 문제를 구성한다.

- 연중 최대부하가 발생하는 계절 및 일일 최대부하가 발생하는 시간대의 비동시성(non-coincidence) 즉, 연구 대상 지역 간 부하패턴의 다양성(load diversity)를 고려해야 한다. 이를 위해, 연계계통 내 모든 지역의 계절별 근무일 및 비근무일 24시간 각각에 대한 부하를 적용한다.
- 부하수요를 충족시키기 위해서는 신규 발전설비를 증설하거나 인접 지역의 잉여용량을 이용하기 위한 연계선로를 건설할 수 있다. 이 때, 각각의 대안에 대한 경제성 평가를 수행하기 위해서는 비용 관점에서 이를 비교할 수 있어야 한다. 이를 위해, 각 발전설비 및 연계선로 증설용량을 모형의 결정변수로 반영한다.
- 발전설비 및 연계선로와 관련된 비용을 비교하기 위해서는 해당 대안의 투자비용뿐만 아니라 운영비용 또한 고려해야 한다. 따라서 시간대별 발전출력과 계통 간 용동 전력량 또한 모형 내에서 결정될 수 있어야 한다.
- 미래의 부하성장을 고려한 장기 전원계획모형으로써, 목표연도의 필요 발전용량과 송전용량 및 관련 비용을 비교할 수 있도록 해야 한다.

이를 바탕으로, 계산의 단순화를 위해 GATE-PRO 모형은 목표연도까지의 연도별 신규 설비증설의 최적화를 수행하는 대신 특정 목표연도에서의 최적 설비수준을 도출하는 정적 선형계획모형(static linear programming model)으로 정식화된다. 따라서 전원개발계획 수립 시 GATE-PRO 모형을 이용할 경우 현재 우리나라에서 이용하는 WASP 모형과는 달리 특정연도에 필요한 설비용량이 도출되며 연구 대상 계통을 단일 모션으로 고려하지 않고 송전선로 연계된 계통으로 고려하여 향후 지역별 전원개발계획을 도출할 수 있는 장점이 있다.

### 3.2.2 GATE-PRO 모형

#### (1) 기존 GATE-PRO 모형

기존의 MEFISSET 모형은 정적선형계획법을 적용하여 특정 목표연도에서의 최적 발전용량 및 국가 간 송전용량을 산출하는 모형이었으나 본 논문에서는 향후 우리나라의 온실가스 배출량 형태 및 불연속적으로 발생하는 설비증설의 특성을 반영하기 위해 혼합정수계획법을 적용한 설비계획 방법론을 사용했다. 단일모션시스템 하에서 GATE-PRO 모형은 특정목표연도에서의 최적 발전용량 및 전원별 설비증설을 산출하는 모형으로, 다음의 식에서 보여주고 있는 바와 같이 계통의 발전설비 운전비용과 신규 발전설비 투자비용을 최소화하는 해를 도출한다.

$$Min \sum_{i=1}^I \sum_{t_y=1}^Y \sum_{x_y=1}^{48} c_i \tau_{t_y} x_y + \sum_{i=1}^I K_i (r + b_i) X_i P U_i \quad (1)$$

$i$  : 발전설비의 전원유형

- $y$  : 계절(봄, 여름, 가을 겨울)
- $t_y$  : 해당 계절( $y$ ) 내 근무일수와 비근무일수
- $\tau_{t_y}$  : 해당 계절( $y$ ) 내 근무일수와 비근무일수
- $c_i$  :  $i$ 전원유형 발전설비의 운전(평균 연료)비용(원/MWh)
- $K_i$  :  $i$ 전원유형 설비 증설 시 소요되는 단위용량 당 투자비(원/MW)
- $P U_i$  :  $i$  전원유형의 단위발전설비용량(MW)
- $r$  : 계통의 투자보수율(rate of return)
- $b_i$  :  $i$ 전원유형 발전설비의 연간 고정비용
- $x_y$  : 목표년도에서의  $i$ 전원유형 발전설비  $t_y$  시간대 운전용량(MWh)
- $X_i$  : 목표년도에서의  $i$ 전원유형 단위발전설비의 신규 증설대수

안정적인 계통운영을 수행하기 위해서는 연중 최대 부하가 발생하는 시점에서의 총 공급용량은 예비력을 포함한 최대 부하수요량보다 커야 한다. 식 (2)은 이러한 제약조건을 정식화한 것으로, 발전설비용량을 합한 다음 최대 부하수요에 필요 예비력을 합한 값보다 커야 한다는 것을 의미한다.

$$\sum_{i=1}^I X_i P U_i \geq P_{t_y} + R_{t_y} \quad (2)$$

$$t_y \in T_y^{\max}; y \in Y^{\max}$$

단,  $T_y^{\max}$ 는 연계계통의 연간 최대부하가 발생하는 시점이며,  $Y^{\max}$ 는 최대 부하가 발생하는 계절을 나타낸다.  $P_{t_y}$ 와  $R_{t_y}$ 는 각각  $t_y$  시간대에서의 부하수요와 필요한 예비력을 나타내며,  $X_i P U_i$ 는 목표년도에서의  $i$ 전원유형의 발전설비용량을 나타낸다. 전력계통은 매 순간 수급균형이 이루어져야 하는 특성을 갖는다. 식 (3)은 이러한 수급균형 제약조건을 나타내는 것으로서, 각 계절별, 시간대별 발전량은 계절별 시간대별 부하와 양수발전을 위해 필요한 설비용량을 합한 값과 같거나 커야 한다는 것을 의미한다.

$$\sum_{i=1}^I x_y \geq P_{t_y} \quad (3)$$

$$t_y = 1, \dots, 48; y = 1, \dots, Y$$

단,  $x_y$ 는  $t_y$  시간대에서의  $i$ 전원유형 발전설비의 발전량을 나타낸다. 제약조건 (3)은 각 계절별, 시간대별로 주어진다. GATE-PRO 모형은 기존의 MEFISSET 모형에서와 같이 식 (3.4)를 통해 전원유형별 신규 발전설비의 증설에 제한을 가하는 제약조건을 부과한다.

$$N_i^0 \leq X_i P U_i \leq N_i^M, \quad (4)$$

$$i = 1, \dots, I$$

단,  $N_i^0$ 는 기준연도에서의  $i$ 전원유형 발전설비용량을 나타내고,  $N_i^M$ 는 목표연도에서의 발전설비용량의 상한을 나타낸다. 또한, GATE-PRO 모형에서는 식 (5)과 같이 각 노드별

