

우리나라 전력계통에서 분산형전원의 구축 시나리오에 의한 전력소매비용평가

논문

58-3-8

Assessment of Power Retail Cost by Penetration scenarios of Decentralized Generation in Korean Power System

김 용 하[†] · 우 성 민* · 오 석 현** · 유 정 희***

(Yong-Ha Kim · Sung-Min Woo · Seok-Hyun Oh · Jeong-Hee You)

Abstract - This paper describes retail cost through scenario in the ratio of CG(Centralized Generation) and DG(Decentralized Generation) that constructs new generation capacity in the future. it is not calculated for the supply, but for demand considering an advantage of DG. In the Korea Power System, retail cost that composed of construction, T&D, fuel, maintenance and environment shows macro-trend that power system planning through penetration for DG will be more significant.

Key Words : CG(Centralized Generation), DG(Decentralized Generation), Electric power retail cost

1. 서 론

우리나라의 전력사용량은 산업화가 급격히 진행된 1970년 대부터 현재에 이르기까지 꾸준한 증가 추세를 나타내고 있으며, 이를 위하여 대규모 발전소의 건설과 송전선로의 확충·신설이 지속적으로 이루어지고 있다. 그러나 화석연료와 같은 에너지자원의 양이 한정적이며 에너지수입의존도가 약 97%인 우리나라의 경우 에너지안보에 대한 문제가 중요시 되고 있다. 이와 더불어 세계적으로는 쾌적한 생활환경에 대한 욕구가 높아지고 있어 기후변화를 일으킬 수 있는 온실가스에 대한 국제적인 규제가 가시화되었으며, 감축의무대상국(선진국)의 온실가스 감축목표를 달성하기 위한 노력은 종래의 대규모발전원의 연료이면서 이산화탄소발생의 주원인이 되는 화석연료의 사용을 자제하고 고효율 열병합발전과 신재생에너지를 이용한 발전인 분산형발전(DG ; Decentralized Generation)을 지속적으로 연구개발을 수행해왔으며, 기술면이나 보급규모로 많이 활성화되어 있는 반면에 우리나라는 많이 뒤쳐져 있는 실정이다.[1]

우리나라는 분산형전원을 설비투자비, 발전원가 등을 기준으로 공급측면에서 평가되어왔으며, 기존 중앙집중형발전원(CG ; Centralized Generation)에 비하여 경제성이 없다는 이유로 분산형전원의 보급이 저조하였다. 그러나 실질적으로는 수요측면에서 미치는 영향을 간과할 수 없으며, 소비자측면에서 전력을 더 저렴하게 사용할 수 있는 방안을 고려하여야 한다. 특히, 수요측면에서는 공급측면에서의 요소를 모

두 반영하고 있으므로 단순히 공급측면만이 아니라 전력시스템을 구성하는 발전·송전·배전의 총체적인 전력소매요금으로 판단되는 것이다.

따라서 본 논문은 미래의 증가하는 전력수요를 담당하기 위한 신규 전원에 대해서 기존의 대규모 '중앙집중식발전원'과 '분산형발전원'의 설비조합 시나리오를 통해서 장기적으로 우리나라가 국제적 환경규제에 대응하고 전력산업의 경쟁력을 강화하기 위한 전력수급계획을 공급과 수요 측면을 모두 반영한 총체적인 전력소매요금원가와 연계할 수 있는 알고리즘을 개발하였다.

이를 위하여 먼저, 기존설비의 발전량 한계치를 산정하여 미래의 판매전력량 부족분을 도출하였으며, 판매전력량 부족분을 충족하기 위한 전원을 '중앙집중식발전원'과 '분산형발전원' 두 가지 그룹의 조합으로 전력수요량 기준의 신설전원계획 수립 방법론을 제시하였고, 장기 신설설비계획에 따른 발전설비 건설투자비, 송배전설비 건설투자비, 발전설비의 운전유지비 및 연료비, 대기환경규제에 따른 환경비를 고려하여 전력소매요금원가를 산정하는 방법론을 개발하였다.

또한 사례연구를 통하여 본 논문에서 개발한 방법론의 입력자료는 "제3차 전력수급기본계획"과 "제2차 신재생에너지 기술개발 및 이용보급 기본계획"을 근간으로 구축하였으며, 이를 적용하여 우리나라 전력계통에 분산형발전원 구축시나리오에 따른 전력소매요금원가를 산정하였다.

2. 본 론

분산형발전원과 중앙집중형전원을 장기 전력수급계획과 연계하여 전력시스템의 총체적인 평가를 위해서 전력소매요금원가를 산정하는 알고리즘을 개발하였다. 분산형발전원과 중앙집중형전원을 상호간 적절히 조합할 수 있는 전력수요량 기준의 신설설비계획 방법을 제안하였으며, 그에 따른 신설설비계획시 전력소매요금 원가를 산정하는 방법론을 제시하여 전력수급계획과 전력소매요금원가를 연계하여 분석하였다.

* 정 회 원 : 인천대학 전기공학과 박사과정

** 정 회 원 : 한국전력공사

*** 정 회 원 : (주)한화중합기술단

† 교신저자, 시니어회원 : 인천대학 전기공학과 교수 · 공박

E-mail : yhkim@incheon.ac.kr

접수일자 : 2008년 12월 8일

최종완료 : 2009년 1월 22일

본 논문에서 말하는 전력소매요금원가란 전력계통의 발전 부문, 송배전부문을 총체적으로 전력수요자에게 1kWh를 공급하는데 발생하는 필요비용의 원가로서 각 부문의 이윤은 고려하지 않은 비용을 말한다. 단, 판매부문은 판매사업자의 이윤폭에 따른 상이하므로 제외하였다. 전력소매요금 원가 구성요소는 발전부문의 발전소 건설비, 연료비, 운전유지비와 송배전부문의 송배전설비 건설비, 유지보수비, 그리고 최근에 두각 되고 있는 대기환경규제를 대응하기 위한 환경비용을 반영하였다.

