

Research Paper

## 저탄소 에너지 전환을 위한 2030년 최적전력구성비: 노후 원전 단계적 폐쇄와 INDC를 고려한 시나리오

김동윤\* · 황민섭\*\*

고려대학교 그린스쿨대학원\*, 서울연구원\*\*

### The Optimal Energy Mix in South Korea's Electricity Sector for Low Carbon Energy Transition in 2030: In Consideration of INDC and Sequential Shutdown of Decrepit Nuclear Power Plants

Dongyoon Kim\* · Minsup Hwang\*\*

KU-KIST GreenSchool, Graduate School of Energy and Environment, Korea University\*  
Department of Urban Management Research, The Seoul Institute\*\*

**요약** : 후쿠시마 사태 이후 형성된 원전에 대한 부정적인 여론은 몇몇 국가에서 '탈원전'이라는 정책으로 표출됐다. 한국도 문재인 정부가 들어서면서 원전의 비중을 단계적으로 낮추는 에너지 정책 전환 계획을 발표했다. 이로써 기후변화와 에너지 안보라는 두 가지 문제를 동시에 해결할 주요 에너지원으로 꼽혔던 원전 사용에 제한이 발생했다. 이 연구는 원전의 단계적 폐쇄를 주요 내용으로 하는 에너지 정책 전환 이행과 기후변화체제라는 상황 속에서 2016년부터 2030년까지 한국의 최적전력구성비를 찾는 것이 목적이다. 최적전력구성비는 시간당 전력수요와 INDC를 최소비용으로 만족하는 구성비를 의미한다. 이 연구에서는 선형계획법을 통해 에너지 정책 전환을 이행하는 시나리오와 원전을 2017년 수준으로 유지하는 시나리오로 나누어 비용을 비교분석했다. 그 결과 두 시나리오 모두 풍력은 2018년부터 꾸준히 증가하는 반면 태양광은 2021년부터 경제성을 갖춰 발전량이 대폭 늘어났다. 한편 총 비용은 에너지 전환 시나리오가 약 56조원으로 원전 유지 시나리오에 비해 약 5.5조원 더 비싼 것으로 나타났다.

**주요어** : 에너지 시스템 모형, 에너지 정책 전환, 재생에너지, 선형계획법, 자발적 감축목표

**Abstract** : After Fukushima incident, negative sentiment towards nuclear power has led to transition in policies that reduce the dependency on nuclear power in some countries. President Moon of Republic of Korea also announced a national plan of decommissioning retired nuclear power plants stage by stage. Therefore, nuclear power that once was considered the critical solution

First Author: Dongyoon Kim, KU-KIST GreenSchool, Graduate School of Energy and Environment, Korea University, Seoul 02841, Korea, Tel: +82-2-3290-5973, E-mail: east.y.kim@gmail.com

Corresponding Author: Minsup Hwang, Department of Urban Management Research, The Seoul Institute, Seoul 06756, Korea, Tel: +82-2-2149-1126, E-mail: bohemi@si.re.kr

Received: 1 November, 2017. Revised: 22 November, 2017. Accepted: 23 November, 2017.

to energy security and climate change is now a limited option. This study aims to find an optimal energy mix in Korea's electricity system from 2016 through 2030 to combat climate change through energy transition with minimum cost. The study is divided into two different scenarios; energy transition and nuclear sustenance, to compare the total costs of the systems. Both scenarios show that electricity generated by wind technology increases from 2018 whereas that of photovoltaic(PV) increases from 2021. However, the total cost of the energy transition scenario was USD 4.7 billion more expensive than the nuclear sustenance scenario.

Keywords : Energy system modeling, energy transition, renewable energy, linear program, INDC

## I. 서론

2017년 6월 19일, 문재인 정부는 원전에 대한 의존도를 줄여나가는 것을 골자로 하는 '에너지정책 전환'을 선언했다. 정부는 그 일환으로 기술적 수명이 끝난 고리 1호기를 2017년 6월 영구 폐쇄했고 신고리 5,6호기의 공사를 일시 정지했다(The Minjoo Party of Korea Policy Committee 2017). 지금까지 원전은 두 차례의 석유파동 이후 제기된 에너지 안보 문제와 기후변화를 해결할 미래 청정에너지원으로 우리나라뿐만 아니라 많은 국가들의 전력 수급계획에서 중요한 위치를 점해왔다. 하지만 2011년 일본 후쿠시마 사태 이후 원전의 잠재적 위험성이 수면 위로 드러나게 됐고 이에 따라 원자력에 대한 반대 여론이 전세계적으로 높아지기 시작했다. 독일은 후쿠시마 사태 직후인 2011년 5월 당시 전력구성비에서 22.4%를 차지하던 원전을 2022년까지 모두 폐쇄하겠다는 결정을 내렸고(Pidd 2011), 프랑스는 발전량의 75%를 차지하던 원전을 2026년까지 50% 수준으로 낮추겠다고 발표했다(World Nuclear Association 2017a). 또한 대만은 최근 원전 재가동 이슈에도 불구하고 2025년까지 탈원전을 이룩하겠다고 했다(World Nuclear Association 2017b). 아직까지 탈원전이 전 세계적 대세라고는 할 수 없지만 원전에 대한 회의적인 목소리가 점진적으로 커지고 있는 것은 사실이다.

한편 국제사회는 2015년 12월 파리 기후변화협약 회의에서 '지구 상승 기온 산업화 이전 대비 2°C 이하로 억제'라는 공동의 목표를 위해 협력하기로 합의했다. 이를 위해 196개 당사국은 각국의 사정에 맞춰 자발적 감축목표(Intended Nationally Determined

Contributions; INDC)를 상향 제출했다. 우리나라도 2030년까지 'BAU(Business-as-usual) 대비 이산화탄소 배출량 37% 감축'이라는 목표를 세웠다(UNFCCC 2015). 이 중 특히 전력부문은 BAU 대비 19.4%인 64.5MtCO<sub>2</sub>를 저감하는 것으로 계획되어 가장 많은 감축량을 담당하게 되었다(Joint Ministry of the Office for Government Policy Coordination et al. 2016). 이 때문에 정부는 예정되어 있던 석탄 플랜트 건설을 취소하고 노후설비는 연료를 전환하거나 폐쇄하기로 계획했다(KMOTIE 2016). 이에 따라 발생하는 전력 설비감소를 감당하면서 탄소를 배출하지 않는 청정 에너지원으로 평가되었던 원전을 적극적으로 활용하고자 하였으나, 문재인 정부에서는 원전에 대한 의존도 또한 줄여나가고자 에너지 정책 전환을 추진하고 있다.

이런 맥락에서 태양광과 풍력 등 재생에너지가 대폭적인 가격하락을 이루어 내면서 원전을 대체할 수 있을 것이라는 낙관적인 전망도 나오고 있다. 이미 미국은 1984년 이후 처음으로 2017년 3월과 4월에 재생에너지의 발전량이 원자력 발전량을 넘어서며 이런 전망을 뒷받침했다(EIA 2017). 특히 태양광은 역사적으로 평균 20.9%의 학습률(Learning rate)<sup>1</sup>을 보이며(Fraunhofer ISE 2015) 최근 1년 사이에도 모듈가격이 2016년 1월, 약 USD 0.7/W에서 2017년 3월 약 USD 0.4/W까지 큰 폭으로 하락했다(KEXIM 2017). 풍력도 마찬가지로 평균 7%의 학습률로 꾸준

1) 특정 발전기술의 누적 설치용량이 2배가 될 때마다 비용이 감소하는 정도.

히 그 단가가 하락하고 있다(IEA 2013). 이들 에너지 원의 투자비용은 물론, 운용비의 감소 추세는 미래에도 유지될 것으로 전문가들은 전망하고 있다. 또한 이들 재생에너지의 최대 단점인 단속성을 보완할 수 있는 전력저장장치(Energy Storage System; ESS) 까지 그 비용이 낮아지고 있어 미래에는 이들 에너지가 차지하는 중요성이 높아질 것으로 예상된다.