전원유형에 따른 발전출력은 설비의 유지·보수 등 다양한 요인을 감안하여 계절별로 제한을 가할 수 있도록 하고 있다. 여기서  $a_{iy}^m$ 는  $y$ 계절,  $i$ 전원유형 발전설비의 이용 가능한 최대 운전용량이 설비용량에서 차지하는 비율을 나타낸다.

$$a_{iy}^m \cdot X_i PU_i \leq x_y \leq a_{iy} \cdot X_i PU_i \quad (5)$$

$$t_y = 1, \dots, 48; y = 1, \dots, Y$$

(2) 온실가스 감축정책을 반영한 GATE-PRO 모형

GATE-PRO 모형을 활용하여 설비계획을 수립할 경우, 탄소배출총량 제약조건은 시스템의 총량 제약, 모선별 배출량 제약 및 발전사별 배출량 제약 등 총 세 가지로 주어질 수 있다. 그러나 본 연구에서는 향후 우리나라의 온실가스 배출량 제약은 총량 제약의 형태로 부담될 것임을 고려하여 시스템 배출총량 제약의 경우만을 고려한다. 이 때 온실가스 배출총량 제약은 발전설비용량에 따른 배출량 제약이 아니라 발전설비의 발전량에 따른 배출량 제약이 적용된다. 이는 설비용량으로는 배출되는 탄소의 양을 정확히 산출하기 어렵기 때문이다. 또한 RPS 제도에 따라서 전체 발전량의 일정 비율을 신재생에너지원으로 의무 할당한다.

따라서 온실가스 감축정책을 고려한 방법론에서는 목적함수에 배출권거래제의 배출권구입비용과 RPS 제도에 따른 REC 구입비용을 추가한다.

$$\sum_{i=1}^I \sum_{y=1}^Y \sum_{t_y=1}^{48} c_i \tau_{t_y} x_y + \sum_{i=1}^I K_i (r + b_i) X_i PU_i + REC \times REC\_P + ET \times ET\_P \quad (6)$$

- REC : 신재생에너지 외부조달 거래량(kWh)
- REC\_P : 신재생에너지 외부조달 시장가격(원/kWh)
- ET : 탄소배출권(C-ton)
- ET\_P : 탄소배출권의 가격(원/C-ton)

탄소배출량 감축의무 이행 시 배출권거래는 탄소배출 감축의무량에서 구입한 배출권만큼 추가로 탄소를 배출할 수 있도록 유연성을 제공한다.

$$\sum_i \sum_y \sum_{t_y} x_y \times EF \leq EP_{system} + ET_{system} \quad (7)$$

신재생에너지의무할당제 도입에 따라 발전사업자는 목표연도의 신재생에너지의무량을 만족해야하며 또한 공급량의 일정비율을 태양광에너지로 공급해야한다.

$$\sum_{i=5}^I \sum_y \sum_{t_y} x_y \geq RPS_{system} \quad (8)$$

$$\sum_{i=6}^I \sum_y \sum_{t_y} x_y \geq RPS\_Solar_{system} \quad (9)$$

위 제약조건들은 온실가스 감축정책을 고려한 발전사업자의 설비계획의 제약조건이 되며 국가, 지역 그리고 회사별 거래로 확대·적용될 수 있다.

3.2.3 결과 및 분석

(1) 기본 입력자료

○ 목표연도 - 본 논문에서는 향후 시간에 따라 탄소배출 제약과 신재생의무부담비율이 변화하므로 다음 표 2와 같이 목표연도를 설정하였다.

표 2 목표연도

Table 2 Target year

(단위: %)

구분	단기			중기			장기		
Target Year	2013년			2017년			2020년		
탄소배출 제약 <sup>1)</sup>	-5	-10	-15	-15	-20	-25	-25	-30	-35
신재생 에너지 의무량 <sup>2)</sup>	2.5			5			8		

○ 부하특성 자료 - 부하특성 자료로는 시간대별 부하를 이용하며, 매 시간대 별 부하는 근무일(weekday)과 공휴일(weekend)로 구분한다. 시간대별 부하패턴은 2009년 각 계절의 주중과 주말의 대표일의 시간대별 발전량을 바탕으로 작성하였다. 아래의 표 6의 부하율은 각 목표연도에 모두 동일하다고 가정한다.

표 3 각 시간대별 부하율<sup>3)</sup>

Table 3 Load factor for each period

TYPE	Winter		Spring		Summer		Autumn		
	근무일	공휴일	근무일	공휴일	근무일	공휴일	근무일	공휴일	
부하율 (%)	1	86.6	82.2	76.3	70.2	71.2	67.9	73.8	65.5
	2	83.2	79.0	72.3	66.7	68.6	65.5	70.4	62.8
	3	80.9	76.5	70.2	64.9	67.5	64.5	69.1	61.5
	4	79.3	74.5	69.2	64.0	66.9	63.7	68.7	61.1
	5	78.8	73.7	69.5	64.3	66.8	63.5	69.4	61.5
	6	79.2	73.5	70.8	65.1	67.3	63.7	70.6	62.2
	7	80.6	73.2	72.7	65.8	69.4	64.9	72.6	62.8
	8	82.6	72.2	74.7	66.0	72.5	66.2	74.8	63.2
	9	85.8	71.6	77.5	67.2	78.7	68.9	78.2	64.5
	10	90.4	73.0	81.3	69.3	85.4	72.1	82.1	66.4
	11	91.5	73.9	82.0	70.2	88.1	74.3	83.4	67.3
	12	91.4	73.9	82.2	70.5	89.4	75.4	83.6	67.6
	13	85.5	71.8	77.1	68.4	85.9	73.4	79.1	65.9
	14	87.8	72.2	79.6	69.8	89.4	75.5	82.4	67.2
	15	88.9	72.2	81.0	70.2	90.4	76.1	83.8	67.6
	16	88.2	71.6	80.4	69.8	89.9	75.5	83.6	67.2
	17	88.5	71.5	80.3	69.5	89.7	75.0	83.6	66.9
	18	90.0	72.8	79.5	69.2	88.0	74.0	84.3	67.3
	19	91.3	75.3	80.1	69.9	86.3	73.9	85.6	69.8
	20	90.2	75.9	82.9	72.9	87.0	75.7	85.6	71.0
	21	88.6	76.2	82.5	74.1	87.1	77.2	83.9	70.6
	22	87.2	76.3	81.3	73.8	84.4	75.9	82.2	69.9
	23	92.2	82.3	84.8	76.7	83.2	75.6	84.3	71.9
	24	92.1	83.0	82.6	74.0	78.3	71.4	81.4	69.0