2.1 전력소매요금원가 산정절차

본 논문에서는 그림 1과 같이 분산형전원 구축 시나리오에 따른 미래의 전원구성 시 우리나라 전력소매요금에 미치는 영향을 정량적으로 평가하였다.

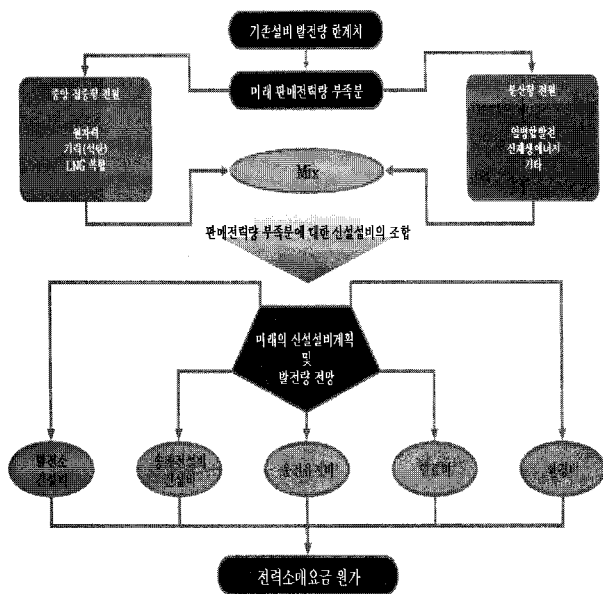


그림 1 전력소매요금원가 산정을 위한 개괄적 흐름도
Fig. 1 Recapitulative flowchart for power retail cost

- 그림 1의 단계별 과정은 다음과 같다.
- 단계 1 : 시뮬레이션 계획기간의 기준년도와 최종 목표연도를 설정하였다.
 - 단계 2 : 고려기간동안의 기존설비의 폐지계획을 고려하여 중앙집중형전원에 대해서 보수계획을 수립하고, 발전시뮬레이션을 수행하여 기존설비의 발전량 기대치를 산정하였다.
 - 단계 3 : 미래의 증가하는 전력수요량[kWh]에 담당하기 위하여 기존설비의 발전량에는 한계가 있으며, 기존설비가 담당한 후 나머지 부분을 판매전력량 부족분[kWh]으로 결정하였다.
 - 단계 4 : 판매전력량 부족분[kWh]을 충족시키기 위한 신설발전설비에 대해서 CG와 DG의 두 가지 그룹으로 조합하여 담당하도록 하였으며, 각 그룹의 전원종별 담당 발전량[kWh]을 결정하고, 그에 따른 설비용량을 결정하여 신설설비계획을 수립하였다.

- 단계 5 : 단계 4에서 산정된 미래의 신설설비계획[kW] 및 발전량[kWh] 전망을 이용하여 전력소매요금의 구성요소인 발전설비 및 송배전설비 건설비[원], 설비운전유지비[원], 연료비[원], 환경비[원]를 계산하였다.
- 단계 6 : 단계 5에서 산정된 전력소매요금의 구성요소를 모두 합[원]하여 판매전력량[kWh]을 나누어서 전력소매요금[원/kWh]을 산정하였다.

2.2 분산형전원 구축 시나리오에 따른 전력소매요금원가 산정 알고리즘 개발

2.2.1 기존설비의 발전량 한계치 산정

기존설비는 미래의 증가하는 전력수요량에 대해서 완벽하게 충족시킬 수 없다. 미래의 기존설비는 생산할 수 있는 발전량에 한계가 있으며, 폐지계획까지 고려한다면 그 양은 더욱 줄어들 것이다. 그림 2와 같이 기존설비가 미래의 증가하는 전력수요에 기여하는 발전량을 발전량 한계치[MWh]로 정의하였으며, 전체 전력수요(판매전력량)에서 기존설비가 기여하는 발전량 한계치를 제외한 나머지 부분은 미래의 판매전력량 부족분[MWh]으로 정의하였다.

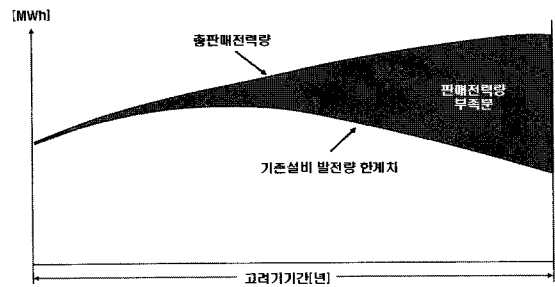


그림 2 판매전력량 부족분 개념도
Fig. 2 The concept shortage of electric sales

그림 2에서 기설된 기존설비가 미래년도 전력수요에 기여할 수 있는 발전량 한계치를 계산하기 위한 산정흐름도는 그림 3과 같다.

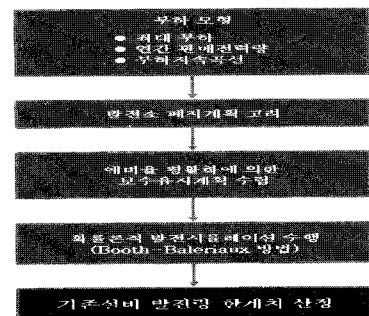


그림 3 기존설비의 발전량 한계치 산정 흐름도
Fig. 3 Flowchart of calculation of maximum generation of remaining capacities

그림 3의 단계별 과정은 다음과 같다.