이 연구는 이처럼 노후 원전과 석탄 플랜트가 폐쇄되는 한편 재생에너지 기술 단가가 감소하는 상황 속에서 INDC가 목표시점으로 설정한 2030년까지의 최적 전력구성비를 찾는 것이 목적이다. 글의 순서는 다음과 같이 이루어진다. 먼저 모형 분석 연구에 대한 소개와 선행 연구를 살펴볼 것이다. 그리고 한국 전력 시스템 모형의 구성과 그 유효성을 검증할 것이다. 마지막으로 이를 통해 도출된 전력 최적 구성비와 그에 대한 합의와 결론을 서술하는 것으로 마무리 될 것이다.

## II. 한국 전력 시스템 모형

### 1. 선행 연구

1970년대부터 등장한 에너지 시스템 모형은 에너지 부문에서 일어나는 여러 기술·경제적 효과와 상호 작용에 대해 분석하거나 예측하는 연구방법으로 각 광받아왔다(Pfenninger et al. 2014). 이러한 연구

방식은 현실의 데이터를 바탕으로 시나리오를 구성해 서로 다른 에너지 기술들과 시스템 구성 요인들의 작용과 관계를 설명한다. 이를 통해 에너지 시장의 이해 당사자들(stakeholders)의 의사결정을 돕는 것이다. 또한 모형 분석 결과를 통해 경제적 타당성, 환경 영향, 그리고 정책적 틀 등의 요인이 변수로써 에너지 부문에 미치는 영향을 파악할 수 있게 한다(Kost 2015). 한편 이런 모형들은 프로그램 전산에 소요되는 시간을 단축하거나 특정 부분에 집중하기 위해 지엽적인 부분은 생략하거나 단순화하기도 한다. 따라서 모형은 현실과 완전히 같지는 않으며, 단지 어떤 요인이 시스템 내에 미치는 잠재적 영향에 대한 이해를 돕는 수단일 뿐이라는 것을 인지해야 한다(Kost 2015). 다만 이런 모형 연구는 현재의 데이터로 미래 시나리오를 분석하며 단순 미래 예측으로 끝나는 것이 아니라, 도출된 결과가 다시 현재의 결정이나 계획에 영향을 미친다는 측면에서 의미를 가진다.

에너지 시스템 모형은 최적화하는 시간의 세밀도와 운용범위에 따라 다양한 종류가 존재한다. 시간 해상도와 클러스터화(aggregation) 범위는 모형의 목적에 따라 달라지는데 단일 기술의 발전이나 소규모 공동체의 전력수급은 1초나 1분 단위로 최적화를 하는 반면 Luderer et al. (2013)의 REMIND 모형과 같이 2005년~2100년의 전세계 혹은 독일(Schmid et al. 2012)의 에너지 설비를 예측하는 거시적 모델

	Time horizon	Electricity system tasks	Tool analysis	Aggregation/target
Operation Management	seconds	Generator dynamics Motor load dynamics Electronic shut-down	Transient stability management Power-frequency regulation	Modeling of one technology Modeling of small networks
	minutes	Demand Variation Power interchanges Maintain economic operation Frequency control	Economic dispatch Generation control Power flow Security/Fault analysis	Interaction of generation capacities  Power markets based on single transmission lines and single generation capacities
Operation Planning	hours days	Weekly generation planning Renewable energy penetration Storage level and operation Curtailment of renewables	Economic dispatch Demand prediction Weather prediction	Prediction models for demand, resources and prices
	weeks months	Seasonal generation planning Revision of power plants Seasonal storages	Demand prediction Maintenance planning Fuel Planning	Scenario approach Investment analysis
Expansion Planning	years	Demand growth Plant retirement/refurbishment Investment opportunities Targets of renewable energy	Generation expansion planning Transmission planning Scenario analysis	Class of technologies Regional aggregation

Figure 1. Tasks and time horizons in electricity system modeling (Kost 2015; Foley et al. 2010)

은 1년 단위의 시간 해상도로 최적화한다. 시간 세밀도와 모형의 목적의 관계는 Figure 1에 정리되어 있다. 2016년부터 2030년까지의 전력 시스템을 분석하는 이 연구는 재생에너지와 전력저장장치의 투입이 주요한 요소이기 때문에 전력 수급을 1시간 단위(연간 8,760시간)로 최적화했다.

그 동안 한국 미래 에너지 시스템 모형 분석에 HOMER, LEAP, 그리고 MARKAL 등을 활용한 연구가 다양하게 존재했다. 하지만 Kwon & Kim(2017)은 이 연구들이 주로 1년 단위로 산출해, 시시각각 출력이 변동하는 태양광, 풍력 등 재생에너지의 특성을 제대로 반영하지 못한다고 지적하였다. 생산량을 필요에 따라 통제할 수 있는 전통적 에너지원이 발전구성비의 주를 이루던 과거의 전력 시스템에서는 1년 단위의 시간해상도로도 분석이 가능했다. 하지만 점차 재생에너지가 전력시스템으로 확대 도입되는 추세에 따라 시간의 분석단위를 더욱 세밀하게 나눌 필요성이 생겨났다. 이런 필요에 따라 1년을 8,760시간으로 분절해 최적화하거나 계절별로 선택한 샘플 시간을 통해 최적화하는 모형 연구가 최근에 활발하게 진행되어 왔다(Connolly et al., 2010). 특히 독일의 REMod-D는 전력과 열부문의 수요를 재생에너지 중심으로 해결하는 미래의 시나리오를 1시간 단위로 분석했고(Palzer & Henning 2014), Fraunhofer ISE(2016)의 ENTIGRIS 모형 또한 독일 및 유럽 각각의 미래 전력부문을 1시간 단위로 최적화했다. 또한 Kost(2015)는 북아프리카의 전력시스템을 재생에너지가 전력 구성비에서 차지하는 비중에 따라 시나리오를 나누어 2050년까지 1시간 단위로 최적화를 했다. 이처럼 재생에너지가 전력부문에서 차지하는 비중이 큰 유럽에서는 높은 시간세밀도로 분석한 전력 시스템 모형 연구가 비교적 활발하게 진행되고 있다.

국내 미래 전력 시스템 시나리오 분석 중 1시간 단위로 전력수급을 계산해 최적화한 것은 Kwon & Kim(2017)의 연구가 있다. 이 연구는 LP 모형을 통해 2030년 한국의 NDC를 달성하기 위한 전력 부문의 시나리오를 원전확대와 원전유지 두 가지로 나누어 분석했다. 1시간 단위로 분석했기 때문에 시간에 따라 변동하는 수요와 재생에너지의 균형을 더욱 세

밀하게 조망하지만 최적화 시점을 2030년만 단면적으로 보여준다. 따라서 해마다 변동하는 수요와 연료 단가, 그리고 빠른 속도로 하락하는 재생에너지의 투자비와 기타 운용비가 반영되는 중간과정을 연속적으로 알 수 없다는 한계가 있다. 그리고 이 모형은 원전이 유지되거나 확대되는 시나리오로 분석했기 때문에 점진적인 원전 축소와 같은 에너지 전환 정책하의 전력구성비나 수급상황을 알기 어렵다.

이 연구는 현 정부가 발표한대로 2030년까지 수명을 다한 노후 원전들이 단계적으로 폐쇄될 때 NDC를 달성하기 위한 2030년의 최적 구성비를 1시간 단위로 분석했다. 또한 2016년의 최적구성비를 구하고 이를 통해 산출된 결과를 다시 그 다음 해의 외부 데이터로 입력하는 방식으로 반복해 2030년까지의 전력구성비를 구했다. 따라서 2016년부터 2030년까지 정부가 계획한대로 단계적으로 노후 석탄 및 원전 플랜트를 폐쇄했을 때 해마다 급격히 변화하는 전력구성비를 추적할 수 있다. 다만 송전선 구축이나 송전 제약, 원전 폐쇄 비용, 그리고 지역별 전력수요에 대한 정보가 제한되어 있었기 때문에 이를 고려할 수 없었다. 마찬가지로 개별 플랜트의 가동률이나 시간당 발전량을 알 수 없기 때문에 기술별로 군집화해 산출했다.