1) 본 논문의 시나리오로 구성함. 시간에 따라 제약이 높아질 것 가정  
 2) 신재생에너지촉진법 시행령, 본 논문의 표 1 참고.  
 3) "RPS제도 도입에 따른 국내 장기 전원구성 변화에 관한 연구", 이경인의, 2009

표 4 우리나라의 근무일/공휴일 일수

Table 4 The days of working day and holiday of Korea

TYPE	근무일	공휴일
Winter	64	28
Spring	63	28
Summer	60	30
Autumn	62	30

부하량은 전체 설비용량 대비 현재 한 발전회사의 설비용량의 비율로 전체 부하량<sup>4)</sup>을 가정하였다. 또한 최대부하는 제 4차 전력수급계획을 토대로 수요관리 후의 값을 적용하였다.

표 5 연도별 전력수요

Table 5 Annual electricity demand

TYPE	2013	2017	2020
최대부하 (MW)	8,307	11,644	11,911
총 전력소비량 (GWh)	55,852	58,790	59,765

표 6 전원 유형

Table 6 Type of power (단위: MW)

TYPE		2013년	2017년	2020년	단위 설비 용량
		기존 설비용량	기존 설비용량	기존 설비용량	
Fossil	LNG	2,807	2,947	3,095	500
	OIL	903	948	996	500
	Coal	4,881	5,125	5,381	500
NRE <sup>5)</sup>	Wind	31	87	92	40
	Solar	1	4	4	1
	외부조달	0	0	0	1

표 7 CO2 배출계수 및 배출비용

Table 7 Coefficient and cost of CO2 emission

	LNG	중유	석탄
CO2 배출계수 <sup>6)</sup> (TON-C / MWh)	0.157	0.215	0.278
CO2 배출비용 <sup>7)</sup> (원/TON-C)	32,000		

○ 전원 유형 - 전원 유형으로는 크게 화석에너지원과 신재생에너지원이 있으며 입력 자료로 사용된 데이터는 아래와 같다. 특히 양수발전의 경우 향후 화력5사에서 한국수

4) 전체 부하량의 약 12%로 가정.

5) New Renewable Energy, 신재생에너지

6) 전기학회논문지 제56권 제3호(2007년 3월) PP.481-490

7) 4차 전력수급기본계획

력원자력으로 이관<sup>8)</sup>된다고 가정하여 본 사례연구에서는 배제하도록 한다. 2017년과 2020년도의 각 발전기 기존 설비용량은 4차 전력수급기본계획의 부하증가율을 기준으로 반영한다. 또한 현재 정부는 신에너지 및 재생에너지개발·이용·보급촉진법 및 동법 시행령에 따라 선진국과 기술격차가 적어 기술개발을 통한 실용가능화가 가능한 태양광, 풍력의 전원의 기술 개발에 대해 집중 지원함으로써 향후 신재생에너지 전원의 원가절감을 다음과 같이 예상한다. 따라서 아래 표 8의 신재생에너지 기술개발 목표를 반영한다.

표 8 신재생에너지 기술개발 목표<sup>9)</sup>

Table 8 The technical development goal of Renewable energy

(단위: 백만원/kW)

	SOLAR	WIND
2006년 비용	8.8	1.77
2020년 개발 목표	8	1.3

또한 RPS 제도에 따른 발전사업자는 신재생에너지원의 건설을 통한 내부생산을 할 수도 있지만, 외부의 REC 거래시장을 통하여 신재생에너지 의무량을 조달할 수 있다. REC의 가치는 얼마로 정해지는 것이 아니라 REC 거래시장에서 거래되는 시장가격으로 정해지기 때문에 확실하게 예상할 수 없지만, 본 논문에서는 해외 인증서 가격<sup>10)</sup>을 참조하여 국내의 신재생에너지공급인증서 시장가격을 아래 표 9와 같이 가정하였다.

표 9 신재생에너지공급인증서 시장가격

Table 9 The market price of Renewable Energy Certificate

(단위: 원/MWh)

30,000	40,000	50,000
--------	--------	--------

○ 사례연구 시나리오 및 결과 - 본 논문에서는 목표연도에 따라 탄소배출제약과 신재생에너지공급인증서(REC)의 시장가격을 변화시켜 시나리오를 가정하여 결과를 도출하였다.

표 10 사례연구 시나리오

Table 10 Scenario of case study

시나리오	2013년		2017년		2020년	
	탄소배출 제약 無	시나리오 V-1	탄소배출 제약 無	시나리오 V-2	탄소배출 제약 無	시나리오 IX-1
오 I-1	REC 가격 : 30,000원		REC 가격 : 30,000원		REC 가격 : 30,000원	
오 I-2	REC 가격 : 40,000원		REC 가격 : 40,000원		REC 가격 : 40,000원	

8) "경쟁과 효율성을 높이는 방향으로 전력산업 개편 제언", KDI, 2010

9) 에너지관리공단 홈페이지, 프로젝트 및 일반산업

10) 미국 캘리포니아 주 인증서 가격: \$30~\$50/MWh, 미국 텍사스 주 인증서 가격 : \$30~\$40/MWh, 지식경제부 홈페이지