- 단계 1 : 고려기간동안 예측된 부하변동곡선 자료를 이용하여 주별 최대부하 및 부하지속곡선을 도출하였다.
- 단계 2 : 기준년도의 기존설비에 대해서 폐지계획이 있는 년도에 폐지용량을 차감하였다.
- 단계 3 : 해당년도에 고려되는 기존발전기에 대해서 연간 공급예비율을 평활화 하여 주별 보수계획을 수립하였다.[2]
- 단계 4 : 폐지계획과 보수계획이 반영된 설비를 대상으로 주별 발전시물레이션을 수행하여 기존설비의 발전량 기대치(한계치)를 산정하였다.[3]

2.2.2 분산형전원 구축 시나리오에 따른 전력수요량 기준 신설설비계획 수립

본 논문에서는 대규모 중앙집중형전원과 소규모 분산형전원을 상호간 적절히 고려하기 위하여 발전설비의 고려단위를 발전기별이 아닌 전원종별로 적용하였다.

그림 4와 같이 전력수요량 기준의 신설설비계획은 거시적으로 접근하는 방법으로 결과의 정확성 및 신뢰성은 다소 낮은 단점이 있지만 계획을 수립하는 현재시점에서 10~20여년 후의 전원믹스의 트렌드를 파악하고, 불확실성이 많은 주요인자들에 대한 감도해석이 용이한 장점이 있어 장기 전력수급계획을 수립하는데 효과적인 방법이다.

전력수요량[MWh]를 기준으로 신설설비계획을 수립하는 방식은 기존설비가 미래의 증가하는 전력수요량을 충족시키지 못하는 판매전력량 부족분에 대해서 CG과 DG 두 가지 전원그룹으로 신설설비 조합을 변화시켜서 가능한 모든 경우의 미래 전원구성안을 도출하는 것이다. 이 방법은 최적화 기법이 적용되지 않았으며, 최적안을 결정하는 기준은 계획입안자가 결정해야 할 문제이다.

- 단계 1 : 2.2.1절에서 산정된 기존설비의 발전량 한계치 [MWh]는 CG인 경우에는 송배전손실률과 소내전력률을 고려하고, DG의 경우에는 소내전력률만을 고려하여 기존설비의 판매전력량에 기여하는 부분을 제외한 나머지인 판매전력량 부족분[MWh]을 계산하였다.
- 단계 2 : 신설설비계획을 수립하기 위하여 판매전력량 부족분[MWh]은 먼저 CG과 DG 두 가지 그룹의 담당비율에 따라서 각각의 판매전력량 부족분 담당량 [MWh]을 결정하고, 각 담당량에 대해서 전원종별로 분담하도록 하였다.
- 단계 3 : 전원종별 판매전력량 부족분 담당량[MWh]을 충족시키기 위한 신설설비의 발전량을 결정하기 위해서 CG인 경우에는 송배전손실률과 소내전력률을 고려하고, DG의 경우에는 소내전력률만을 고려하여 전원종별 발전량[MWh]을 계산하였다.
- 단계 4 : 전원종별 발전량[MWh]을 생산하기 위한 신설설비의 용량[MW]은 설비 이용률을 적용하여 결정하였다. 여기서 산정된 신설설비는 실제로 건설되는 결보기용량 기준이다.
- 단계 5 : 결보기 기준의 기존설비와 신설설비용량[MW]에 대해서 전원종별 피크기여율을 적용함으로써 최대부하시 실제로 기여할 수 있는 실효용량[MW]을 산정하였다.
- 단계 6 : 단계 5에서 산정된 총 실효용량[MW]은 최대부하 [MW]와 목표설비예비율을 만족하는지 여부를 판단하였다. 만족하는 경우에는 신설설비계획 수립을 완료하며, 충족시키지 못할 경우에는 최대부하 담당전원[MW]을 추가적으로 건설하여 최대부하와 예비율을 충족시키고 신설설비계획 수립을 완료한다.

2.2.3 분산형전원 구축 시나리오에 따른 전력소매요금원가 산정 알고리즘

본 연구에서는 신설설비계획에 대해서 분산형전원의 투입 시나리오에 따른 전력소매요금원가를 산정하여 전력시스템을 총체적으로 평가하는데 목적이 있다. 이를 위해서 2.2.2절에서 결과로 도출된 신설설비계획에 따른 건설투자비와 운전유지비, 연료비는 발전부분의 비용으로 고려되는 것이며, 발전설비 확충에 따른 송배전설비의 보강에 소요되는 비용을 송배전부분에 반영하였다. 또한 국제적 대기환경규제에 따른 환경비는 화석연료를 사용함으로써 발생하는 이산화탄소 배출량에 대해서 한계저감비용 및 해외배출권거래가격 등을 참고하여 이산화탄소배출비용을 적용하였다. 각 부분의 비용을 종합하여 전력소매요금원가를 산정하였다.

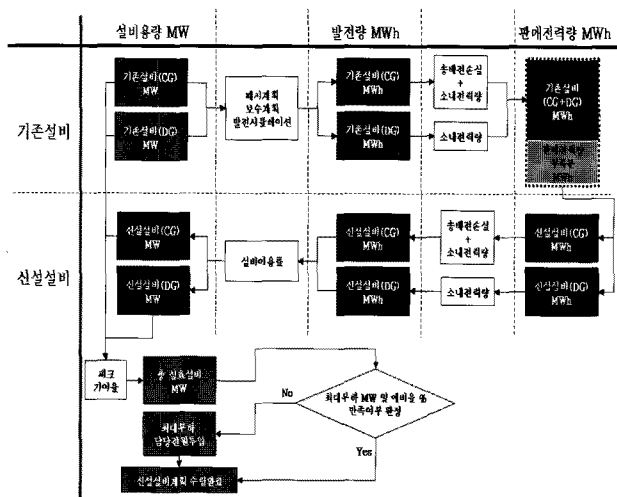


그림 4 전력수요량 기준 신설설비계획 흐름도
Fig. 4 Flowchart of new power expansion plan based electric sales

그림 4의 전력수요량 기준의 신설설비계획을 수립의 단계별 과정은 다음과 같다. 단, 본 논문의 신설설비계획의 설비는 고려기간동안 폐지되지 않는 것으로 하였다.