## 2. 모형의 구성

모형은 에너지 정책 전환 시나리오, 그리고 원전 유지 시나리오로 나누어져 있다. 에너지 정책 전환 시나리오 경우 2030년까지 수명이 다한 원전만 단계적으로 폐쇄하는 반면 원전 유지 시나리오는 원전의 설비용량이 2017년 수준으로 유지된다고 가정했다. 그 외의 모든 조건은 두 시나리오가 동일하다. 각각의 시나리오는 두 개의 제약조건과 목적함수, 그리고 목적함수를 이루는 수식들로 이루어져 있다. 두 개의 제약조건은 시간당 전력수급균형과 INDC에서 목표로 한 이산화탄소배출량 감축 달성으로, 모형의 목적은 이 조건 모두를 만족시키면서 가장 비용이 낮은 발전구성비를 찾는 것이다. 모형은 선형계획법으로 GAMS(General Algebraic Modeling System) 프로그램 사용했다. 모형에서 사용된 각 수식에 입력된



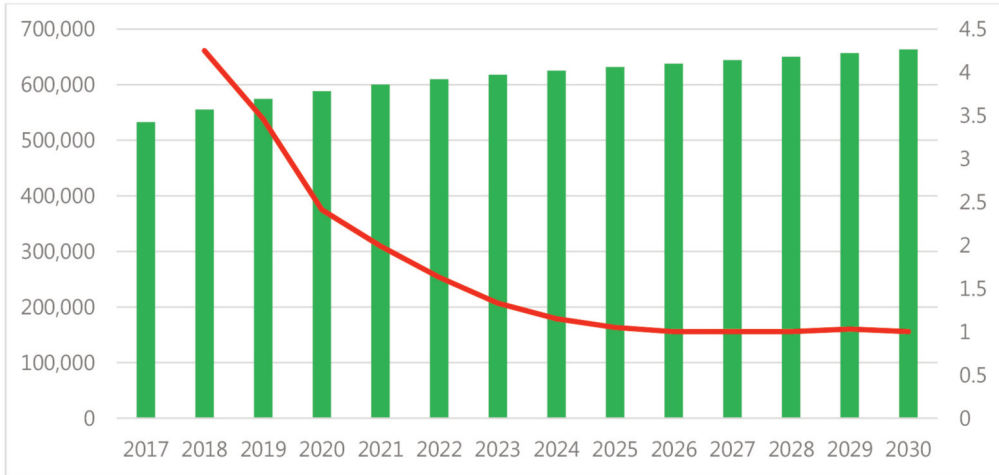


Figure 2. Future electricity demand (GWh) and its growth rate (%) (KPX 2015)

외부 데이터(parameter)는 대문자 정체로, 모형 내부에서 결정되는 값(variable)은 대문자 이탤릭체로 표기했다.

1) 제약조건

(1) 수급 균형

안정적인 전력수급은 전력 시스템이 갖추어야 할 기본 조건이며 실제로 정부는 전력수급계획에서 이에 가장 중점을 둔다고 밝혔다(KPX 2015). 따라서 모형에서도 전력생산량은 매 시간 전력수요(ED<sub>h</sub>)와 일치해야 한다.<sup>2</sup> 전력생산방식은 기술의 종류에 따라 4가지로 나뉘었다. 이는 발전량 수치를 외부 데이터(parameter)로서 입력한 원자력, 수력, 그리고 해양 에너지의 한 그룹(ce)과 석탄, 가스, 유류, 바이오, 폐기물 발전, 그리고 연료전지 등 필요에 따라 수시로 발전량을 조절할 수 있는 급전발전기술(de), 단속성이 심한 태양광, 풍력 등의 재생에너지(re), 그리고 양수, ESS와 같은 전력저장장치(sto)로 구분했다. 아래 수식(1)에 표현된 것처럼 시간당 전력수요는 매 시간 이들 기술에서 생산된 발전량의 합에서 전력저장 장치에 저장되는 전력량(ELST<sub>h</sub>)을 뺀 것과 같아야 한다.

$$ED_h = \sum_{ce} CEP_{h,ce} + \sum_{de} DEP_{h,de} + \sum_{re} REP_{h,re} - \sum_{sto} ELST_{h,sto} + \sum_{sto} STOEL_{h,sto} \quad (1)$$

Sets

- ce: Technology set of nuclear, hydro, tidal energy
- de: Technology set of dispatchable power
- re: Technology set of renewable energy
- sto: Technology set of energy storage

Parameters

- ED<sub>h</sub>: hourly electricity demand
- CEP<sub>h</sub>: electricity production by nuclear, hydro, tidal energy

Variables

- DEP<sub>h</sub>: hourly dispatchable generation
- REP<sub>h</sub>: hourly PV/Wind generation
- ELST<sub>h</sub>: hourly electricity stored in storage
- STOEL<sub>h</sub>: electricity from storage

전력 수요는 시간에 따라 증가하는 추세를 보인다. KPX(2015)는 경제성장, 인구성장, 그리고 기후에 따라 미래의 연간 전력 수요량을 예측하며 이는 Figure 2에 나타나 있다. 모형에 사용된 2017년부터 2030년까지의 시간당 전력수요는 2015년 시간당 전력 수요량을 당해 총 수요량으로 나눈 후 이에 미래 전력 수요량을 곱해서 입력했다. 『제 7차 전력수급계획』에는

2) 2012년~2016년의 연간 발전량(OECD 2017)은 연간 전기 수요량보다 3.9%~9% 가량 높았다. 이런 여유율을 감안해 예상 모형에서 사용되는 시간당 전기수요를 평균적으로 7% 씩 높게 가정했다. 다만 2016년의 경우에는 모형 검증에 위해 실제 차이인 3.9%를 가정했다.

2029년까지 밖에 예측이 되어 있지 않아(KPX 2015), 2026년부터 2029년까지 전력 수요량이 1%씩 증가한 것을 참고해 2030년에도 작년 대비 1% 증가할 것이라고 가정하였다.

① 원전, 수력, 해양발전

$$CEP_{h,ce} = \text{Levelized CEP Profile}_{h,ce} * \text{ExCAP}_{ce} \quad (2)$$

**Parameters**

EXCAP<sub>ce</sub>: Existing capacity of nuclear, hydro, tidal energy

원전과 수력, 그리고 해양발전은 시간당 발전량의 패턴이 일정하다고 가정했다. 원전은 KPX(2016)에서 발표한 월별 가동률을 반영해 패턴화(Levelized CEP Profile<sub>h,ce</sub>)했다. 2030년까지 설계수명일이 만료되는 원전에 한해서 폐쇄된 용량만큼 해당 연도에 그 설비가 줄어들었다고 가정했다. 또 이미 설계수명이 다한 원전은 2017년에 폐쇄된다고 가정했다. 2030년 이전에 폐쇄가 예정된 원전은 총 12기이며 그 용량은 약 9,716MW이다(KHNP 2016). 해당 원전의 발전기명과 설비용량, 그리고 설계수명 만료일은 Table 1에 정리되어 있다.

수력과 해양발전은 비용에 대한 명확한 정보가 부족하고 심각한 환경파괴를 초래하기 때문에 추가 설비는 없다고 가정했다. 각각의 설비는 1,785MW와 255MW이다.