시나리오 I-3	탄소배출 제약 無	시나리오 V-3	탄소배출 제약 無	시나리오 IX-3	탄소배출 제약 無
	REC 가격 : 50,000원		REC 가격 : 50,000원		REC 가격 : 50,000원
시나리오 II-1	탄소배출 제약 -5%	시나리오 오VI-1	탄소배출 제약 -15%	시나리오 오X-1	탄소배출 제약 -25%
	REC 가격 : 30,000원		REC 가격 : 30,000원		REC 가격 : 30,000원
시나리오 II-2	탄소배출 제약 -5%	시나리오 오VI-2	탄소배출 제약 -15%	시나리오 오X-2	탄소배출 제약 -25%
	REC 가격 : 40,000원		REC 가격 : 40,000원		REC 가격 : 40,000원
시나리오 II-3	탄소배출 제약 -5%	시나리오 오VI-3	탄소배출 제약 -15%	시나리오 오X-3	탄소배출 제약 -25%
	REC 가격 : 50,000원		REC 가격 : 50,000원		REC 가격 : 50,000원
시나리오 III-1	탄소배출 제약 -10%	시나리오 오VII-1	탄소배출 제약 -20%	시나리오 오XI-1	탄소배출 제약 -30%
	REC 가격 : 30,000원		REC 가격 : 30,000원		REC 가격 : 30,000원
시나리오 III-2	탄소배출 제약 -10%	시나리오 오VII-2	탄소배출 제약 -20%	시나리오 오XI-2	탄소배출 제약 -30%
	REC 가격 : 40,000원		REC 가격 : 40,000원		REC 가격 : 40,000원
시나리오 III-3	탄소배출 제약 -10%	시나리오 오VII-3	탄소배출 제약 -20%	시나리오 오XI-3	탄소배출 제약 -30%
	REC 가격 : 50,000원		REC 가격 : 50,000원		REC 가격 : 50,000원
시나리오 IV-1	탄소배출 제약 -15%	시나리오 오VIII-1	탄소배출 제약 -25%	시나리오 오XII-1	탄소배출 제약 -35%
	REC 가격 : 30,000원		REC 가격 : 30,000원		REC 가격 : 30,000원
시나리오 IV-2	탄소배출 제약 -15%	시나리오 오VIII-2	탄소배출 제약 -25%	시나리오 오XII-2	탄소배출 제약 -35%
	REC 가격 : 40,000원		REC 가격 : 40,000원		REC 가격 : 40,000원
시나리오 IV-3	탄소배출 제약 -15%	시나리오 오VIII-3	탄소배출 제약 -25%	시나리오 오XII-3	탄소배출 제약 -35%
	REC 가격 : 50,000원		REC 가격 : 50,000원		REC 가격 : 50,000원

표 11 시나리오별 발전비용

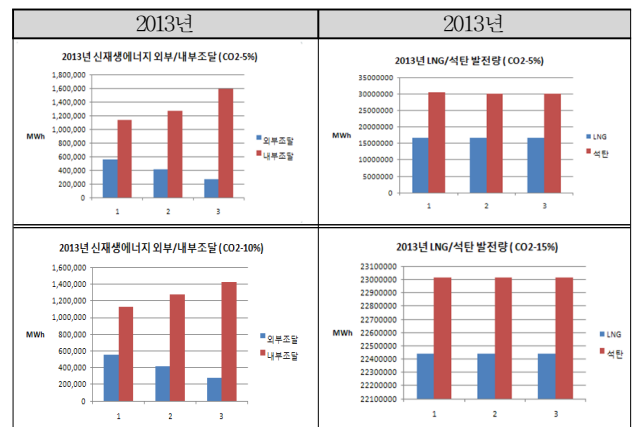
Table 11 Generation cost for each scenario

	2013년		2017년		2020년
시나리오 I-1	1.68200 조원	시나리오 V-1	2.00123 조원	시나리오 IX-1	2.31018 조원
시나리오 I-2	1.68220 조원	시나리오 V-2	2.00124 조원	시나리오 IX-2	2.31021 조원
시나리오 I-3	1.68224 조원	시나리오 V-3	2.00129 조원	시나리오 IX-3	2.31025 조원
시나리오 II-1	+1.0200 십억 원	시나리오 VI-1	+3.0523 십억 원	시나리오 X-1	+7.9202 십억 원
시나리오 II-2	+1.0202 십억 원	시나리오 VI-2	+3.0646 십억 원	시나리오 X-2	+7.9903 십억 원
시나리오 II-3	+1.0288 십억 원	시나리오 VI-3	+3.0752 십억 원	시나리오 X-3	+7.9993 십억 원
시나리오 III-1	+2.0202 십억 원	시나리오 VII-1	+5.1326 십억 원	시나리오 XI-1	+8.8202 십억 원
시나리오 III-2	+2.0214 십억 원	시나리오 VII-2	+5.1445 십억 원	시나리오 XI-2	+8.8901 십억 원
시나리오 III-3	+2.0856 십억 원	시나리오 VII-3	+5.3268 십억 원	시나리오 XI-3	+8.9502 십억 원
시나리오 IV-1	+2.8801 십억 원	시나리오 VIII-1	+7.2812 십억 원	시나리오 XII-1	+13.2045 십억 원
시나리오 IV-2	+2.8914 십억 원	시나리오 VIII-2	+7.2945 십억 원	시나리오 XII-2	+13.2364 십억 원
시나리오 IV-3	+2.8974 십억 원	시나리오 VIII-3	+7.4195 십억 원	시나리오 XII-3	+13.2723 십억 원

위의 표 11은 해당 연도의 탄소배출량제약이 없을 경우와 비교한 비용 증가를 보여준다. 발전사업자의 발전비용은 REC 가격변화보다는 탄소배출량 제약에 따라 비용이 상승하는 것을 볼 수 있다. 이는 REC 가격 상승에 영향을 받는 REC의 외부구입 보다는 신재생에너지 자체 내부조달로 신재생에너지 공급의무량을 달성한다는 것을 알 수 있다. 표 12는 목표연도의 해당 REC 가격변화에 따른 신재생에너지의 내부조달과 외부조달을 보여준다. 시간이 흐름에 따라 내부조달의 비율이 더욱 증가함을 알 수 있다. 이는 신재생에너지의 기술개발에 따른 발전단가의 감소로 내부조달의 비중이 증가함을 알 수 있다. 또한 탄소배출권 제약의 변화는 화석에너지원에서 석탄에서 LNG로의 연료전환을 가져왔다.