1) 전력소매요금원가의 구성 및 산정절차

(1) 전력소매요금원가의 구성

전력소매요금원가는 크게 고정비와 변동비로 구분할 수 있다. 본 논문에서 고정비 부분은 발전설비와 송배전설비 확충계획에 따른 건설 투자비에 대한 연간 고정부담금을 적용하였고, 신설설비에 대한 운전유지비의 고정분을 반영하였

다. 변동비 부분은 발전설비의 운전에 따른 연료비와 최근 대기환경규제에 따라서 화석연료사용으로 인하여 발전시 발생하는 이산화탄소배출량에 대하여 환경비를 적용하였다. 이와 같이 발전, 송배전 부분을 총체적으로 반영한 전력소매요금의 구성은 그림 5와 같다.

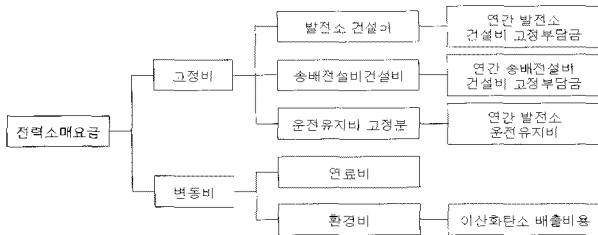


그림 5 전력소매요금원가의 구성
Fig. 5 Composition of power retail cost

(2) 전력소매요금원가의 산정절차
전력소매요금원가를 산정하기 위한 흐름도는 그림 6과 같다.

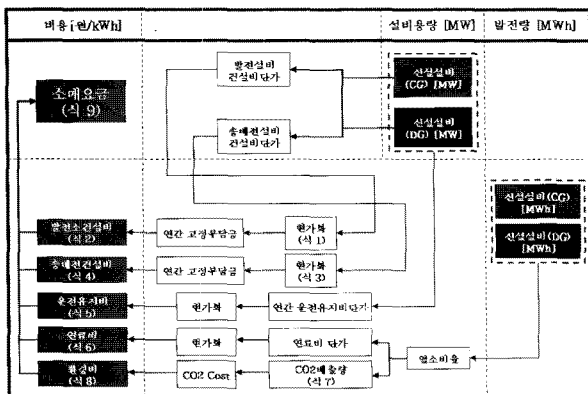


그림 6 전력소매요금 산정 흐름도
Fig. 6 Flowchart for power retail cost

그림 6의 단계별 과정은 다음과 같다.
 단계 1 : 3절에서 도출된 신설발전설비[MW]계획과 발전설비의 확충으로 인하여 송배전망의 보강을 위한 송배전설비에 대해서 각 건설비 단가[원/kW]를 적용하고 기준년도를 기준으로 총건설투자비[원] 현재가치를 계산하였다.
 단계 2 : 발전설비와 송배전설비에 대한 총건설투자비[원]은 이자율 및 상환기간 등을 고려하여 연간 고정부담금액[원/년]으로 산정하였다.
 단계 3 : 신설되는 발전설비 및 송배전설비에 운전유지비는 설비에 대한 연간 운전유지비 단가[원/kW-년]를 적용하여 운전유지비 고정분을 산정하였다.
 단계 3 : 신설발전설비의 운전에 따른 발전량[MWh]에 대해서 열소비용[kcal/kWh]과 연료비열량단가[원/kcal]를 적용하고, 기준년도를 기준으로 현재가치화 하여 연료비[원]을 산정하였다.
 단계 4 : 환경비는 신설발전설비의 발전량[MWh]으로부터 열소비용[kcal/kWh]과 CO₂배출계수[CO₂톤/kcal]를 적용하여 CO₂배출량[ton]을 산정하고, CO₂배출량에

대해서 CO₂배출비용[원/CO₂톤]을 적용하여 환경비를 산정하였다.

단계 7 : 단계 2 ~ 단계 4에서 산정된 발전설비 및 송배전설비에 대한 연간 고정부담금과 운전유지비, 연료비, 환경비를 모두 합하고, 목표연도 신설설비의 판매전력량으로 나누어 주어서 전력소매요금[원/kWh]을 산정하였다.

가) 발전설비 건설비

발전설비 건설비는 우선 식 (1)과 같이 신설설비의 건설 투자비를 현재가치화 하였다. 식 (1) ~ 식 (9)는 참고문헌[4]를 참고하였다.

$$PVC_{TY,i} = \sum_{k=BY+1}^{TY} NCP_{k,i} \times ICC_i \times (1+IRRC)^{k-BY} \quad (1)$$

- 단, BY : 기준년도
- TY : 목표년도
- PVC : 발전설비 현재가치[원]
- NCP : 신설발전설비[MW]
- ICC : 발전설비 건설비[천원/kW]
- $IRRC$: 발전설비 건설비 변동률[%]

식 (1)의 현재가치화한 비용에 대해서 식 (2)와 같이 전력소매요금에 적용한 발전설비 건설비는 매년도 분할하여 갚아 나가는 연간 고정부담금액을 산정하여 적용하였다.

$$CA_{TY} = \sum_{i=1}^N \frac{PVC_{TY,i} \times RCC_i}{1 - \left(\frac{1}{1+RCC_i}\right)^{FTC}} \quad (2)$$

- 단, CA : 발전설비 건설비의 분할상환금액[원]
- RCC : 발전설비 이자율[%]
- FTC : 발전설비 건설비의 용자상환기간[년]

나) 송배전설비 건설비

송배전 건설비는 식 (3)과 같이 신설설비의 건설 투자비를 현재가치화하였다.

$$PVT_{TY,i} = \sum_{k=BY+1}^{TY} NCP_{k,i} \times ICTD_i \times (1+IRRTD)^{k-BY} \quad (3)$$

- 단, PVT : 송배전설비 현재가치[원]
- $ICTD$: 송배전설비 건설비[천원/kW]
- $IRRTD$: 송배전설비 건설비 변동률[%]