② 급전발전

$$DEP_{h,de} = F_{h,de} * \eta_{de} \quad (3)$$

$$DEP_{h,de} \leq (\text{EXCAP}_{de} + \text{NewCAP}_{de}) \quad (4)$$

**Parameters**

$\eta$ : efficiency

**Variables**

$F_{h,de}$ : Fuel consumption by dispatchable energy per hour

$\text{NewCAP}_{de}$ : New capacity of a dispatchable energy

급전발전기는 전력이 필요한 상황이 발생하면 즉시 투입될 수 있는 에너지원으로 석탄, 가스, 유류, 폐기물 에너지, 바이오매스, 연료전지 등으로 가정했다. 이들 플랜트의 시간당 발전량( $DEP_{h,de}$ )은 시간당 연료사용량( $F_{h,de}$ )과 효율( $\eta$ )을 곱한 값과 같으며 이는 각 설비용량( $\text{EXCAP}_{de} + \text{NEWCAP}_{de}$ )을 초과할 수 없다. 이 제약조건을 나타낸 것이 수식 (3)과 (4)이다. 한편 석탄플랜트에 대해서는 KMOTIE(2016)가 발표한 노후 석탄발전소 처리 방안을 반영해 데이터 ( $\text{EXCAP}_{Coal}$ )를 입력했다. 처리 방안에 대한 정보는 Table 2에 나타나 있다.

③ 태양광 및 풍력발전

$$REP_{h,re} = \text{Levelized RE profile}_{h,re} * (\text{ExCAP}_{re} + \text{NewCAP}_{re}) \quad (5)$$

태양광과 풍력은 자연환경에 따라 변동성이 크지

Table 1. Nuclear power plants decommissioning within 2030 (KHNP 2016)

Power plant ID	Capacity (MW)	Location	Operation date	Expiration date
Kori #1	587	Gijang-gun	1978.04.29	2017.06.18
Kori #2	650	Gijang-gun	1983.07.25	2023.08.09
Kori #3	950	Gijang-gun	1985.09.30	2024.09.28
Kori #4	950	Gijang-gun	1986.04.29	2025.08.06
Wolsong #1	678.68	Gyeongju	1983.04.22	2012.11.20
Wolsong #2	700	Gyeongju	1997.07.01	2026.11.01
Wolsong #3	700	Gyeongju	1998.07.01	2027.12.29
Wolsong #4	700	Gyeongju	1999.10.01	2029.02.07
Hanbit #1	950	Yeonggwang-gun	1986.08.25	2025.12.22
Hanbit #2	950	Yeonggwang-gun	1987.06.10	2026.09.11
Hanul #1	950	Uljin-gun	1988.09.10	2027.12.22
Hanul #2	950	Uljin-gun	1989.09.30	2028.12.28

Table 2. Decommission/conversion plan for old coal power plants (KMOTIE 2016)

Coal power plant	Capacity (MW)	Plant decommission/conversion plan
Seocheon #1	200	Decommission by 2018
Seocheon #2	200	
Samcheonpo #1	560	Decommission by 2020
Samcheonpo #2	560	
Honam #1	250	Decommission by 2021
Honam #2	250	
Boryeong #1	500	Decommission by 2025
Boryeong #2	500	
Yeongdong #1	125	Convert to biomass plant in 2017
Yeongdong #2	200	

만 대체로 해마다 일정한 패턴을 보인다. 따라서 태양광과 풍력의 각 시간당 발전량을 누적 설비용량으로 나누면 표준화된 패턴(Levelized RE profile<sub>h</sub>)이 나타난다. 다시 이들 값에 신규설비가 추가된 총 용량을 곱한 값을 미래 시점의 시간당 발전량으로 가정했다.

④ 양수발전 및 배터리

$$STO_{h,sto} = STO_{h-1,sto} + (\eta_{sto} * ELST_{h-1,sto}) - STOEL_{h-1,sto} \quad (6)$$

$$STO_{h,sto}, STOEL_{h,sto} \leq ExCAP_{sto} + NewCAP_{sto} \quad (7)$$

**Parameters**

$\eta_{sto}$ : Storage efficiency

ExCAP<sub>sto</sub>: Storage existing capacity

**Variables**

STO<sub>h</sub>: Electricity stored in storage

ELST<sub>h</sub>: Electricity to storage

STOEL<sub>h</sub>: Electricity from storage

양수발전과 ESS 기술은 전력의 초과공급이 발생 할 때 전력을 저장했다가 수요가 높을 때 이를 다시 방출하는 저장장치의 역할을 한다. 양수발전은 설비용량이 4,700MW로 현재 추가 건설이 계획되어 있지 않아 2030년까지 설비가 더 늘어나지 않는다고 가정했다. 한편 ESS는 국내 설비용량이 2,914MW로 (DOE 2016b) 미비하지만 이 수치가 전세계 2위 수준일만큼 비용이 높아 확대가 더디다. 하지만 ESS는 경험적으로 평균 30%의 학습률을 보이고 있으며,

2012년 기준 USD 2,500/kW 수준의 투자비용이 2050년에는 USD 1,000/kW로 하락할 것으로 전망된다(IEA & IRENA 2012). 또한 단속성이 큰 태양광과 풍력 등의 재생에너지가 미래에 확대됨에 따라 이를 극복할 해결책으로 ESS의 필요성이 높아질 것으로 보인다. 모형에서 ESS에 대해서는 추가 설비용량에 제약을 두지 않았다.

한편 다른 발전기와 마찬가지로 전력저장장치기 저장하거나 방출할 수 있는 전력량은 설비용량보다 작다는 제약을 수식 (7)로 추가했다.

(2) 이산화탄소 배출량

$$CARB = \sum_h \sum_{de} (DEP_{h,de}) * EF_{de} \quad (8)$$

$$CARB_{year} \leq NDC_{year} \quad (9)$$

**Parameters**

EF: CO<sub>2</sub> emission factor

NDC: Nationally Determined Contribution

**Variables**

CARB: Annual CO<sub>2</sub> emission

모형의 두 번째 제약조건은 이산화탄소 배출량이다. 우리나라가 INDC에서 밝힌 전력부문의 BAU 배출량과 목표 감축량은 각각 333MtCO<sub>2</sub>eq, 64.5MtCO<sub>2</sub>eq 이므로 2030년 연간 탄소배출량은 268.5MtCO<sub>2</sub>eq 가 되어야 한다(Joint Ministry of the Office for Government Policy Coordination et al, 2016). 본 연구에서는 2016년부터 그 탄소배출량이 선형적으로 감소하여 2030년에 NDC를 성공적으로 이행한다

Table 3. CO<sub>2</sub> Emission Factors per kWh adapted from IEA (2015; 2016); U.K. Environment Agency (2009)

Type	CO <sub>2</sub> emission factors (g/kWh)
Coal	1,141
Natural gas	418
Oil	588
Municipal waste	1,200
Fuel cell	418
Biomass	148

고 가정했다. 이산화탄소 배출량(CARB)은 Table 3에 나타나 있는 에너지원별 이산화탄소 배출계수(EF)와 발전량을 곱한 값들의 합으로 도출했다. 이산화탄소 배출계수는 국가마다 발전기 기술이나 효율에 따라 상이하기 때문에 전력부문에서 각 전원별로 배출하는 탄소량을 각 전원별 발전량으로 나누어 계산했다. 폐기물 에너지에 대한 정보는 구할 수 없었기 때문에 IEA 보고서(2016)에 표기된 배출계수를 참고했다. 마지막으로 모든 발전기술로 발생한 배출량의 총합이 목표로 정한 값을 초과할 수 없도록 수식 (9)로 제약했다.

## 2) 목적 함수

$$\text{Total Cost} = \text{Total IC} + \text{Total FC} + \text{Total FixedC} + \text{Total VC} \quad (10)$$

### Variables

IC: Investment cost

FC: Fuel cost

FixedC: Fixed cost

VC: Variable cost

위에 기술한 두 개의 제약조건을 모두 만족하는 전력구성비 중 비용이 가장 적게 발생하는 믹스를 찾는 것이 본 모형의 목적이다. 즉 총 투자비용(Total IC), 총 연료비용(Total FC), 총 고정·변동 운용비용(Total FixedC, Total VC)을 합한 전력시스템의 총 비용이 본 모형의 목적함수인 셈이다. 이는 수식 (10)으로 표현된다. 각 항에 대응되는 수식은 아래 기술했다.