표 12 시나리오별 신재생에너지 내부/외부조달 (좌)

Table 12 Internal/external obtain of Renewable energy for each scenario (Left)



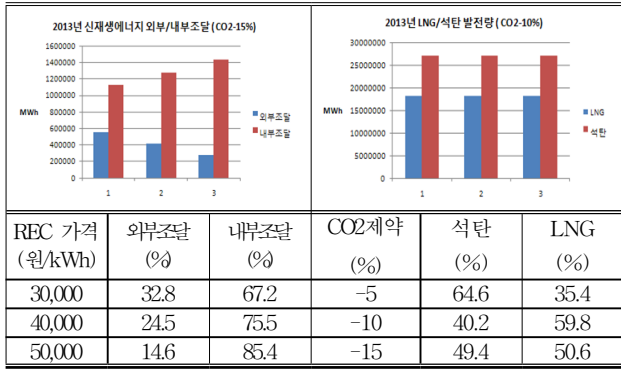
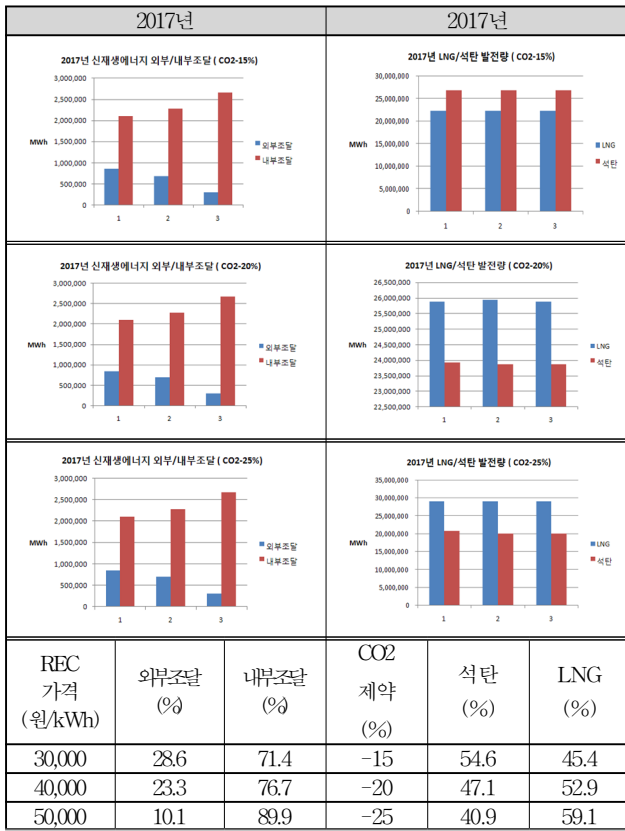
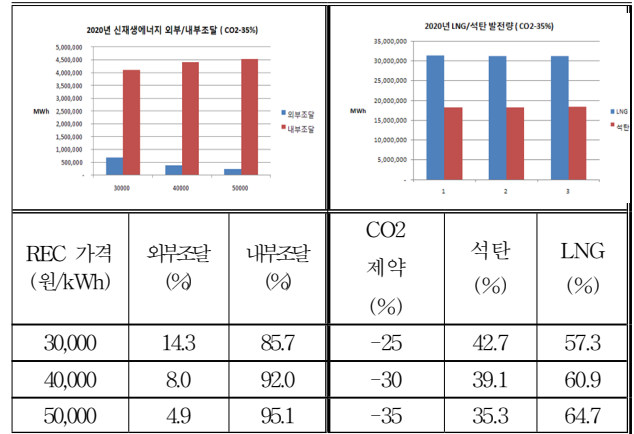


표 13 시나리오별 LNG/석탄 발전량 (우)

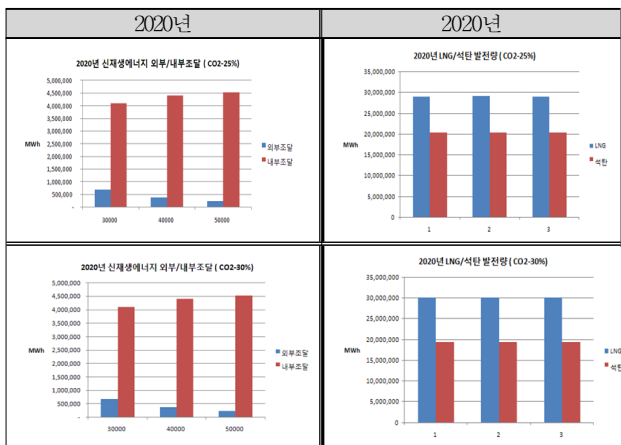
Table 13 LNG/ Coal generation for each scenario (Right)



마지막으로 본 논문에서 가정한 발전사업자의 전원구성의 변화를 보여준다. 표 14는 목표연도별 탄소배출제약에 따라 석탄에서 LNG로의 연료 전환을 알 수 있다. 즉 REC 가격 변화로는 내부/외부 조달의 비가 변화하였지만 탄소배출제약에 따라 전원 구성이 변화한다는 것을 도출하였다.

표 14 목표연도별 전원구성

Table 14 Power Configuration for each target year





### 3.3. 사례연구 2 : 신재생에너지 공급할당 비율 도출

#### 3.3.1 사례연구 방법

앞서의 GATE-PRO모형은 비용측면을 고려한 전원구성안이다. 하지만 신재생에너지원의 경우 화석에너지원에 비해 기술적 요인보다 정책적 요인이 에너지 보급에 많은 부분을 차지한다. 또한 발전사업자는 비용최소화만이 의사결정의 최고요인이 될 수 없다. 기업은 내/외부 기술수준, 재무상태, 사업환경 등 비용외적인 요소도 반영하여 의사결정을 할 것이다. 따라서 사례연구 2에서는 우위도 평가를 통해 발전사업자의 신재생에너지원 전원 구성을 알아본다. 우위도 평가는 신재생에너지 전원구성에 전원별 비중을 설정하기 위해 수행하며 우위도가 높은 전원일수록 신재생에너지공급 부족량을 충당하기 위한 전원구성에 높은 비중을 할당한다.