식 (3)의 현재가치화한 비용에 대해서 식 (4)와 같이 전력소매요금에 적용한 송배전 건설비는 매년도 분할하여 갚아 나가는 연간 고정부담금액을 산정하여 적용하였다.

$$TDA_{TY} = \sum_{i=1}^N \frac{PVT_{TY,i} \times RCTD_i}{1 - \left(\frac{1}{1+RCTD_i}\right)^{FTTD}} \quad (4)$$

- 단, TDA : 송배전설비건설비의 분할상환금액[원]
- $RCTD$: 송배전설비 이자율[%]
- $FTTD$: 송배전설비 건설비의 용자상환기간[년]

다) 운전유지비

운전유지비는 식 (5)와 같이 각각의 운전에 따른 해당년도에서 운전유지비를 계산하고, 기준년도를 기준으로 현재가치화한 비용을 적용하였다.

$$OMC_{TY} = \sum_{i=1}^N NGN_{TY,i} \times OMUC_i \times (1 + IRRO_i)^{TY-BY} \quad (5)$$

단, OMC : 발전설비 운전유지비[원]
 $OMUC$: 발전설비 운전유지비 단가[원/kW-년]
 $IRRO$: 발전설비 운전유지비의 변동률[%]

라) 연료비

연료비는 식 (6)과 같이 각각의 소비되는 연료에 따른 해당년도에서 연료비를 계산하고, 기준년도를 기준으로 현재가치화한 비용을 적용하였다.

$$FC_{TY} = \sum_{i=1}^N NGN_{TY,i} \times HR_i \times FCC_i \times (1 + IRRF_i)^{TY-BY} \quad (6)$$

단, FC : 연료비[원]
 HR : 발전설비 열소비율[Gcal/kWh]
 FCC : 열량단가[천원/Gcal]
 $IRRF$: 발전설비 연료비의 변동률[%]

마) 환경비

환경비는 식 (7)과 같이 각각의 소비되는 연료에 따른 해당년도의 이산화탄소 배출량을 계산하였다.

$$CO_{2,i} = NGN_{i,i} \times HR_i \times CO_2FT_i \quad (7)$$

단, CO_2 : 이산화탄소배출량[CO₂-TON]
 HR : 발전설비 열소비율[Gcal/kWh]
 CO_2FT : CO₂배출계수[CO₂톤/Gcal]

식 (7)에서 산정된 이산화탄소 배출량에 이산화탄소 배출비용을 이용하여 식 (8)과 같이 환경비를 계산하였다.

$$CC_{TY} = CO_{2,TY,i} \times CUC \quad (8)$$

단, CC : 이산화탄소 배출비용[원]
 CUC : 이산화탄소 단위 배출비용[원/CO₂톤]

바) 전력소매요금원가 산정

전력소매요금원가는 식 (9)와 같이 기존설비를 제외한 신설설비에 대한 비용으로써 앞서 산정된 발전설비 및 송배전설비 건설비, 연료비, 운전유지비, 환경비 다섯 가지 항목을 모두 종합하여 목표연도 신설발전설비(기준년도부터 목표연도까지 신설된 총누적설비)의 판매전력량 담당분으로 나누어서 단위 전력당 전력소매요금원가를 계산하였다. 단, 전력소매요금원가 산정시 판매부문은 판매사업자의 이윤폭에 따라 상이하므로 적용하지 않았다.

$$RC = \frac{CA + TDA + OMC + FC + CC}{SSP} \quad (9)$$

단, RC : 전력소매요금[원/kWh]
 CA : 발전설비 건설비의 분할상환금액[원]
 TDA : 송배전설비 건설비의 분할상환금액[원]
 OMC : 발전설비 운전유지비[원]
 FC : 연료비[원]
 CC : 이산화탄소 배출비용[원]
 SSP : 신설설비의 판매전력량 담당분[kWh]

2.3 사례연구

본 논문에서 개발한 분산형전원 구축 시나리오에 따른 전력소매요금원가의 산정방법을 우리나라 장기전력수급계획에 적용하였다. 우리나라 장기전력수급계획시 분산형전원 구축에 따른 전력소매요금의 변화를 분석하기 위해서 기본 입력자료의 구축은 “제3차 전력수급기본계획”의 자료를 근간으로 하여 구성하였으며, 분산형전원에 관련된 부분은 “제2차 신재생에너지 기술개발 및 이용보급 기본계획”을 참고하였다. 구축된 우리나라 입력자료를 바탕으로 분산형전원 구축 시나리오 따라서 신설설비계획을 수립하였으며, 설비확충에 따른 전력시스템의 발전, 송배전 부문의 총체적인 필요비용을 계산하여 전력소매요금을 산정하였다.[5]~[18]

(1) 미래의 판매전력량 부족분

전력수요량 기준의 신설설비계획을 수립하기 위하여 기존 설비의 발전량 한계치에 따른 미래의 판매전력량 부족분을 산정하였다. 그림 7은 판매전력량 부족분을 산정한 결과이다.

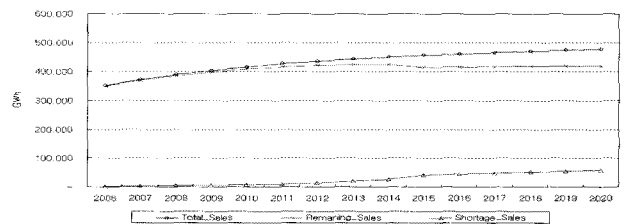


그림 7 판매전력량 부족분 추이

Fig. 7 The shortage of electric sales

그림 7에서 계획기간의 초기년도에는 판매전력량 부족분이 조금 발생하였으나 '15년까지 대규모 기력발전기가 다수 폐지됨에 따라서 그 이후의 부족분이 상대적으로 많이 증가하였다.