### (1) 투자 비용

$$\text{Total IC} = \sum_{\text{type}} \{ \text{Annuity Cost}_{\text{type}} * (\text{NewCAP}_{\text{type}}) \} \quad (11)$$

$$\text{Annuity Cost}_{\text{type}} = \frac{r * \text{IC}_{\text{type}}}{1 - (1 + r)^{-L_{\text{type}}}} \quad (12)$$

### Parameters

L<sub>type</sub>: Lifetime per technology type

r: Discount rate

투자비용은 수식 (12)와 같이 기술의 수명 동안 지출하는 연간 할부금의 형태(Annuity cost)로 바꾸어 계산한다. 수식 (11)에 나와있듯이 에너지 기술별 연간 투자비용 단가를 각 기술의 신규 설비용량에 곱하면 각 기술별 연간 신규 투자비용이 산출된다. 이 신규 투자비용과 과거 플랜트 건설에 대한 해당 연도 할부금까지 모두 더한 값이 본 전력 시스템의 연간 총 투자비용이 된다. 본 연구의 할인율(r)은 4%<sup>3)</sup>로 가정했다.

한편 태양광, 풍력,<sup>4)</sup> 그리고 ESS에 대해서는 기술 발전이 일어남에 따라 미래에 그 투자비용이 감소한다고 가정했다. 본 연구에서 상정한 태양광은 1MW 규모로, 2030년 투자비용은 kW 당 USD 1,016.32로 가정했다(Kost 2015)의 연구에서 산출된 미래 가격이다. 한편 독일의 Fraunhofer ISE(2015)에서는 1~10MW 규모의 태양광에 대한 2030년 투자비용을 553~753€/kW(약 kW 당 USD 650~885.88)까지도 추산했다. 또한 미국 에너지부(Department of Energy; DOE)의 선샷 이니셔티브 2030(SunShot Initiative 2030)에서는 2030년 태양광 투자비용을 kW당 USD 850까지 낮추는 것을 목표로 설정하기도 했다. 이는 모듈 비용, 이외 부품(Balance of System; BoS)이나 설치가격까지 고려해 현실적으로 설정한 목표 값으로(DOE 2016a) 본 연구에서 설정한 태양광 기술의 미래 투자비용은 실현 가능하다고 보았다.

마찬가지로 풍력은 Kost(2015)의 데이터를 토대로 2030년에 투자비용이 kW 당 USD 1,756까지 감소한다고 가정했다. IEA(2013)에서는 풍력의 투자비용이 2050년까지 1kW 당 USD 1,500 수준까지 감소할 것으로 전망해 본 연구에서 가정할 수치가 실현

3) 에너지 시스템 모형 연구에서 일반적으로 사용되는 할인율은 3~4%이다(Kreith 2014).

4) 본 연구에서 가정하는 풍력은 육상발전(on-shore)만을 고려한다.



Table 4. Future fuel cost forecast adapted from World Bank (2017); Kryzia & Gawlik (2016); European Climate Foundation et al. (2010)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Coal <sup>5</sup> (\$/mt)	70	60	55	55.4	55.9	56.3	56.8	57.2	57.7	60
Oil <sup>6</sup> (\$/bbl)	55	60	61.5	62.9	64.5	66	67.6	69.3	71	80
Natural gas <sup>7</sup> (\$/mmbtu)	7.3	7.4	7.6	7.8	8	8.2	8.4	8.6	8.8	10
Biomass (\$/GJ)	11.06	11.06	11.06	11.06	11.06	11.06	11.06	11.06	11.06	11.06
Uranium (\$/kg U)	N/A	N/A	N/A	91	N/A	N/A	N/A	N/A	90	91

가능할 것으로 보았다. 한편 ESS는 IEA & IRENA (2012)의 전망을 바탕으로 2016년 USD 2,813/kW 수준에서 2030년에 USD 2,066.47/kW까지 약 26.5% 하락한다고 가정했다.

(2) 연료 비용

$$FC = \sum_h \sum_{type} (FP_{h,type}) * \frac{1}{\eta_{type}} * EP_{h,type} \quad (13)$$

**Parameters**

FP: Fuel prices

**Variables**

FC: Fuel cost

EP<sub>h,type</sub>: Electricity production

연료비용은 수식 (13)과 같이 전월별 소모되는 연료의 양과 연료단가(FP)를 곱해 계산했다. 연료소비량은 효율과 발전량(EP<sub>h,type</sub>)을 통해 구했다. 미래 연료단가는 Table 4에 정리되어 있다. 석탄, 석유, 천연가스 등 화석연료는 World Bank(2017)의 데이터를 참고했다. 바이오매스(European Climate Foundation et al. 2010)와 우라늄은 불확실성이 크거나 그 가격 변동이 적을 것이라고 전망되기 때문에(Kryzia & Gawlik 2016) 현재 단가가 미래에도 지속될 것이라고 가정했다.

(3) 고정운용비

$$Total\ FixedC_{type} = FixedC_{type} * (ExCAP_{type} + NewCAP_{type}) \quad (14)$$

고정운용비는 발전기에서 고정적으로 발생하는 인건비, 임차료 등으로 설비용량에 비례하여 증가한다. 따라서 각 에너지 기술별 총 고정운용비는 기술별 고정운용단가(FixedC<sub>type</sub>)와 해당 발전기술의 총 용량을 곱해 구하며 이는 수식 (14)에 나타나 있다. 한편

태양광 발전의 고정운용비는 DOE(2016a)의 SunShot Initiative 2030의 전망대로 1kW 당 USD 4, 풍력은 IEA(2013)의 전망에 따라 20% 감소해 USD 31.76까지 하락한다고 가정했다.

(4) 변동운용비

$$Total\ VC_{type} = VC_{type} * \sum_h \sum_{type} (EP_{h,type}) \quad (15)$$

변동운용비는 발전 시 소모재 소비, 마모된 부품 교체, 발전기 세척 등에서 발생하는 비용으로 이는 전력생산량에 비례한다. 따라서 기술별 총 변동운용비는 수식 (15)에 나와있듯이 각 연간 전력생산량에 단위(kWh) 당 변동운용비 단가(VC<sub>type</sub>)를 곱해서 구한다.

3. 모형검증

본 모형의 유효성 검증을 위해 2016년 기준의 투자비용과 운용비용, 기술 수명, 효율, 그리고 월별 연료단가 데이터를 모형에 투입해 최적화를 한 뒤 이를 다시 실제 2016년 발전비와 비교했다. 투자비용, 운용비, 수명, 그리고 효율은 EIA(2016), NREL(2016), Kost(2015), IEA(2011), Kwon & Jeon(2016)과 Kwon & Kim(2017)의 자료를 참고했으며, 월별 연료단가는 EPSIS의 자료를 활용했다.

2016년의 실제 발전량 구성비와 모형에서의 발전량 구성비를 비교해보면 대체로 비슷하게 산출됐지만 6.6%를 차지하는 유류발전이 모형에서는 2.2%

5) 석탄의 열량은 6,700kcal/kg이다(World Bank 2017).

6) 석유는 브렌트유, 두바이유, WTI유의 비용을 동일한 기준으로 평균값을 냈다(World Bank 2017).

7) 연료전지 또한 가스를 연료로 사용한다고 가정했다.