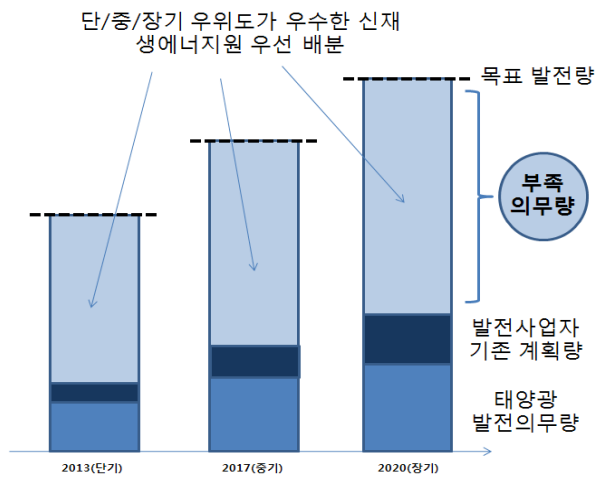


그림 4 우위도 평가를 통한 신재생에너지 공급 부족량 할당 개요

Fig. 4 Shortage of Renewable energy by evaluation of edge

#### 3.3.2 신재생에너지 우위도 평가

우위도 평가는 전산모형으로 고려할 수 없는 비용외의 요소를 고려하기 위해 사용하였다. 목표연도에 따라 신재생에너지원별 우위도가 높은 전원일수록 신재생에너지 공급 부족량을 충당하기 위한 전원구성에서 높은 비중을 할당 받는다. 또한 단기, 중기, 장기의 목표연도 별로 우위도 평가기준은 동일하다 시간의 흐름에 따라 평가 기준에 가중치를 다르게 적용하여 시간의 흐름을 반영하였다.

○ 목표연도 - 단기와 중장기에 우위도 평가기준은 동일하나 평가기준에 가중치를 다르게 적용하여 시간의 흐름을 반영하였다.

○ 평가기준 - 위의 6개 신재생에너지원에 대해서 표 17과 같이 평가기준을 정하였다.

○ 대상전원 - 본 논문에서는 신재생에너지원에 대해 별도의무량을 가지고 있는 태양광을 제외한 육상 풍력, 소수력, 연료전지, 바이오매스, 폐기물만 반영한다. 아래 표 16은 대상전원의 기술지표를 나타낸다.

표 15 목표연도

Table 15 Target year

구분	단기	중기	장기
Target Year	2013년	2017년	2020년
신재생에너지 의무량	2.5%	5%	8%

표 16 신재생에너지 대상전원 및 기술지표

Table 16 The target power and technical indicators of Renewable energy

구분	육상 풍력	해상 풍력	소수력	연료전지	바이오매스	폐기물
기준	평창	유럽 11)	영흥	일산 연료전지	동서발전	원주
운전유지 비율 <sup>12)</sup> (%)	2	3	1.57	9	6	6
이용율 (%)	27	35	45.3	90	85	75
감가상각 기간 (년)	20	20	30	15	30	30

표 17 신재생에너지 우위도 평가기준

Table 17 Standard for evaluation of edge of Renewable energy

구분	내용
건설기간	사업허가 시점으로부터 준공시점까지 걸리는 기간 ☞ 건설기간이 단기인 전원일수록 초기 의무이행에 용이
기술수준	국외대비 국내 신재생에너지 기술수준 ☞ 기술수준이 높을수록 안정적 발전소 건설 가능
내부조달 REC 확보단가 <sup>13)</sup>	내부조달로 하나의 REC를 확보하기 위한 비용 ☞ REC 확보단가가 낮을수록 발전사업자의 의무이행 비용 감소
부존 잠재량	각 원별 국내 부존 잠재량 ☞ 잠재량이 높을수록 발전원 확보에 용이
정책적 지원여부	정부 주도하에 전략적 육성 지원되고 있는지의 여부 ☞ 정책적 지원이 되는 전원은 향후 시장 활성화 용이

또한 시간의 흐름을 반영하기 위해 목표연도별로 평가기준 가중치를 달리 적용한다.

11) 영국 및 덴마크, “풍력에너지의 경제성”, 한국과학기술정보원, 2009  
12) 발전소 건설의 총 투자액 대비 연간 발전소 운영에 소요되는 비용의 비율, 발전차액지원 기준가격 수립 시 적용된 지표임.  
13) 내부조달 REC 확보단가 = 내부조달 단가 ÷ 가중치

표 18 신재생에너지 우위도 평가기준별 가중치<sup>14)</sup>

Table 18 Weight for each evaluation of edge standard of Renewable energy

구분	2013년 (단기)	2017년 (중기)	2020년 (장기)
건설기간	0.4	0.2	0
기술수준	0.1	0.1	0.1
내부조달 REC 확보단가	0.3	0.3	0.3
부존 잠재량	0.1	0.2	0.3
정책적 지원 여부	0.1	0.2	0.3

6개 신재생에너지원의 건설기간이 12~51개월 이므로 단기에는 많은 가중치를 부여하고 장기의 경우 건설기간에 따른 변별력이 없어 가중치를 부여하지 않았다. 그리고 기술수준과 내부조달 REC 확보단가의 경우는 시간의 흐름에 따라 영향을 받기 보다는 신재생에너지원별 자체 변별력을 가지고 있으므로 서로 같은 가중치를 부여하였다.

마지막으로 부존 잠재량과 정책적 지원여부의 경우는 시간의 흐름에 따른 발전원 확보 또는 시장 활성화 측면을 고려하여 차등적으로 가중치를 부여하였다.

표 19 신재생에너지 우선순위별 비중

Table 19 Weight for each priority of Renewable energy

우선순위	2013년 순위별 비중 (%)	2017년 순위별 비중 (%)	2020년 순위별 비중 (%)
1	50	35	35
2	30	30	30
3	20	20	20
4	0	10	10
5	0	5	5
6	0	0	0

위의 표 19는 각 평가항목의 우선순위별 비중을 보여준다. 2013년의 경우 단기 기간으로 판단하여 기술이 미성숙된 해상풍력과 건설기간이 장기인(48개월 이상) 바이오매스와 폐기물은 고려 전원에서 배제한다. 또한 2017년과 2020년의 중/장기인 경우 상대적 잠재량이 부족한 소수력을 고려 전원에서 배제한다.

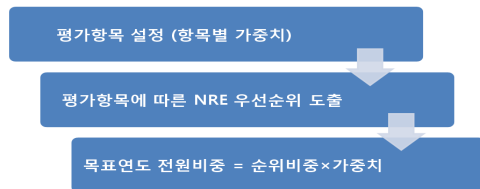


그림 5 우위도 평가에 따른 신재생에너지 공급 부족량 할당도출 순서

Fig. 5 Deduction sequence of Renewable energy supply deficit based on evaluation of edge

14) 목표연도별 차이를 주기위해 본 논문에서 가정된 가중치임. 향후 신재생에너지 전원의 비용외적 요소를 반영하기 위함.