(2) 전력수요량 기준 신설설비계획

① 분산형전원 구축 시나리오

미래의 신설설비계획을 수립하기 위해서 본 논문에서는 CG와 DG의 두 가지 그룹의 조합을 서로 상반되는 상황에 대해서 시뮬레이션을 수행하였다. CG와 DG의 조합의 기준은 미래의 판매전력량 부족분을 담당하는 각각의 비율로 설정하였으며, 이에 따른 CG와 DG의 미래 판매전력량 담당비율은 표 3과 같이 5가지 경우에 대해서 분석하였다.

표 3 CG와 DG의 미래 판매전력량 담당비율
Table 3 The ratio of electric sales of CG & DG

scenario	case 1	case 2	case 3	case 4	case 5
CG	100%	75%	50%	25%	0%
DG	0%	25%	50%	75%	100%

② 신설설비의 담당발전량

미래의 판매전력량 부족분을 담당해야할 신설설비의 담당발전량은 그림 8과 같이 발전기술별 소내전력률을 고려하고, CG 전원에는 평균 송배전손실을 고려하여 신설설비의 담당발전량을 도출하였다.

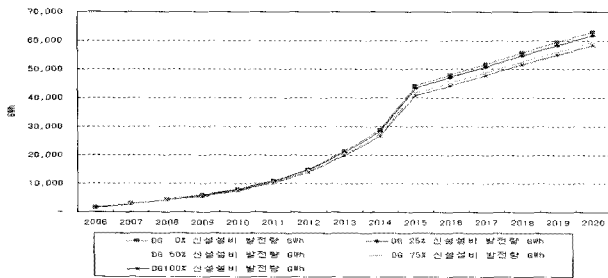


그림 8 신설설비의 담당발전량
Fig. 8 Allocated electric generations of new apacities

그림 8에서 계획기간 최종년도에 판매전력량 부족분을 담당해야할 발전량은 DG 0%의 경우는 63,056[GWh], DG 100%의 경우는 58,366[GWh]으로 DG 0%의 경우 송배전손실분을 담당하기위해서 DG 100%의 경우보다 약 8%를 더 발전해야 하는 것으로 분석되었다.

③ 신설설비의 담당발전량에 따른 발전설비용량

신설설비의 담당발전량을 생산해야 하는 발전설비용량을 산정한 결과는 그림 9와 같다.

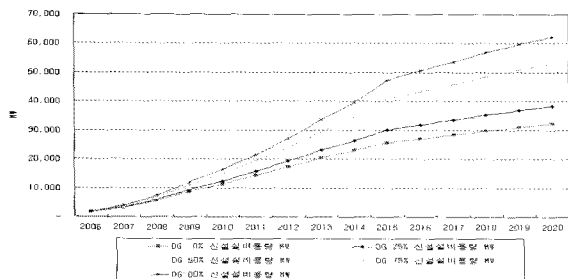


그림 9 연도별 신설설비용량(누적)
Fig. 9 Annual new capacities(accumulated)

그림 9에서 계획기간의 전반부에는 건설되는 설비가 급격히 증가하다가 후반부에는 많이 완화된 추세이다. 계획기간 최종년도에 신설되는 설비용량은 DG 0%의 경우는 32,266[MW], DG 100%의 경우는 62,283[MW]를 건설해야 하는 것으로 도출되었다. 대부분의 DG 전원은 설비용률이 낮으며, 최대부하에 대한 기여도가 낮기 때문에 DG 100%의

경우가 DG 0%의 두 배정도 투입되는 것으로 분석되었다.

(3) 이산화탄소 배출량

이산화탄소는 지구온난화의 주범으로써 온실가스의 약 80% 이상을 차지하고 있으며 국제적으로 온실가스 감축이 가시화되었으며, 이를 감축하기 위해서는 화석연료를 주로 사용하는 CG의 전원에 비하여 DG의 신재생에너지 및 고효율 열병합발전으로 구성하는 경우가 유리하다. 그림 10은 화석연료의 사용에 따른 신설설비의 이산화탄소 배출량 전망을 나타낸 것이다.

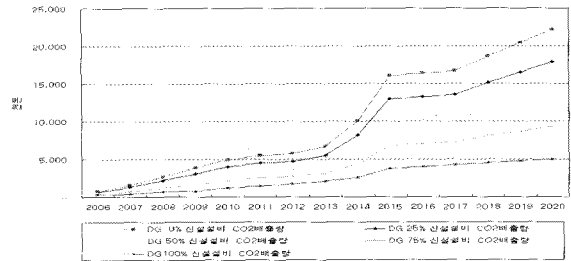


그림 10 신설설비 이산화탄소 배출량
Fig. 10 CO2 emission of new capacities

그림 10에서 2020년도 신설설비의 이산화탄소 배출량은 DG 0%의 경우 22,160천톤이며, DG 100%의 경우 5,010천톤으로 전망됨에 따라서 DG 전원을 주로 구성하였을 경우 CG 전원에 비하여 이산화탄소배출량은 약 4.4배 정도 많이 배출한다.

2) 전력소매요금원가

(1) 전력소매요금원가 구성요소

① 설비투자비

신설설비계획으로 인한 발전설비와 송변전설비의 총 투자비를 20년까지 누적으로 산정한 결과는 그림 11과 같다.

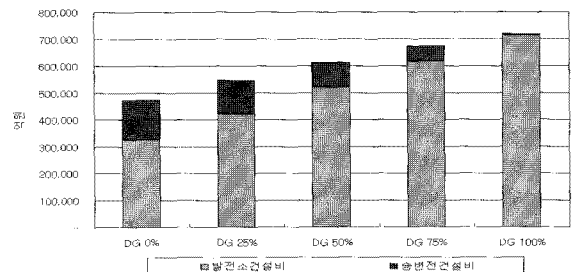


그림 11 2020년도 총 설비투자비 전망
Fig. 11 Total capital investment costs in 2020

그림 11에서 전체 설비투자비용으로 보면 DG 0%의 경우 473,137억원이며, DG 100%의 경우 718,095억원으로 DG 전원을 중심으로 신설설비계획을 수립하였을 경우의 총 설비투자비는 CG 경우에 비하여 약 50%이상 많이 드는 것으로 도출되었다.