Table 5. Information on electricity generation technologies

Type	Investment cost (\$/kW)	Fixed cost (\$/kW)	Variable cost (\$/MWh)	Lifetime (year)	Efficiency (%)
Coal	1,267	43.75	2.32	40	39
Natural gas	988.8	17.5	3.5	25	47
Nuclear	2,034	100.28	2.3	40	N/A <sup>8</sup>
Oil	2,198.3	132.15	2.93	40	47
Hydro	3,123	64.29	0	40	100
Hydro pump	5,626	25	0	40	90
Photovoltaic (PV)	2,471	23.4	0	30	100
Wind	2,346	39.7	0	20	100
Municipal waste	8,843	80.36	0	20	11
Bio	4,985	110	4.2	20	35
Fuel cell	4,732.3	0	0	6	47
ESS	2,813	40	8	15	90

EIA (2016), NREL (2016), Kwon (2016), Kwon (2017), Kost (2015), IEA (2011)

밖에 발생하지 않았고, 모형에서는 가스발전이 실제보다 많이 산출됐다는 것을 알 수 있다. 또한 수력발전이 실제보다 약 1% 적게 나왔다. 유류 발전기가 실제에서는 석탄이나 원자력 플랜트가 점검 중일 때 가스 발전을 보조하는 역할로 불가피하게 가동되는 경우가 발생하지만, 연료비용은 비싸기 때문에 모형에서는 실제보다 적게 산출됐다. 따라서 유류가 담당하던 전력은 연료단가를 0으로 가정한 폐기물 에너지와 연료단가가 상대적으로 저렴한 가스발전이 차지하게 됨으로써 가스발전과 폐기물 에너지가 속한 재

생에너지의 비중이 실제보다 높게 산출됐다.

### III. 모형 분석 결과

에너지 전환 시나리오의 2016년~2030년의 최적 전력구성비는 Figure 4와 같이 변화하는 과정을 보인다. 태양광은 투자비용과 운용비용이 꾸준히 하락

8) 원자력은 우리나라 1kg 당 4,5000kWh의 전력을 발생한다고 가정했다.

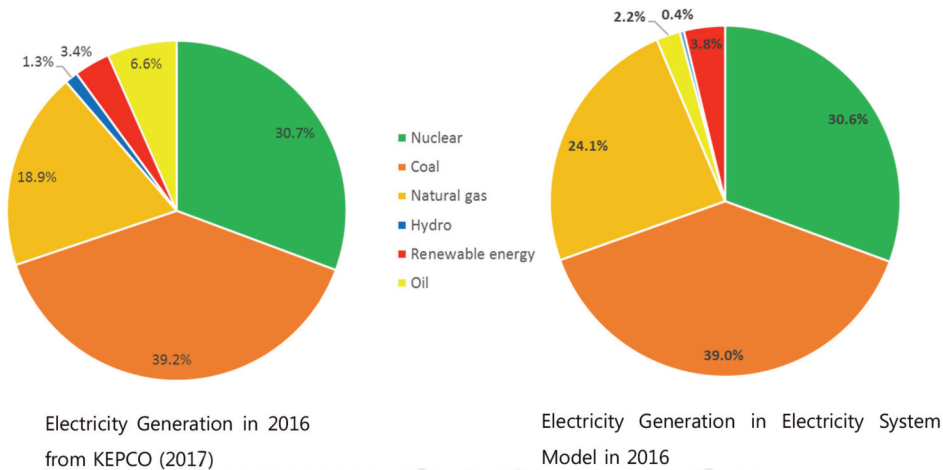


Figure 3. Comparison between Electricity Generation Mix in 2016 and Electricity Generation Mix in Electricity System Model in 2016

Table 6. Electricity System Cost in 2030 in Energy Transition Scenario (2016 million USD)

	Investment cost	Fixed cost	Variable cost	Fuel cost
Nuclear	12.85	1,304.07	223.29	194.17
Coal	323.68	1,284.65	196.68	1,431.44
Natural gas	1,282.66	892.54	1,293.96	26,818.90
Other	0	2,332.74	0.02	0.26
PV	4,681.17	192.91	0	0
Wind	4,786.77	996.34	0	0
Total	11,087.12	7,003.24	1,713.96	28,444.77

해 2021년에 발전량과 설비용량이 대폭 늘어 그 후로도 점진적으로 확대되었다. 풍력은 2018년부터 경제성을 확보해 꾸준히 증가하는 추세를 보였다. 한편 탄소배출량이 적은 가스 발전량의 경우 2017년에 한번 증가하고 다시 2025년부터 2030년까지 확대되는 경향을 보였다. 이는 변동성이 큰 재생에너지가 확대됨에 따라 전력수급을 안정적으로 이끌어갈 전력저장장치의 필요성이 증대했지만 ESS가 경제성을 확보하지 못해 필요에 따라 발전할 수 있는 급전발전원인 가스발전이 대신 증가한 것으로 보인다.

2030년 전력 시스템에서 발생한 총 비용은 USD 482.5억(약 56조원)이며 가장 큰 비중을 차지하는 것은 연료비용이다. 연료비용은 총 USD 284.4억(약 33조원)이 발생해 전체 비용의 약 59%를 차지했고

이 중 약 94%가 가스연료로 사용됐다. 투자비용은 총 USD 110.9억(약 12.9조원)이 발생했으며 전체비용의 23%를 차지했다. 고정운용비는 USD 70억(약 8.1조원)으로 전체 비용의 14.5%, 변동운용비는 약 USD 17.1억(약 2조원)으로 3.5%를 차지했다. 각 비용에 대한 분석은 Table 6에 나타나 있다.

원전 유지 시나리오에서도 에너지 전환 시나리오와 유사한 추세를 보였다. 풍력은 2018년부터, 태양광은 2021년부터 경제성이 확보되어 그 후로 꾸준히 확대되는 양상을 보였다. 다만 에너지 전환 시나리오와 달리 원전 유지 시나리오는 전력 수요량의 상당

9) 밑줄 표시된 연도는 노후석탄 발전기가 처리된 해이며 동그라미 표시된 연도는 노후 원전이 폐쇄된 해이다.

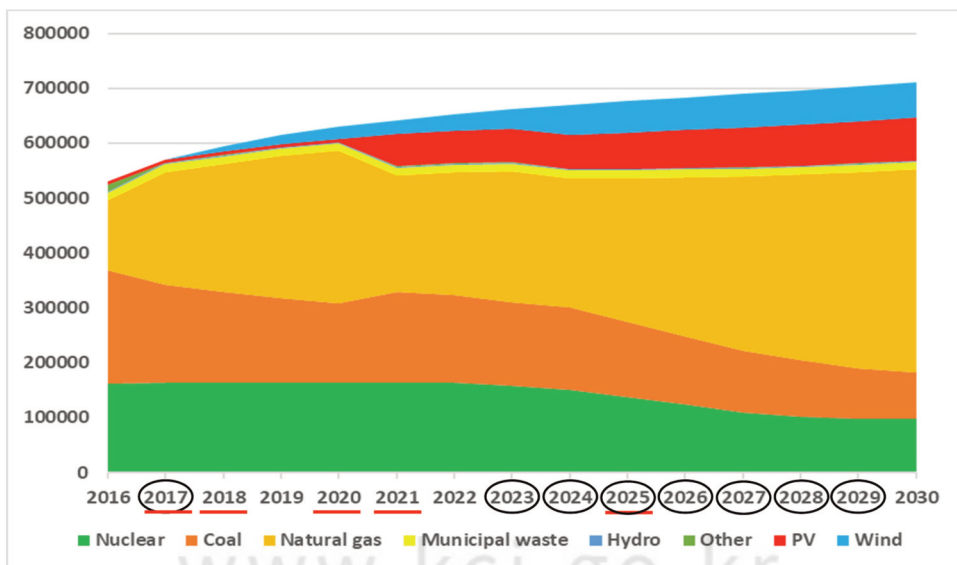


Figure 4. Electricity Generation by Source in Energy Transition Scenario in 2016-2030 (kWh)<sup>9</sup>

Table 7. Electricity System Cost in 2030 in Nuclear Sustainment Scenario (2016 million USD)

	Investment cost	Fixed cost	Variable cost	Fuel cost
Nuclear	1,039.54	2,318.47	375.30	326.35
Coal	323.68	1,284.65	262.95	1,913.72
Natural gas	797.31	755.94	1,018.66	21,113
Other	0	2,332.74	0.07	0.92
PV	3,982.83	158.86	0	0
Wind	4,583.84	956	0	0
Total	10,727.19	7,806.65	1,656.98	23,353.99

부분을 탄소 배출량이 0인 원전으로 충당하기 때문에 '탄소 공간'이 상대적으로 여유롭다. 따라서 원전 유지 시나리오에서는 탄소배출량이 높지만 값이 저렴한 석탄발전이 더 높은 비중을 차지하였다. 원자력 발전량과 석탄 발전량이 에너지 전환 시나리오에 비해 높기 때문에 가스 발전량이나 태양광, 풍력의 발전량은 상대적으로 높은 비중을 차지하지는 않았다. 이는 Figure 5에 나타나 있다.

