

전력수급기본계획에 열병합발전 설비 반영 방법론의 개발

論 文

55A-12-10

The Development of Methodology in order to consider Combined Heat and Power in the Basic Plan of Long Term Electricity Supply & Demand

金 龍 河[†] · 金 美 禮^{*} · 禹 成 玖^{**} · 趙 成 麟^{**} · 林 鉉 成^{*}
(Yong-Ha Kim · Mi-Ye Kim · Sung-Min Woo · Sung-rin Cho · Hyun-Sung Lim)

Abstract - This paper develops methodology in order to consider CHP(Combined Heat and Power) capacity in the Basic Plan of Long Term Electricity Supply & Demand. We develop generating cost of CHP considering electric and heat. Also we develop mixed load duration curve which includes the electric load and heat load and then apply CHP capacity to SCM(Screening Curve Method) considering CHP feature. Accordingly, it decide the optimal CHP capacity in the Basic Plan of Long Term Electricity Supply & Demand. Also, We perform the sensitivity analysis according to cost variation.

Key Words : Generating cost of CHP, SCM, The Basic Plan of Long Term Electricity Supply & Demand

1. 서 론

근래의 에너지원별 수요동향을 보면, 석유, 전력, 천연가스 등의 고급에너지 소비가 증가하는 추세이다. 특히, 전력 수요는 지속적으로 증가하는 추세이며 하절기에 최대수요가 발생하는 반면 천연가스의 경우 하절기에 최저수요가 발생하여 재고물량 처리를 위한 저장설비 증설이 불가피한 상황이다. 또한 국내 대도시 지역의 환경문제 심화와 기후변화협약 등 국내·외 환경오염에 대한 규제가 점차 강화됨에 따라 청정에너지인 천연가스 및 저유황유의 수요가 증가하고 있고, 신재생에너지의 이용확대와 에너지절약의 필요성이 강하게 대두되고 있다. 이러한 상황에서 열병합발전은 에너지 효율 향상과 온실효과 저감 측면에서 그 대안으로 관심이 증대되고 있다.^[1]

이러한 요구에 발맞추어 국가적으로 에너지 사용의 큰 비율을 차지하고 있는 전력분야의 대응이 절실히 이에 큰 영향을 미칠 수 있는 것이 전력수급기본계획에 열병합발전을 반영하여 적정 구성 비율을 도출하는 것이다.[2]

현재 2차 전력수급기본계획의 전원구성의 종별은 원자력, 석탄, LNG, 석유, 수력, 대체/집단으로 이루어져 있고 종별 비율은 경제적 측면과 정책적 측면을 모두 고려하여 구성되어 있다. 이 중 경제적 측면만을 고려하는 최적 전원구성은 전력수요를 충족시킴에 있어 설비투자와 운전비의 현재가치 합계가 최소로 되는 연도별 설비구성을 도출하는 것이다. 즉, 고려대상 기간 동안에 걸쳐 최적인 설비구성을 구하게 된다. 그러나 이러한 문제는 매우 복잡한 문제이며 정책적인

고려사항이 입력 Data의 조정 등 여러 가지 형태로 반영되어진다. 이에 반해 개략적 경제적인 대안을 산정하는 방법으로는 계획발전원가를 이용한 심사곡선법(Screening Curve Method)이 있다.

이에 본 연구에서는 에너지 효율과 환경적인 면에서 대안이 될 수 있는 열병합발전의 타당성을 제고하기 위해서 전력수급기본계획에 열병합발전을 하나의 독립 전원종별로 고려하여 현재 수립된 2차전력수급기본계획의 틀을 크게 변경시키지 않으면서 가장 적절히 열병합발전의 비율을 결정할 수 있는 방법론을 개발하였다. 이는 향후 본 논문에서 제시한 방법이 전력수급기본계획의 수립에 적용되어야 함을 의미하는 것은 아니며 현재 수립된 전력수급기본계획의 결과를 최대한 반영시키면서 열병합발전의 전원구성비율을 결정하기 위한 하나의 방법론이라 할 수 있다.