각 항목에 대해서 살펴보면 DG 0%의 경우 발전설비 투

자비는 324,271억원이며, 송변전설비 투자비는 148,866억원으로 발전설비 투자비의 약 50%가 되는 비용이 송변전설비 투자비에 소요되는 반면에 DG 100%의 경우 발전설비 투자비는 714,488억원, 송변전설비 투자비는 3,647억원으로 송변전설비 투자비는 발전설비 투자비의 약 0.5%에 지나지 않는다.

② 운전비

그림 12는 신설발전설비의 운전유지비와 연료비를 산정한 결과이다. 단, 발전설비의 운전비는 운전유지비와 연료비로 구성되며, 기존설비를 제외한 신설설비의 운전비만 고려하였다.

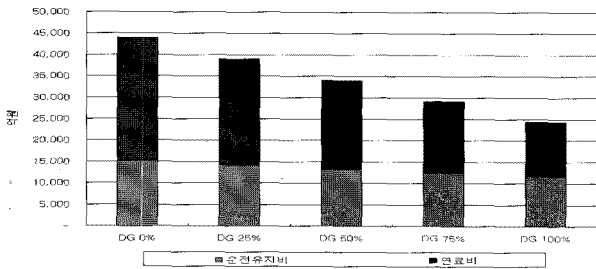


그림 12 2020년도 총 운전비 전망
Fig. 12 Total operation costs in 2020

그림 12에서 신설발전설비의 총운전비는 DG 0%의 경우 44,054억원이며, DG 100%의 경우 24,405억원으로 발전설비 운전비 측면에서는 CG 전원보다 DG 전원이 유리한 것으로 도출되었다. 운전비의 각 항목별로 보면 운전유지비는 DG 0%의 경우 15,205억원이고, DG 100%의 경우 11,671억원으로 DG 100%의 경우 약 1.3배정도 절감할 수 있으며, 연료비는 DG 0%의 경우 28,849억원이고, DG 100%의 경우 12,734억원으로 DG 100%의 경우 약 2.3배 절감할 수 있다.

③ 환경비

그림 13은 신설발전설비의 이산화탄소배출량에 대한 환경비를 산정한 결과이다. 단, 국제적 대기환경규제가 가시화됨에 따라서 본 논문에서 신설발전설비의 화석연료사용에 따른 이산화탄소배출량에 대해서 환경비를 반영하였다.

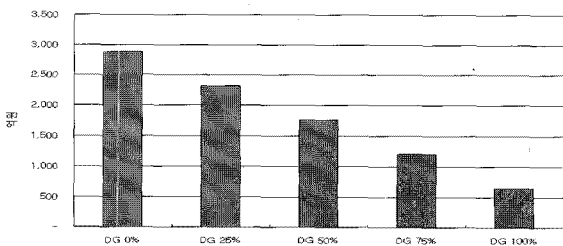


그림 13 2020년도 환경비 전망
Fig. 13 Total environmental costs in 2020

그림 13에서 환경비는 DG 0%의 경우 2,881억원으로 DG 100%의 경우 651억원에 비해 약 4.4배 정도 많이 발생할 것으로 도출되었다. 환경비는 화석연료를 사용하지 않거나 고효율 설비로 인하여 에너지사용을 절감할 수 있는 DG 전원

의 경우가 CG 전원에 비하여 유리한 것으로 분석되었다.

(2) 전력소매요금원가

신설되는 발전설비 및 송배전설비의 건설투자비와 신설발전설비의 운전유지비, 연료비, 환경비를 통합하여 신설설비로 인한 2020년도 전력소매요금원가를 산정한 결과는 그림 14와 같다.

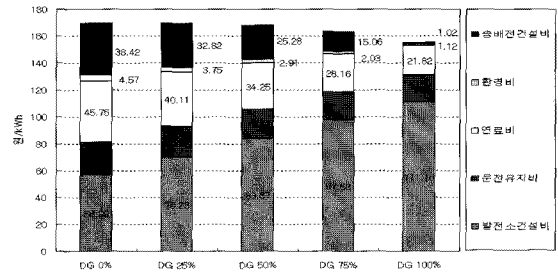


그림 14 2020년도 전력소매요금원가 전망
Fig. 14 Retail costs in 2020

그림 14에서 2020년도 전력소매요금원가 전망은 DG 0%인 경우 169.84[원/kWh]으로 DG 100%인 경우 130.24[원/kWh]에 비해 14.72[원/kWh] 높은 것으로 도출되었다. 각 항목별로 보면 발전설비 건설비는 DG 100%의 경우가 DG 0%인 경우에 비하여 약 2배정도 높으나 나머지 항목인 운전유지비, 연료비, 환경비, 송배전설비 건설비 부문에 더 낮은 것으로 산정되므로 결국 전력소매요금원가 측면에서 DG 100%의 경우가 더 유리한 것으로 분석되었다.

3. 결 론

본 논문에서는 최근에 두각 되고 있는 분산형전원에 대한 평가를 기존의 공급측면의 발전비용이 아닌 수요측면에서 전력소매요금원가를 산정하여 평가할 수 있는 방법론을 개발하였으며, 사례연구를 통하여 결과의 타당성을 분석하였다. 본 논문의 주요한 결과는 다음과 같다.

첫째, 기존의 전력수급기본계획을 수립하는데 이용되는 WASP 모형에서 설비용량[MW] 기준의 전원개발계획을 수립하는 방법과는 달리 전력수요량[MWh]을 기준으로 신설전원개발계획을 수립하는 알고리즘을 제안함으로써 중앙집중형전원과 분산형전원을 적절히 반영하였다.

둘째, 전원개발계획과 전력소매요금원가를 연계함으로써 수요측면을 기준으로 전원개발계획을 평가할 수 있는 방법론을 개발하였다. 전력소매요금원가의 구성은 전력계통을 구성하는 발전, 송배전 부문을 총체적으로 반영하여 소비자 측면을 기준을 분석하였으며, 국제적 대기환경규제에 대응하기 위하여 환경비용을 추가적으로 반영하였다.

셋째, 분산형전원 구축 시나리오에 따른 전력소매요금원가를 산정한 결과, 신설설비계획시 분산형전원이 투입비중이 클수록 전력소매요금원가는 낮아지는 것으로 분석되었다. 전

력소매요금원가 구성항목별로 보면, 발전설비 건설비는 개발 초기 단계에 있거나 설비를 해외에 의존하는 신재생에너지 및 열병합발전 등으로 구성된 DG전원이 많이 투입될수록 높아진다. 그러나 나머지 항목인 운전유지비, 연료비, 환경비, 송배전건설비 부문은 DG전원의 투입 비중이 클수록 낮아지는 것으로 분석되었다. 운전유지비 단가는 현재 CG전원이 대부분 저렴하나 미래의 DG전원의 기술개발로 인하여 많이 저렴해질 것으로 분석되었고, 연료비 부문은 화석연료의 사용이 적은 DG전원의 경우 저렴하며, 이산화탄소배출량에 따른 환경비는 CG전원의 100%투입에 비하여 DG전원의 100%의 경우 약 1/4배 절감되는 것으로 도출되었으나 그 양이 다른 부문에 비하여 매우 적은 것으로 분석되었다. 그리고 송배전설비 건설비는 수요지 근방에 위치한 DG전원이 투입비중이 클수록 매우 저렴한 것으로 도출되었다.

넷째, 본 연구는 거시적인 방법론으로 시나리오에 따라 분산형전원에 대한 의사결정자 의지를 적정히 반영하여 전원을 적정히 운전모의를 수행할 수 있는 방법론을 제공하고 있다. 즉, WASP Model의 결과와 직접 결과를 비교하기는 어려우나 WASP Model과 상호보완적 전략을 추구하여 수립하는 것이 적절하다고 판단된다.

향후 본 논문에서 고려한 신설설비의 CO₂ 배출량에 따른 환경비를 더욱 현실성 있게 반영하여 CO₂감축목표 및 전원별 CO₂배출 한계저감비용을 반영해야할 것으로 판단되며, 기존 전력수급기본계획에 사용되는 WASP 모형에는 최적화 모형을 사용함으로써 비용최소화에 따른 최적의 전원구성을 도출하기 때문에 본 연구에서 제안한 알고리즘에 최적화 모형을 적용해야할 필요가 있을 것으로 사료된다.

감사의 글

본 연구는 지식경제부의 지원에 의하여 기초전력연구원(R-2008-29)주관으로 수행된 과제임.

참 고 문 헌

[1] 에너지관리공단 “전력수급기본계획에 집단에너지설비의 장기적 반영 및 효과분석에 관한 연구”, 2005
 [2] Allen J. Wood, "Generation, Operation, and Control", John Wiley & Sone, Inc, 1996
 [3] 김용하, "Mixture of Cumulants Approximation 방법에 의한 확률론적인 발전시뮬레이션에 관한 연구", 고려대학교, 1991
 [4] 에너지공학회, "The WADE Economic Model에 의한 분산형전원 분석", 2006
 [5] 지식경제부, "제 3차 전력수급기본계획", 2006
 [6] 지식경제부, "제2차 신재생에너지 기술개발 및 이용보급 기본계획", 2003
 [7] 장기 송변전 설비계획(2006년~2020년), 한국전력공사 송변전본부 계통계획실, 2007. 1.
 [8] 신재생에너지 발전차액지원제도 개선 및 RPS제도와

연계방안, 산업자원부, 2006.03.31

[9] Michael Brown, Thomas R.Casten, "The WADE Economic Model : China", WADE Publications, 2004
 [10] 에너지관리공단 "집단에너지사업관련자료집", 2006
 [11] 환경부, "대기환경보전법", 2006
 [12] 전력거래소, "발전설비현황의 자료", 2006
 [13] 전력거래소, "발전소별 발전현황", 전력통계시스템, 2005
 [14] 전력거래소, "제 3차 전력수급기본계획 수립을 위한 기초 입력자료 산정", 2006
 [15] 전력거래소, "제 3차 전력수급기본계획 수립을 위한 발전원별 건설공사비 산정, 설비방식별 원가구성비교", 2006
 [16] 지식경제부, "제2차 전력수급기본계획", 2004
 [17] 지식경제부, "제1차 전력수급기본계획", 2002
 [18] 한국전력공사, "한국전력통계", 2004

저 자 소 개



김용하 (金龍河)

1959년 5월 16일생, 1982년 고려대학교 전기공학과 졸업. 1987년 고려대학교 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1991년 동대학원 전기공학과 졸업(박사). 1992년 ~ 현재 인천대학교 전기공학과 교수.

Tel : (032) 770-8434

E-mail : yhkim@incheon.ac.kr



우성민 (禹成玟)

1980년 11월 1일생, 2006년 인천대학교 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2006년 ~ 현재 동대학원 전기공학과 박사과정.

Tel : (032) 770-4323

E-mail : ywoosm@incheon.ac.kr



오석현 (吳錫賢)

1976년 4월 18일생, 2003년 인천대학교 전기공학과 졸업. 2005년 인천대학교 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2004년 ~ 현재 한국전력공사 재직 중.

Tel : (032) 712-2432

E-mail : seokhyunoh@kepco.co.kr



유정희 (柳正熙)

1972년 9월 18일생, 2008년 ~ 현재 인천대학교 전기공학과 산업대학원 석사과정. 1998년 ~ 현재 (주)한화종합기술단 재직중.

Tel : (032) 623-5490

E-mail : hanhwaeng@korea.com