위와 같이 설정된 평가항목 가중치와 우선순위 비중을 바탕으로 위 그림 5와 같이 목표연도별 신재생에너지 전원구성도를 도출한다.

### 3.3.3 결과 및 분석

#### (1) 건설기간

바이오매스와 폐기물의 경우 건설기간이 같으므로 우선순위 비중을 동일하게 부여한다.

#### (2) 기술수준

기술수준은 08년도 국외대비 국내 신재생에너지 기술수준을 바탕으로(15)으로 분석하였다.

표 20 건설기간 평가항목에 따른 우선순위 비중

Table 20 Priority weight based on evaluation item of construction period

	건설 기간 (개월)	2013년 (%)	2017년 (%)	2020년 (%)
연료전지	12	50	35	35
소수력	21	30	-	-
육상풍력	25	20	30	30
바이오 매스	48	-	15	15
폐기물	48	-	15	15
해상풍력	51	-	5	5

표 21 기술수준 평가항목에 따른 우선순위 비중

Table 21 Priority weight based on evaluation item of level of technology

	기술 수준 (%)	2013년 (%)	2017년 (%)	2020년 (%)
연료전지	86.9	50	30	30
소수력	83	30	-	-
육상풍력	80	20	20	20
바이오매스	75.1	-	10	10
폐기물	90.4	-	35	35
해상풍력	70	-	5	5

#### (3) 부존잠재량

연료전지와 바이오매스의 경우 국외에서 연료를 공급 받으므로 잠재량이 상대적으로 무한하다고 가정하였다.

15) 그린에너지 전략 로드맵, 지식경제부 한국에너지기술평가원, 2009

**표 22** 부존잠재량 평가항목에 따른 우선순위 비중  
**Table 22** Priority weight based on evaluation item of blessed resource

구분	부존잠재량 (TOE)	2013년 (%)	2017년 (%)	2020년 (%)
연료전지	∞	50	35	35
소수력	1,819	20	-	-
육상풍력	43,795	30	10	10
바이오매스	∞	-	35	35
폐기물	5,913	-	5	5
해상풍력	93,506	-	15	15

(4) 정책적 지원여부

신재생에너지원의 REC 확보단가를 도출하기 전, 우선 신재생에너지원별 기술이 발전에 따른 건설단가 하락을 반영한 건설비를 도출한다.

**표 23** 정책적 지원여부 평가항목에 따른 우선순위  
**Table 23** Priority based on evaluation item of political support

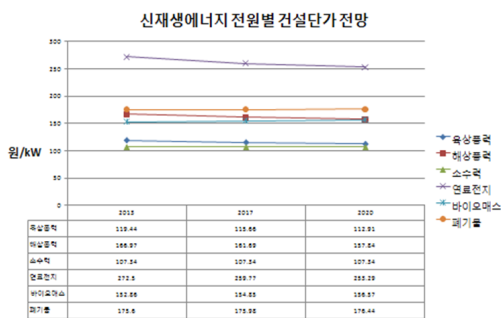
구분	정책적 지원여부	2013년 (%)	2017년 (%)	2020년 (%)
연료전지	지원	40	30	30
소수력	미지원	20	-	-
육상풍력	지원	40	30	30
바이오매스	미지원	-	5	5
폐기물	미지원	-	5	5
해상풍력	지원	-	30	30

(5) 내부조달 REC 확보단가

아래 표 24는 연평균 건설단가 감소율을 보여준다.

**표 24** 신재생에너지원 연평균 건설단가 감소율  
**Table 24** Annual average reduction of construction cost

구분	육상풍력	해상풍력	소수력	연료전지	바이오매스	폐기물
연평균 건설단가 감소율 <sup>16)</sup> (%)	0.8	0.8	0	4.52	0.43	0.44



**그림 6** 신재생에너지 전원별 건설단가 전망  
**Fig. 6** Construction cost outlook of Renewable energy type

16) Power Generation Cost Assumptions(OECD/IEA 20008)

**표 25** 신재생에너지 전원별 REC 가중치  
**Table 25** REC weight of Renewable energy type

구분	육상풍력	해상풍력	소수력	연료전지	바이오매스	폐기물
가중치 (정부안)	1.0	1.5	1.0	2.0	1.0	0.5

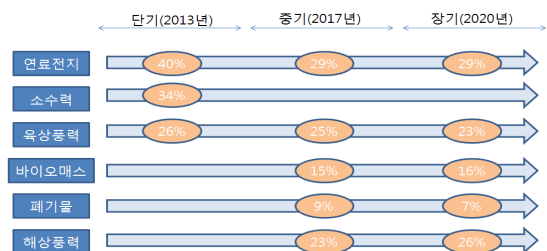
위의 그림 6의 신재생에너지원 건설단가에 신재생에너지원 REC 가중치를 고려하여 내부조달 REC 확보단가(원/REC)를 도출한다.

**표 26** REC 확보단가에 따른 우선순위 비중  
**Table 26** Priority weight by REC unit

구분	내부조달 REC 확보단가 (2013년)	내부조달 REC 확보단가 (2017년)	내부조달 REC 확보단가 (2020년)	2013년 (%)	2017년 (%)	2020년 (%)
연료전지	135.42	131.68	127.93	20	20	20
소수력	107.34	107.34	107.34	50	-	-
육상풍력	118.96	116.41	113.83	30	30	30
바이오매스	247.45	246.185	244.92	-	10	10
폐기물	351.29	350.01	348.72	-	5	5
해상풍력	110.87	108.48	106.09	-	35	35

(6) 우위도 평가에 따른 공급부족량 할당 비율

평가 항목별 우선순위를 통해 아래 그림 7과 같은 신재생에너지 공급부족량에 대한 할당 비율을 도출하였다.



**그림 7** 신재생에너지 공급부족량 공급 할당비율  
**Fig. 7** Renewable energy supply allocation ratio of supply deficit

본 논문에서 가정된 우위도 평가는 발전사업자의 신재생에너지원의 기존 계획량을 제외한 의무량 대비 공급부족량에 대한 신재생에너지 할당 비율을 도출한 결과이다. 결과를 살펴보면 2013년(단기)에는 건설기간이 짧은 연료전지의 비중이 높았으며(40%), 중장기에는 평가항목 중 부존잠재량과 정책적 지원여부를 통해 시간이 흐를수록 육상풍력과 바이오매스의 비중 증가를 알 수 있었다.