이를 위하여 먼저, 발전기의 경제적 특성값이라 할 수 있는 열병합발전의 계획발전원가를 산정하고 이를 바탕으로 심사곡선법의 적용을 통해 경제적 측면과 정책적 측면이 동시에 고려된 열병합발전의 전원구성비율을 도출 하였으며 전원구성에 영향을 미치는 요소들에 감도 분석을 수행하여 그 영향의 상대적 민감도를 고찰하였다

2. 본 론

2.1 절 최적 전원구성

2.1.1 절 최적 전원구성의 개념

미래에 예상되는 수요에 대비하여 적정 공급신뢰도 범위 내에서 전력을 공급하기 위하여, 비용최소화 원칙 하에서 가장 경제적인 발전원별 투입시기 및 투입용량을 결정하는 것을 최적 전원구성이라 한다. 전원개발계획 문제를 최적계획 안 도출 방법론 측면에서 보면, 공급신뢰도를 만족시키는 등의 계통에 부가된 여러 가지 제약조건을 만족시키면서 매년

† 교신저자, 正會員 : 인천대학교 전기공학과 교수

E-mail : yhkim@incheon.ac.kr

* 正會員 : 인천대학교 전기공학과 석사과정

** 正會員 : 인천대학교 전기공학과 박사과정

接受日字 : 2006年 7月 20日

最終完了 : 2006年 10月 11日

도 투자비 및 운전비의 현재가치 합인 목적함수를 최소화하는 최적화 문제로 볼 수 있다.

최적 전원구성이란 것은 전통적 의미에 있어서는 전력수요를 충족시킴에 있어 설비투자와 운전비의 현재가치 합계가 최소로 되는 연도별 설비구성을 뜻하며, 이를 구현하기 위한 방법으로는 WASP등과 같은 동태적 방법과 계획발전원가를 이용한 심사곡선(Screening Curve)법등과 같은 정태적 방법이 있다.

2.1.2 절 심사곡선법

후보전원의 이용률별 계획발전원가[원/kWh]를 이용하여 적정 운전범위를 작성하고, 이를 이용하여 적정 전원구성을 모색하는 방법을 심사곡선법(Screening Curve Method)이라고 한다. 이는 특정연도의 최대부하와 부하지속곡선(Load Duration Curve)으로서 각 전원별 연간 발전비용을 최소화하는 전원종별 설비 구성비율을 결정하는 방법으로 그림 1과 같다.

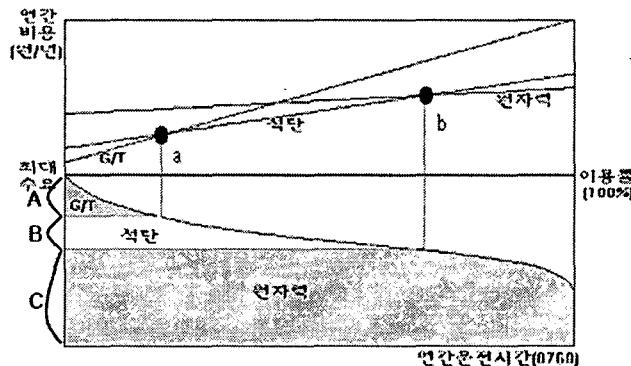


그림 1 심사곡선법

Fig. 1 Screening curve method

① 후보전원의 연간 발전비용을 이용률별로 도시하면 그림에서처럼 경제성 분기점이 a,b 지점에서 발생한다.

② a,b 지점을 LDC상으로 끌어내리면 그림과 같이 각 전원별 구성비율(A, B, C)이 결정된다.^[3]

2.2 절 심사곡선법 적용을 위한 연도별 부하의 도출

열병합발전은 전기만을 생산하는 다른 발전원과는 달리 전기와 열을 동시에 생산하는 발전설비이다. 그러므로 열병합발전을 심사곡선법에 적용하기 위해서는 전기와 열 두 가지를 모두 고려한 부하지속곡선이 필요하다.

전기부하 및 열부하의 예측은 전기부하와 열부하에 대하여 각각 최대부하와 연간에너지를 입력(전기부하는 전력수급기본계획에 근거, 열 부하는 2003년 집단에너지사업 운영실적 및 효과분석에 근거[4][5])으로 하여 한국전력공사에서 사용하고 있는 ADL 패키지를 사용하여 시간별 연간 전기부하변동곡선 및 열부하변동곡선을 도출하였다. 이를 위한 구체적 계산절차는 다음과 같다.

- (1) 전기부하 및 열부하의 표준부하 생성
- (2) 전력수급기본계획에 근거하여 전기부하에 대한 목표연도

- 의 최대부하[MW]와 사용에너지량[GWh] 입력
 (3) 2003년 집단에너지사업 운영실적 및 효과분석에 근거하여 열부하에 대한 목표연도의 최대부하[Gcal/h]와 사용에너지량[천Gcal] 입력
 (4) 목표연도의 연간 시간별 전기부하변동곡선[MW] 및 열부하변동곡선 출력[Gcal/h]
 (5) 전기단가 및 열 단가에 따른 열부하의 전기부하로의 단위환산 및 Scale 조정
 (6) [MW] 단위의 합성부하변동곡선 및 합성부하지속곡선 계산

위의 절차를 바탕으로 합성부하지속곡선을 그림 2와 같이 도출하였다.

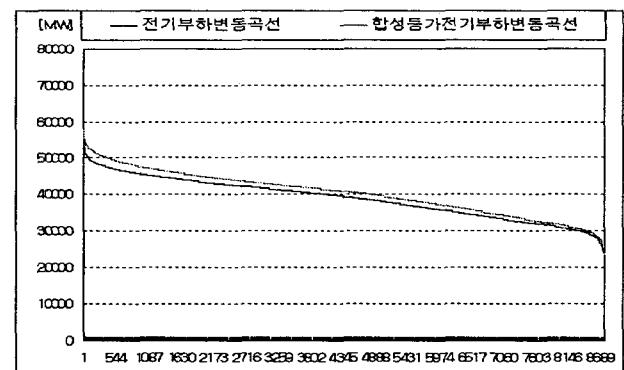


그림 2 2006년도의 시간별 합성부하지속곡선

Fig. 2 The mixed load duration curve(2006)

2.3 절 계획발전원가

발전기의 경제성을 결정하는 요소로는, 건설비, 운전유지비, 연료비가 있으며, 이 요소들에 의해 결정되는 경제적 특성값이 계획발전원가이다. 향후 신규로 건설될 후보발전기의 계획발전원가는 건설비를 기준으로 산정할 수 있다. 계획발전원가[원/kWh]는 단위 전력량을 생산하는데 필요한 비용을 의미한다.^[3]

$$\text{발전원가}[원/kWh] = \frac{\text{발전에 소요된 총비용}[원]}{\text{순발전량}[kWh]} \quad (1)$$

여기서, 순 발전량=총발전량-소내전력량

$$\text{발전원가}=\text{고정비}+\text{변동비} \quad (2)$$

$$\text{고정비} = \frac{\text{건설단가}[원/kW] \times \text{고정비율}[\%]}{8760[\text{시간}] \times \text{이용률} \times (1-\text{소내율})} \quad (3)$$

여기서, 고정비율=자본회수계수+등가법인세율+운전유지비율

$$\text{변동비} = \frac{\text{열소비율}[kcal/kWh] \times \text{연료비단가}[원/kg]}{\text{발열량}[kcal/kg] \times (1-\text{소내율})} \quad (4)$$

2.3.1 절 기준 발전원별 계획발전원가

열병합발전을 제외한 기존 발전원의 계획발전원가를 2차 전력수급기본계획의 계획발전원가자료는 미공개이므로 1차 전력수급기본계획의 자료를 근거로 각 발전원별 계획발전원

가를 구하면 표 1과 같다.^[6]

표 1 기준 발전원의 발전원가

Table 1 Generating cost by fuel type

구 분	원자력		석탄		국내탄	석유	복합	양 수
	1000	1400	500	800	200	500	450	300
고정비×이용률	27.66	22.60	18.65	15.67	27.95	13.83	11.01	9.09
변동비	4.38	4.49	14.06	13.58	36.94	46.08	53.70	-

2.3.2 절 열병합발전의 계획발전원가

열병합 발전은 전기만을 생산하는 다른 발전원과는 달리 전기와 증기를 동시에 생산하는 방식이다. 그러므로 전기의 발전량만을 가지고 계획발전원가를 산정하는 기준의 방식으로는 열병합 발전의 경제성을 평가하기가 힘들다. 이에 본 논문에서는 열용량을 전기와 같은 단위를 사용하는 등가전기용량으로 환산하여 열병합 발전의 계획발전원가를 산정하는 방법을 제안하였다. 이는 표 2와 같다.

표 2 열병합 발전의 계획발전원가 계산자료

Table 2 Data to calculate generating cost of CHP(Combined heat and power)

구분	전기용량			열용량
	가스터빈	증기터빈	계	
용량	47[MW]×2	33[MW]×2	127[MW]	123[Gcal/h]

항목	금액(백만원)	비고
건설비	1175800	
건설이자	50650	
총 건설비	1175800	건설비+건설이자
자본회수비	14342.9	총 건설비×CRF
운전 유지비	인건비	1704
	보수유지비	2610.03
	경상비	852
법인세	1226.45	총 건설비×0.01
보험료	1175.8	건설비×0.01

여기서, 법인세 비율은 평균적 추정 CRF:자본회수계수(LNG의 11.68[%] 사용)

(1) 등가전기용량 산정

전기판매단가	75[원/kWh]
열판매단가	52[원/Mcal]
단위환산계수	1[kWh]=860[kcal]

*열병합 발전소의 경제성 분석 package 데이터 사용

등가전기용량을 산정하기 위한 방법으로서 열 판매단가를 전기판매단가와 동일한 단위인 [원/kWh]로 변환하게 되는데 변환된 열과 전기판매단가에서 볼 수 있듯이 열은 전기와 같은 양을 생산하더라도 그 효용가치가 떨어지므로 PURPA 규정에 따라 전기와 열판매단가의 비율로써 등가전기용량을 산정하였다. 이렇게 산정된 등가전기용량이 포함된

열병합발전의 용량은 다음과 같다.

$$\textcircled{1} \text{ 전기용량}=127[\text{MW}]$$

$$\textcircled{2} \text{ 등가전기용량}=열용량[\text{MW}] \times (\text{열단가}/\text{전기단가})=85.8[\text{MW}]$$

$$\textcircled{3} \text{ 열병합 발전의 용량}=전기용량+등가전기용량=212.8[\text{MW}]$$

(2) 고정비

$$\textcircled{1} \text{ 총 건설단가}=\text{총 건설비용}[천원]/\text{CHP의 용량}[\text{kW}]$$

$$=576[\text{천원}/\text{kW}]$$

$$\textcircled{2} \text{ 고정비율}=(\text{고정비}/\text{총 건설비용}) \times 100=17.85[\%]$$

$$\textcircled{3} \text{ 소내율}=5[\%]$$

고정비는 식 (3)에 의해 다음과 같이 계산된다.

$$\therefore \text{고정비}=\frac{12.36}{\text{이용률}}[\text{원}] \quad (5)$$

(3) 변동비

$$\textcircled{1} \text{ 열소비율}$$

열병합발전의 발전형태는 근본적으로 LNG복합의 발전형태와 동일하다. 그러므로 열병합발전의 열소비율은 1차전력 수급기본계획의 LNG복합의 자료를 이용하여 도출하도록 하였다. LNG복합의 열소비율 1592[kcal/kWh]이며 열병합발전 소의 용량 212.8MW (전기용량 127MW, 열용량 85.8MW) 중에서 실제로 전기를 생산하는 부분만이 연료를 소비하므로 열병합의 총 열소비량은 전기용량만을 고려하여 $1592[\text{kcal}/\text{kWh}] \times 127000[\text{kWh}] = 202184000[\text{kcal}]$ 로 계산하였다.

$$\rightarrow \text{열소비율}=\frac{\text{총열소비량}}{\text{전기용량}+\text{열용량}}=950.1[\text{kcal}/\text{kWh}]$$

(2) 연료비단가

$$1\text{차전력수급기본계획 LNG복합의 연료비 단가인 } 434.188[\text{원}/\text{kg}, \ell]$$

(3) 발열량

$$1\text{차전력수급기본계획 LNG복합의 발열량인 } 13042[\text{kcal}/\text{kg}, \ell]$$

변동비는 식 (4)에 의해 다음과 같이 계산된다.

$$\therefore \text{변동비}=33.3[\text{원}] \quad (6)$$

(4) 계획발전원가

$$\textcircled{1} \text{ 고정비}: 12.36/\text{이용률}[\text{원}]$$

$$\textcircled{2} \text{ 변동비}: 33.3[\text{원}]$$

2.4 절 심사곡선법의 적용

2.4.1 절 열병합발전을 고려한 심사곡선법의 적용

전력수급기본계획은 경제성과 계통의 운용에 관련된 안정도, 신뢰도 뿐 아니라 수식적으로 단순 대입할 수 없는 정책적, 사회적인 면까지도 복합적으로 고려되어 있다. 또한, 수요를 상한과 기준, 하한수요로 나누어 수요예측의 오차에 대비하고 있다. 이렇듯 전력수급기본계획의 전원구성비가 결정되는 데는 여러 가지 요건이 반영되어 있으므로 여러 가지 복잡한 상황을 고려하여 결정된 2차전력수급기본계획의 결과를 전면적으로 재조정하는 것은 실현가능성이 결여되어

의미가 없게 된다. 그러므로 본 연구에서는 2차전력수급기본계획에서 결정된 결과를 최대한으로 수정하지 않는 범위 내에서 결과를 도출하였다. 즉, 전력수급기본계획의 수립시 고려되어야 하는 신뢰도, 수요예측의 오차, 고장정지율 등의 모든 조건이 고려된 상태에서 본 연구를 수행하였다. 방법으로는 2차전력수급기본계획에서 결정된 석탄화력, LNG복합, 그리고 열병합발전의 총합계용량은 변화하지 않는 범위 내에서 우선순위법상 발전기투입의 경제성을 고려할 때 열병합발전의 경쟁이 되는 석탄화력과 LNG복합, 그리고 열병합발전의 적정비율을 결정하도록 하였다. 그러므로 석탄화력과 LNG복합, 열병합발전을 제외한 원자력, 석유, 수력, 대체에너지 등의 발전원의 투입용량에는 변화가 없게 된다. 여기서 전력수급기본계획에 반영되는 열병합발전의 용량은 전기용량이므로 전기부하와 열부하를 모두 고려한 열병합발전의 용량을 결정하고 여기에서 전기부하만의 용량을 분리하여 전력수급기본계획에 반영하는 방법을 개발하였다. 그 과정은 다음 절차에 따르며 이는 그림 3과 같이 나타낼 수 있다.

- (1) 심사곡선법은 부하지속곡선을 사용하므로 전원종별의 총합이 최대부하를 만족시켜야 하므로 사고율, 보수율을 고려하여 예비력을 제외.
- (2) 그림 3에서와 같이 석탄화력과 열병합발전의 교점에서 전기부하지속곡선에 대응하는 교점을 구하고, 석탄화력과 LNG복합화력의 교점에서 합성등가전기부하곡선에 대응하는 교점을 구하여 그 차이를 전기용량과 열용량이 모두 포함된 열병합발전의 용량으로 결정.
- (3) (2)에서 구해진 전기용량과 열용량이 모두 포함된 열병합발전의 용량을 전기용량과 열용량으로 분리하여 이중 전기용량을 전력수급기본계획에 반영되어야 하는 열병합발전의 용량으로 결정.
- (4) 2차전력수급기본계획에서 결정된 석탄화력, 열병합발전, LNG복합화력의 합계용량 중 (3)에서 구해진 열병합발전의 용량을 제외한 나머지의 용량을 2차전력수급기본계획에서 결정된 석탄화력과 LNG복합화력의 비율로 분리하여 석탄화력과 LNG복합화력의 용량을 결정.
- (5) 전력수급기본계획에 포함된 고장정지율을 고려하기 위하여 전력수급기본계획상의 실용량으로 변환시키기 위한 Factor를 적용하여 이를 전력수급기본계획상에 반영하여야 하는 최종적인 석탄화력, 열병합발전, LNG복합화력의 최종 용량으로 결정.

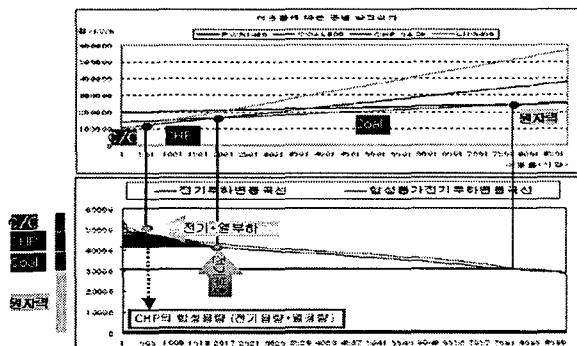


그림 3 심사곡선법에 의한 열병합발전의 용량 결정
Fig. 3 Decision of CHP capacity by screening curve method

2.4.2 절 적용결과

위의 과정을 2차전력수급기본계획의 적용년도인 2006년~2017년까지 적용한 결과는 그림 4와 같다.

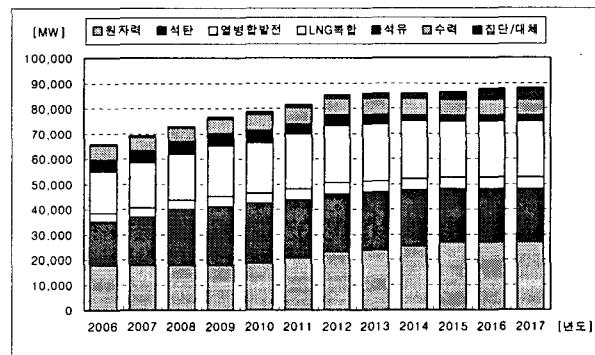


그림 4 본 연구에 의한 전원구성전망

Fig. 4 Generation capacity constitution outlook result by fuel type

본연구의 결과와 2차전력수급기본계획의 전원구성전망과 열병합발전에 대한 2차전력수급기본계획과 본 연구의 연도별 투입량 및 누적투입량을 비교하면 그림 5 및 그림 6과 같다.

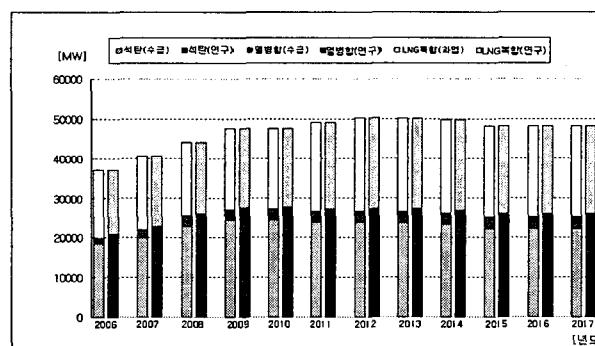


그림 5 2차전력수급기본계획과 본연구 결과의 석탄화력, 열병합발전, LNG복합의 년도별 전원구성전망의 비교

Fig. 5 Comparison of Coal, CHP and C/C generation capacity

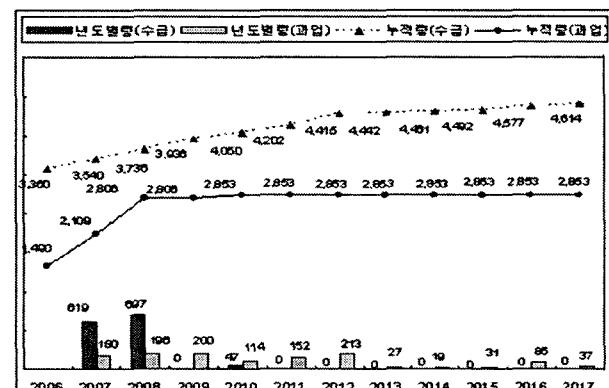


그림 6 열병합발전에 대한 2차전력수급기본계획과 본연구의 년도별 투입량 및 누적투입량의 비교 (단위 : [MW])
Fig. 6 Comparison of yearly CHP generation capacity

2004년도 지역난방 열병합의 경우 2,655[MW]가 계통에 병입되어 있으나 전력수급기본계획에 2004년도의 경우 반영되어 있는 열병합발전의 용량은 약 1,300[MW]이다. 즉, 1,300[MW] 정도의 지역난방열병합이 2차전력수급기본계획에는 포함되어 있지 않으며 이에 따라 본 연구에서의 결과는 2차전력수급기본계획에 반영되어 있는 열병합의 투입용량을 기준으로 하여 본 연구결과만큼의 열병합발전이 더 투입되어야 함을 의미하고 있다. 그러므로 본 연구에서 결정된 열병합발전의 연도별 누적투입량이나 낸도별 투입량은 2차전력수급기본계획에서 결정된 석탄화력, 지역냉난방열병합발전, LNG복합의 양이 본 연구에서의 결과로 바뀌어야 함을 의미한다. 만일 전력수급기본계획에 2004년도 지역난방열병합발전의 총 투입용량 2,655[MW]가 이미 반영되어 있었다면 이에 따라 2차전력수급기본계획에서 전원종별 구성비율도 지금과는 다른 비율로서 결정되었을 것이다.^[4]

2.5 절 전기단가, 열단가, LNG단가의 감도분석

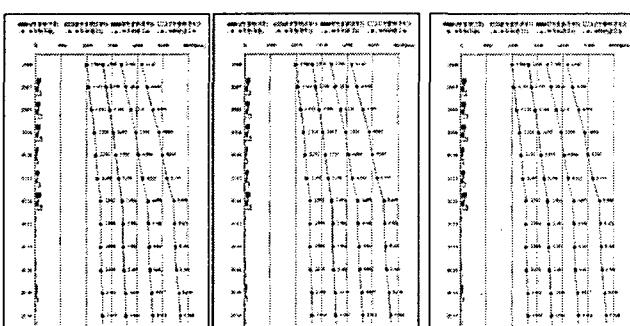
본 연구에서는 열병합발전의 비율을 결정하는데 가장 중요한 요소가 되는 세 가지에 대한 감도분석을 수행하였다. 이때 기준은 열병합발전의 계획발전원이 산정에 쓰인 전기단가 75[원/kWh], 열단가 52[원/Mcal], LNG단가 434.188[원/kg, ℥]으로 하였으며 이를 기준으로 [%]로 변화시켜 다음 표 3과 같은 경우를 설정하여 감도분석을 수행하였다.

표 3 감도분석을 위한 경우의 설정

Table 3 Criterion of sensitive analysis

구 분	전기단가 [원/kWh]	열단가 [원/Mcal]	LNG단가 [원/kg, ℥]
기준경우	75	52	434.188
경우 1	5 [%] 상승	고정	고정
경우 2	10 [%] 상승	고정	고정
경우 3	5 [%] 하락	고정	고정
경우 4	고정	5 [%] 상승	고정
경우 5	고정	10 [%] 상승	고정
경우 6	고정	5 [%] 하락	고정
경우 7	고정	고정	5 [%] 상승
경우 8	고정	고정	10 [%] 상승
경우 9	고정	고정	5 [%] 하락

위의 표에서 설정된 9가지의 경우로 감도분석을 수행한 결과는 그림 7과 같다.



(A) 전기단가변화 (B) 열 단가변화 (C) LNG단가변화

그림 7 단가변화에 따른 열병합발전 투입용량

Fig. 7 Results by cost variation

이상의 결과를 종합해 보면 결국 열병합발전의 활성화를 위해 전기단가 및 LNG 단가는 보다 저렴한 단가로 책정되어야 할 것이며 반면에 열 단가는 보다 상승되어야 한다. 즉, 이들 세 가지의 단가가 열병합발전의 활성화에 미치는 영향을 보면 전기단가를 낮추는 것 보다는 열 단가를 높이는 것이 더 유리하고, LNG단가를 낮추는 것보다는 전기단가를 낮추는 방안이 열병합발전 활성화를 극대화 시킬 수 있는 방안으로 판단되어 진다.

여기에서 전기단가, 열 단가, LNG단가를 높이거나 낮추는 것은 다른 요소들이 고정되었을 때 각각의 요소가 전원구성비율에 어떠한 영향을 미치는지를 판단하기 위함이다. 즉, 전력수급기본계획은 동일한 부하를 만족시키기 위한 전원구성비율을 정하는 것이기 때문에 전기단가, 열 단가, LNG단가의 변화는 열병합 발전 뿐만 아니라 다른 발전원에도 동일하게 영향을 미치게 되므로 동일한 조건 하에서 전기단가가 낮아지거나 LNG단가가 낮아지며, 열 단가가 높아지는 것이 열병합발전의 활성화 방안으로 판단되어 진다. 이때, 전기단가, 열 단가, LNG단가를 높이거나 낮추는 것은 다른 요소들을 고정시켰을 경우 상대적으로 각 요소를 상승 혹은 하락하는 것이다.

3. 결 론

심사곡선법(Screening Curve Method)을 이용하여 열병합발전의 전력수급기본계획에의 반영비율을 결정할 수 있는 새로운 방법론을 개발하였다. 전력수급기본계획은 경제적, 정책적, 사회적 여러 요인들을 종합적으로 고려하여 수립되는 것이므로 단순한 경제적 측면의 판단만으로 그 기본틀을 벗어나는 것은 실현가능성이 결여되어 의미가 없게 된다. 그러므로 본 연구에서는 전력수급기본계획을 수립하는 것을 목적으로 하지 않고 기 수립된 전력수급계획의 결과를 최대한으로 수정하지 않고 전력수급기본계획에 열병합발전의 반영비율을 도출하는 것을 목적으로 하였다.

현재 전력수급기본계획을 수립하는 데는 동적계획법을 이용한 WASP 프로그램을 사용하고 있으나 이 역시 경제성에 기반을 둔 수리모형의 일종이며 이를 수행하는 데에 있어서는 수많은 정책적 측면과 불확실적 요소가 포함되어 있다. 본 연구는 전력수급기본계획 수립시 열병합발전의 반영비율을 결정하는 문제이므로 전체적인 전력수급기본계획의 틀은 WASP의 결과를 사용하고 이중에서 열병합발전과 전원우선투입법상 경쟁이 되는 석탄화력과 LNG 복합화력의 비율만을 조정하기 위하여 심사곡선법을 적용하였다. 즉, 본 연구의 결과는 WASP의 수행 결과를 기반으로 하고 심사곡선법을 적용하여 열병합발전의 비율을 결정한 결과라 하겠다. 이를 위하여 본 연구에서는 열병합 발전의 계획 발전원을 산정하고 기존 발전원으로 이루어진 심사곡선법 상에 열병합 발전을 추가하여 경제적 측면만을 고려한 전력수급기본계획의 최적 전원구성비율을 얻었다. 여기에 계획상의 정책적 측면이 고려된 요소를 고려하여 실제의 전력수급기본계획에 조금 더 근접할 수 있도록 하는 발전원별 전원구성을 하였다. 연도별로 본 연구에서 제안한 방법의 전원구성과 전력수급기본계획상의 전원구성을 비교해 보면 복합화력과 석탄은 줄어들고 열병합발전은 늘어나는 결과가 나타난다. 이

는 전원구성시 열병합 발전의 반영비율을 늘리는 방향으로 가는 것이 경제적 측면에서 유리함을 나타낸다고 볼 수 있다. 또한 열병합발전의 계획발전원가에 영향을 끼치는 요소들에 대한 감도분석을 수행함으로써 각 요소들의 변화에 따라 전원구성에 열병합발전의 투입량이 어떻게 달라지는 지 고찰하였다. 즉, 열병합발전의 계획발전원가에 영향을 끼치는 요소인 전기단가, 열 단가, LNG단가는 낮아지고 열 단가는 높아짐에 따라 열병합발전의 반영비율이 증가함을 알 수 있었다. 이는 열병합발전의 활성화 방안에 있어 상대적으로 전기 단가와 LNG단가는 낮추고 열 단가는 높이는 것이 그 효과를 증대시킬 수 있음을 의미하고 있다.

참 고 문 현

- [1] “열병합발전기술세미나(환경분야)”, 한국열병합발전협회, 2005
- [2] 심상렬, “에너지산업 구조개편에 따른 열병합 발전의 경제성 평가”, 에너지경제연구원, 2002
- [3] “투자사업을 위한 경제성평가”, 한국전력공사, 1994
- [4] “제 2차 전력수급기본계획”, 산업자원부, 2004
- [5] “집단에너지사업 운영실적 및 효과분석”, 에너지관리공단, 2004
- [6] “제 1차 전력수급기본계획”, 산업자원부, 2002
- [7] 노동석, “전력수급계획의 에너지원별 적정비중 검토”, 에너지경제연구원, 2004
- [8] 김동우 외, 2000, “에너지원별 냉난방방식에 따른 부하 특성 및 경제성 조사연구” 에너지관리공단, pp.3~92.
- [9] 김남일, “전력산업에 대한 규제 및 경쟁 정책의 방향”, 에너지경제연구원, 2004
- [10] 김창수, “전력분야 경쟁도입에 따른 열병합 발전소 지원정책 고찰”, 전기연구원, 2003

저 자 소 개



김 용 하 (金 龍 河)

1959년 5월 16일생.
1982년 고려대학교 전기공학과 졸업.
1987년 고려대학교 대학원 전기공학과 졸업(석사).
1991년 동대학원 전기공학과 졸업(박사).
현재 인천대학교 전기공학과 교수.
Tel : 032)770-8434
Fax : 032)766-8434
E-mail : yhkim@incheon.ac.kr



김 미 예 (金 美 禮)

1980년 7월 3일생.
2004년 인천대학교 전기공학과 졸업.
현재 동 대학원 석사과정.
Tel : 032)770-4323
Fax : 032)765-8118
E-mail : gimmeye@lycos.co.kr



우 성 민 (禹 成 玖)

1980년 11월 1일생.
2004년 인천전문대학 전기과 졸업.
2004년 학점은행제 전기공학과 졸업.
2006년 인천대학교 대학원 전기공학과 졸업(석사).
현재 동 대학원 박사과정.
Tel : 032)770-4323
Fax : 032)765-8118
E-mail : ywoosm@incheon.ac.kr



조 성 린 (趙 成 麟)

1961년 1월 10일생.
2004년 인천대학교 대학원 전기공학과 졸업(석사).
현재 동 대학원 전기공학과 박사과정. 한국전력공사 근무.
Tel : 032)770-4323
Fax : 032)765-8118
E-mail : josli@kepco.co.kr



임 현 성 (林 炫 成)

1981년 2월 18일생.
2006년 인천대학교 전기공학과 졸업.
현재 동 대학원 석사과정.
Tel : 032)770-4323
Fax : 032)765-8118
E-mail : jayou20@nate.com