원전 유지 시나리오의 연간 전력 시스템 비용은 Table 7에 나타난 바와 같이 USD 435.4억(약 50.5조원)으로 에너지 전환 시나리오에 비해 USD 47억(약 5.5조원) 더 저렴하다. 이는 기술수명이 다한 원전을 새로 건설하는 투자비용이 포함된 것으로 추가 건설 없이 수명만 연장해서 사용한다면 연간비용 약

USD 10.3억(약 1.2조원)이 덜 소요된다. 한편 두 시나리오간 가장 많은 차이가 나는 것은 연료비용이다. 원전 유지 시나리오는 가스 발전량이 에너지 전환 시나리오에 비해 약 78.7TWh가 적게 발생하기 때문에 연료비용이 훨씬 저렴하다. 원전 유지 시나리오의 연간 연료비용은 USD 233.5억(약 27.1조원)으로 에너지 전환 시나리오의 USD 284.4억(약 33조원)과 비교했을 때 약 USD 50.9억(5.9조원)의 차이가 있다. 연간 투자비용 또한 재생에너지 확대가 더딘 원전 유지 시나리오가 약 USD 3.6억(4,180억원) 적게 산출됐으나, 고정운용비용은 원전 유지 시나리오가 약 USD 8억(9,320억원)이 더 소요됐다. 에너지 전환 시나리오와 원전 유지 시나리오의 구성비 비교는 Table 8에 정리되어 있다.

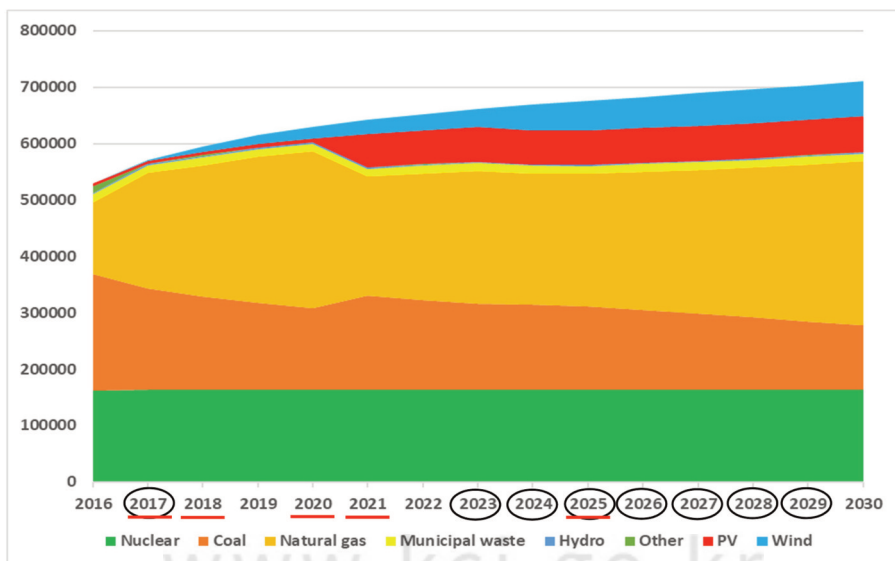


Figure 5. Electricity Generation by Source in Nuclear Sustainment Scenario in 2016-2030 (GWh)

Table 8. Electricity Generation Mix in Different Scenarios in 2030

	Energy Transition Scenario		Nuclear Sustenance Scenario	
	Electricity generation (GWh)	Electricity generation %	Electricity generation (GWh)	Electricity generation %
Coal	85,514.71	12	114,326.07	16.1
Natural gas	369,701.74	52.1	291,045.50	41
Nuclear	97,084.02	13.7	163,175.79	23
Hydro	2,201.24	0.3	2,211.85	0.3
PV	77,428.94	11	63,760.64	9
Wind	63,885.42	9	61,298.78	8.6
Municipal waste	13,659.90	1.9	13,662.78	1.9
Other	514.25	0.1	520.30	0.1
Total	709,990.22	100	710,001.72	100

#### IV. 합의 및 결론

일본 후쿠시마 원전 사태 이후 전력 구성비에서 원전에 대한 의존도를 점차 줄여가고자 하는 흐름이 몇몇 국가에서 나타나고 있으며, 최근 국내에서도 이에 대한 논의가 활발하게 이루어지고 있다. 원전 안전성에 대한 기초적 논의에서 벗어나 이 연구에서는 우리의 INDC를 성실하게 준수한다는 가정 하에 과연 원전에 대한 의존도를 대폭 줄이는 것이 우리 전력 공급 시스템 상 가능한 일인지, 가능하다면 그 때의 최적 전력 구성비는 어떻게 되는지, 그리고 추가적으로 부담해야 할 비용은 어느 수준인지를 밝히고자 하였다.

수명이 다한 원전을 2030년까지 단계적으로 폐쇄한다는 시나리오와 수명 연장 혹은 원전 신규 건설 등을 통해 2017년 설비 수준을 유지한다는 두 개의 시나리오를 통해 연구를 진행하였다. 연구 결과, INDC의 목표 시점인 2030년을 기준으로 원전의 단계적 폐쇄 시나리오에서 원전이 차지하는 최적 비중은 14% 미만으로 예측되었다. 원전 설비를 2017년 수준으로 유지한다고 가정한 시나리오에서 최적의 원전 비중이 약 23%로 예측된 것과 비교한다면 9% 이상 차이를 보였다. 반면 원전의 단계적 폐쇄 시나리오에서 태양광과 풍력은 각각 11%와 9% 수준으로 비중이 높아질 것으로 예상되었고, 원전 유지 시나리오에서도 각각 9%와 8.6%로 예측되어 두 시나리오 간 큰 차이는 보이지 않았다. 이는 재생에너지 투자 비용이 점차 낮아지는 것에 기인한 결과이다. 두 시

나리오 간 생산 비용 차이는 원전을 단계적으로 폐쇄할 때 2030년 기준 연간 약 5.5조원이 추가적으로 투입되어야 하는 것으로 예측되었다.

다만 전체 전력생산의 약 20%를 차지할 것으로 예측된 재생에너지 구성비의 증가가 기술적으로 현실성이 있는 결과인지에 대한 검토는 필요하다. 한국에너지공단(2016)에 따르면 2016년을 기준으로 국내 태양광의 기술적 발전잠재량은 2016년 전력거래량 509TWh의 20배에 이른다고 추정하였다. 이는 재생에너지 확대가 더 이상 기술적 요인의 문제가 아니며 정책의지와 관련된 문제임을 의미한다. 최근 문재인 정부 역시 2030년을 기점으로 재생에너지 생산비중을 20%까지 증가시키겠다고 하는 ‘재생에너지 3020 계획’을 에너지 정책의 주요 어젠다로 설정하고 있고, 서울시는 3가구당 1가구에 미니태양광을 설치하고자 하는 ‘2022 태양의 도시, 서울’ 프로젝트를 발표하였다. ‘재생에너지 공급의무화제도(RPS)’의 확대, 자생적 시장 생태계 구축을 위한 인프라 구축, 관련 규제 완화 등의 제도적 뒷받침이 필요하다.

이 연구의 전체 결과는 INDC 이행이라는 조건 하에서 최소 생산비용을 적용하여 도출된 것이며 해당 시점에서 정부와 국민들의 합의가 있다면 정책적으로 특정 전력원에 대한 비중을 조정할 수 있을 것이다. 또한 이 연구는 여러 예측치에 기반하여 도출된 결과이므로 해당 기간 동안 정치·사회·경제적으로 큰 변화가 발생할 수도 있고 원전 비중을 줄이고자 하는



최근의 에너지 전환 정책 기조가 계속 유지될 것이라는 보장도 없다는 측면에서 다소 한계를 지니고 있다. 그러나 이러한 여러 변수에도 불구하고 이 연구는 최근 원전을 둘러싼 여러 소모적 논쟁에서 벗어나 태양광이나 풍력 등 재생 가능한 자연에너지에 대한 비중을 더 높이고자 할 때 우리 사회가 부담해야 할 비용의 규모와 그 규모에 대한 우리 사회의 감당 능력 등을 판단할 수 있는 논거를 제공한다는 측면에서 정책적 의의를 가진다고 할 수 있다.

## 사 사

이 논문은 KU-KIST스쿨 운영지원사업의 지원을 받아 수행된 연구임.

## References

- Connolly D, Lund H, Mathiesen BV, Leahy M. 2010. A review of computer tools for analyzing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*. 87(4): 1059-1082.
- DOE (U.S. Department of Energy). 2016a. The SunShot initiative's 2030 goal: 3¢ per kilowatt hour for solar electricity. Washington DC: U.S. Department of Energy.
- DOE (U.S. Department of Energy). 2016b. DOE global energy storage database status operational. [cited 22 October 2017]. Available from: [http://www.energystorageexchange.org/projects/data\\_visualization](http://www.energystorageexchange.org/projects/data_visualization).
- EIA (U.S. Energy Information Administration). 2016. Capital cost estimates for utility scale electricity generating plants. Washington DC: U.S. Department of Energy.
- EIA (U.S. Energy Information Administration). 2017, July 6. Monthly renewable electricity generation surpasses nuclear for the first time since 1984. [cited 22 October 2017]. Available from: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=31932>.
- EPSIS (Electric Power Statistics Information System). Fuel cost. [cited 22 October 2017]. Available from: <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaFucUpfGrid.do?menuId=050101>. [Korean Literature]
- European Climate Foundation, Södra, Sveaskog, Vattenfall. 2010. Biomass for heat and power: Opportunity and economics. Brussels: European Climate Foundation, Södra, Sveaskog and Vattenfall.
- Foley AM, Ó Gallachóir BP, Hur J, Baldick R, McKeogh EJ. 2010. A strategic review of electricity systems models. *Energy*. 35(12): 4522-4530.
- Fraunhofer ISE (Institut für Solare Energiesysteme). 2015. Current and future cost of photovoltaics, long-term scenarios for market development, system prices and LCOE of utility-scale PV systems, study on behalf of Agora Energiewende. Freiburg.
- Fraunhofer ISE (Institut für Solare Energiesysteme). 2016. ENTIGRIS-Europe/Germany: Power System Development. [cited 22 October 2017]. Available from: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/energy-system-technology/energy-system-analysis/energy-system-models-at-fraunhofer-ise/entigris-europe-germany-power-system-development.html?wcmode=disabled>.
- IEA (International Energy Agency). 2013. Technology roadmap: Wind energy. Paris.
- IEA (International Energy Agency). 2015. Energy and climate change. Paris.
- IEA (International Energy Agency). 2016. CO2 emissions from fuel combustion. Paris.
- IEA, IRENA. 2012. Electricity storage technology

- brief. Paris.
- Joint Ministry of the Office for Government Policy Coordination, Trade, Industry and Energy, Land, Infrastructure, and Transport, Strategy and Finance, Environment, Oceans and Fisheries, Health and Welfare, Science and ICT, Agriculture, Food and Rural Affairs, Foreign Affairs, Public Safety and Security, Korea Meteorological Administration. 2016, Dec. 6. The 1st basic plan for climate change. Sejong. [Korean Literature]
- KEA (Korea Energy Agency). 2016. 2016 New & Renewable Energy White Paper. Yongin. [Korean Literature]
- KEPCO (Korea Electric Power Corporation). 2017. The Monthly Report on Major Electric Power Statistics 2016.12. Naju. [Korean Literature]
- KEXIM (Export and Import Bank of Korea). 2017. Q1 2017 Solar industry trends. Seoul. [Korean Literature]
- KHNP (Korea Hydro and Nuclear Power Co. Ltd.). 2016. Nuclear power white paper. Gyeongju. [Korean Literature]
- KMOTIE (Korea Ministry of Trade, Industry and Energy). 2016. Shutdown of 10 coal-fired plants aged 30 years or older. Sejong. [Korean Literature]
- Kost C. 2015. Renewable energy in North Africa: Modeling of future electricity scenarios and the impact on manufacturing and employment. PhD Thesis. Fakultt Wirtschaftswissenschaften, Technischen Universität Dresden.
- KPX (Korea Power Exchange). 2015. The 7th basic plan for long-term electricity supply and demand (2015-2029). Naju. [Korean Literature]
- KPX (Korea Power Exchange). 2016. Power plant shutdown statistics. Naju. [Korean Literature]
- Kreith F. 2014. Principles of sustainable energy systems. CRC Press/Taylor & Francis Group Boca Raton, FL.
- Kryzia D, Gawlik L. 2016. Forecasting the price of uranium based on the costs of uranium deposits exploitation. Mineral Resources Management; The Journal of Polish Academy of Sciences. 32(3). 93-110.
- Kwon PS, Kim SJ. 2017. Scenario analysis for the achievement of the 2030 national greenhouse gas reduction goal in the Korean electricity sector. Journal of Environmental Policy and Administration. 25(2): 129-163. [Korean Literature]
- Kwon SM, Jeon EC. 2016. A study on GHG emissions reduction and the social costs of the 'Basic Plan for Electricity Supply and Demand'. Journal of Environmental Policy and Administration. 24(4): 69-87. [Korean Literature]
- Luderer G, Leimbach M, Bauer N, Kriegler E, Baumstark L, Bertram C, Giannousakis A, Hilaire J, Klein D, Levesque A, Mouratiadou I, Pehl M, Pietzcker R, Piontek F, Roming N, Schultes A, Schwanitz VJ, Strefler J. 2015. Description of the REMIND model (Version 1.6). [cited 07 November 2017]. Available from SSRN: <https://ssrn.com/abstract=2697070>.
- NREL (National Renewable Energy Laboratory). 2016. Distributed Generation Renewable Energy Estimate of Costs. [cited 22 October 2017]. Available from: [https://www.nrel.gov/analysis/tech\\_lcoe\\_re\\_cost\\_est.html](https://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe_re_cost_est.html).
- OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development). Electricity generation

- (indicator). doi: 10.1787/c6e6caa2-en. [cited 22 October 2017]. Available from: <https://data.oecd.org/energy/electricity-generation.htm>.
- Palzer A, Henning H. 2014. A Future German energy system with a dominating contribution from renewable energies: A holistic model based on hourly simulation. *Energy Technology*. 2: 13-28.
- Pfenninger S, Hawkes A, Keirstead J. 2014. Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 33: 74-86
- Pidd H. 2011, May 30. Germany to shut all nuclear reactors. *The Guardian*. [cited 22 October 2017]. Available from: <https://www.theguardian.com/world/2011/may/30/germany-to-shut-nuclear-reactors>.
- Schmid E, Knopf B, Bauer N. 2012. "REMIND-D: A hybrid energy-economy model of Germany". *Fondazione Eni Enrico Mattei Note di Lavoro*.
- The Minjoo Party of Korea Policy Committee. 2017, July 31. Result on government-ruling party consultation on nuclear phase-out policy and following main energy issues. Seoul. [Korean Literature]
- UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). 2015. Intended Nationally Determined Contribution (INDC): Submission by the Republic of Korea on June 30.
- United Kingdom Environment Agency. 2009. Minimising greenhouse gas emissions from biomass energy generation. Bristol.
- World Bank. 2017. World Bank commodities price forecast. Washington DC: The World Bank.
- World Nuclear Association. Nuclear power in Taiwan. 2017a. [cited 22 October 2017]. Available from: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/nuclear-power-in-taiwan.aspx>.
- World Nuclear Association. Nuclear power in France. 2017b. [cited 22 October 2017]. Available from: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>.