#### 4. 결론 및 향후연구

우리나라는 녹색성장 정책의 일환으로 에너지 다소비산업인 전력부문에 배출권거래제와 신재생에너지의무할당제의 도입이 현실화되었다. 두 가지 온실가스 감축정책은 발전사업자에게 최소 비용으로 발전하기 위한 하나의 경제적 수단이 필요할 것이다. 이익을 목적으로 하는 발전사업자는 최소의 비용으로 환경제약을 만족하는 전력공급을 하여야 한다. 하지만 발전사업자는 최소의 비용으로 환경제약을 만족하는 전력공급을 하기 위한 구체적인 방안이 미비한 상태이다.

이를 해결하기 위해 본 논문에서는 온실가스 감축정책을 고려한 GATE-PRO 모형을 통해 발전사업자의 대응방안을 도출하였다. 목표연도에 따라 탄소배출제약과 REC 가격을 변화하여 시나리오를 구성하였으며, 시나리오별 발전사업자의 총발전비용과 석탄/LNG 발전량과 신재생에너지 내부/외부조달의 비율을 알아보았다. 여기서 목표연도별 탄소배출제약에 따른 값싼 발전기가 충분히 발전하지 못하게 되므로 탄소배출제약이 증가함에 따라 총발전비용이 증가하였다. 즉 탄소배출제약은 석탄에서 LNG로의 연료전환을 가져왔다. 또한 REC 가격의 변화에 따라서는 총발전비용의 증가보다는 신재생에너지의 내부/외부 조달의 비율이 변화하였다. 그리고 신재생에너지 기술개발에 따라 동일 REC 가격에 대해 2020년에는 외부조달의 비율이 2013년도 보다 크지 않음을 알 수 있었다.

또한 발전사업자는 비용최소화만이 의사결정의 최고 요인이 될 수 없다. 발전사업자는 비용측면 이외에 내/외부 기술수준, 재무상태, 사업환경 등 비용외적인 요소도 반영하여 의사결정을 할 것이다. 따라서 본 논문에서 가정한 우위도 평가를 통해 신재생에너지의무할당제 도입에 따른 발전사업자의 공급부족량 할당 비율을 도출하였다. 이는 발전사업자의 신재생에너지 보급 방안에 참고자료로 활용될 수 있을 것이라 본다. 즉, 발전사업자의 신재생에너지원 공급의무량을 달성하기 위한 로드맵 작성 시 비용측면 뿐만 아니라 건설기간, 기술수준, 부존잠재량, 정책적 지원여부등 비용외적인 부분이 반드시 고려되어야 할 것이다. 따라서 전력분야의 온실가스 배출규제와 신재생에너지공급의무화는 추가적 비용 상승의 위험요소이다. 그러나 발전사업자는 배출권시장과 신재생에너지시장과의 비용효과적인 연계 운영은 추가비용의 신속한 내재화를 이루어 낼 수 있다.

향후 연구에서는 우리나라 시장전체의 온실가스 감축정책을 반영한 최적운영방안에 대한 연구가 필요하다. 이는 온실가스 감축에 따른 국가적 차원의 리스크를 효과적으로 관리 및 헤지 하여 지속가능한 녹색성장을 이루기 중요한 열쇠를 찾는 연구가 될 것으로 생각한다.

#### 참 고 문 헌

[1] 김발호, “배출권제도가 장기 전원구성에 미치는 영향 분석”, 2007.05  
 [2] 한국전력거래소, “RPS 제도의 개요 및 도입방안 (1)”, 2008  
 [3] 김영창, “발전설비 투자이론”, 에경 M&B, 2006.7  
 [4] 노희진외, “해외 탄소배출권시장 동향 및 국내 육성 방향”, 자본시장연구원, 2009.11  
 [5] 유동현외, “온실가스 감축정책 도입에 따른 전원구성

전략방안 연구”, 에너지경제연구원, 2010.06  
 [6] 고동수, “스마트그리드·배출권거래제 도입에 따른 전력산업 선진화 방안”, 산업연구원, 2009.12  
 [7] 이준구, “미시경제학”, 제 2 판, 법문사, 1995.  
 [8] 김광인외, “전력경제(발전설비 투자이론)”, KPX, 2003  
 [9] 정구형, “동북아 전력계통 연계에 따른 경제성 분석”, Trans, KIEE, Vol. 55A, No. 2, FEB. 2006, pp.76-84  
 [10] 김양일, “CO2 배출량 제약과 배출권거래를 고려한 설비계획 방법론 개발에 관한 연구”, 2006  
 [11] 지식경제부, “제 4차 전력수급기본계획”, 2008.12  
 [12] 이정인, “RPS제도 도입에 따른 국내 장기 전원구성 변화에 관한 연구”, 대한전기학회, 2009.2  
 [13] 김광인, 김두중, 문연권, “배출권 거래가 현 전력시장에 미치는 영향”, 대한전기학회 하계학술대회 2007.7  
 [14] 에너지경제연구원, “탄소가격을 반영한 전력수급계획의 최적화 및 전력시장을 고려한 배출권거래제도 연구”, 2007.7.

### 저 자 소 개



#### 최 동 찬 (崔 東 燦)

1984년 1월 28일생, 2009년 홍익대 전자전기공학부 졸업. 2011년 동 대학원 전기정보제어공학과 석사 졸업. 2012년~현재 포스코엔지니어링 재직중.

Tel : 031-738-5410  
 Fax : 031-738-0466  
 E-mail : cdc768@naver.com



#### 한 석 만 (韓 錫 萬)

1976년 12월 5일생, 2002년 홍익대 전자전기공학부 졸업. 2004년 동 대학원 전기정보제어공학과 석사 졸업. 2009년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(공학박사). 2012년~현재 에너지관리공단 재직중.

Tel : 02-338-1621  
 Fax : 02-320-1119  
 E-mail : hseokman@gmail.com



#### 김 발 호 (金 發 鎬)

1962년 7월 12일생. 1984년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1984~1990년 한국전력공사 기술연구본부 전력경제연실 근무. 1992년 Univ. of Texas at Austin 전기공학과 졸업(석사). 1996년 동 대학원 졸업(공학박사). 1999년~현재 홍익대학교 전기정보제어공학과 교수

Tel : 02-320-1462  
 Fax : 02-320-1119  
 E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr