

회피비용을 고려한 EGEAS 모형 개발과 전원개발계획의 최적화

이재관* · 홍성의**

A Modified EGEAS Model with Avoided Cost and the Optimization of Generation Expansion Plan

Jae-Kwan Lee* · Sung-Eui Hong**

□ Abstract □

Public utility industries including the electric utility industry are facing a new stream of privatization, competition with the private sector and deregulation. The necessity to solve now and in the future power supply and demand problems has been increasing through the sophisticated generation expansion plan(GEP) approach considering not only KEPCO's supply-side resources but also outside resources such as non-utility generation(NUG), demand-side management(DSM).

Under the environmental situation in the current electric utility industry, a new approach is needed to acquire multiple resources competitively. This study presents the development of a modified electric generation expansion analysis system(EGEAS) model with avoided cost based on the existing EGEAS model, which is a dynamic program to develop an optimal generation expansion plan for the electric utility. We are trying to find optimal GEP in Korea's case using our modified model, and observe the difference for the level of reliabilities such as the reserve margin(RM), loss of load probability(LOLP) and expected unserved energy percent(EUEP) between the existing EGEAS model and our model. In addition, we are trying to calculate avoided cost for NUG resources which is a criterion to evaluate them, and test possibility of connection calculation of avoided cost with GEP implementation using our modified model. The results of our case study are as follows.

First, we were able to find that the generation expansion plan and reliability measures were largely influenced by capacity size and loading status of NUG resources.

Second, we were able to find that avoided costs, which are criteria to evaluate NUG resources, could be calculated by using our modified EGEAS model with avoided cost. We also note that avoided costs were calculated by our model in connection with generation expansion plans.

* 숭실대학교 경상대학 경영학부 교수

** 한국전력공사 영업처 요금제도부

1. 서 론

1.1 연구의 배경 및 연구 목적

전력수급 문제는 신규발전소 건설이나 외부 자원의 획득과 같은 공급자원, 에너지 절약 또는 부하관리와 같은 수요자원, 그리고 전력요금 정책, 환경문제 등 여러 이슈들을 통합하여 사회전체의 전력산업 관련비용을 최소화하기 위한 통합자원계획(integrated resources plan : IRP)의 필요성을 증대시키고 있다. 전원개발계획(generation expansion plan : GEP)은 공급자원에 중점을 두는 계획으로서 IRP의 핵심부분이다.

GEP에 대한 기존의 연구들을 분류해 보면 대체로 다음 세 가지 흐름이 발견된다. 첫째, 개발 가능한 설비의 후보군으로부터 경제성, 신뢰성, 환경, 재무, 입지 등의 제약조건을 충족시키는 발전소 유형 및 크기의 조합을 도출하는 연구 흐름, 둘째, 이와 같은 조합을 도출하는 데 있어서 절차를 단순화하거나 단계를 축소함으로써 시간과 비용을 절감할 수 있는 접근방법을 탐색하는 연구 흐름, 셋째, 이상 두 가지 조류의 부차적인 연구과제로서 경제적 요소와 비경제적 요소를 종합적으로 고려하는 최적 GEP에 대한 연구 흐름 등이다.

기존의 연구들은 거의가 전력회사 내부 자원에 국한하여 GEP를 다루어 왔으나 본래 GEP의 자원은 전력회사 내부의 자원과 함께 전력회사 외부의 자원도 고려대상이 될 수 있다. 전술한 바, IRP의 필요성이 증대되고 있는 최근 상황을 고려할 때, 이러한 외부 자원의 포함여부는 계획의 질을 좌우하는 중요한 요소가 될 것이다.

본 연구에서는 외부 자원을 포함하여 종합적으로 GEP를 최적화하는 문제를 다루고자 한다. 근본적으로 계획에 동원된 각종 자원을 비교 평가할 수 있는 모형의 설정이 선행되어야 하며, 또한 GEP 수립과 회피비용(avoided cost) 산정절차의 별도 처리라는 지금까지의 이중적 구조의 문제를 해결하기 위해서 GEP의 일관된 절차 개발이 선행되어

야 할 것이다.

외부 자원을 평가하기 위한 기준이 되는 회피비용이 최근 전력산업 분야에서 중요하게 대두됨에 따라 이를 고려하는 최적 GEP를 도출하기 위한 연구의 필요성이 증대되고 있다.

이상의 배경에 따라 본 연구의 목적을 아래와 같이 세 가지로 정하고자 한다.

첫째, 1980년대 미국의 MIT와 Stone & Webster Management Consultants, Inc.에서 개발한 EGEAS(Electric Generation Expansion Analysis System) 모형을 개선하여 회피비용을 고려하는 EGEAS 모형을 개발하고자 한다.

둘째, 본 연구에서 개발한 모형에 우리 나라의 GEP 데이터를 입력하여 여기서 도출된 GEP와 기존 모형에 의한 GEP를 비교하고자 한다.

셋째, 본 연구에서 개발한 모형에 의해 외부 자원으로 대체할 경우의 회피비용을 산출하여 평가 기준으로 제시하고자 한다.

1.2 연구 방법 및 논문의 구성

본 연구는 전술한 세 가지의 연구 목적을 달성하기 위하여 먼저 선행과제로서 GEP의 이론과 연구동향 및 회피비용의 이론에 대하여 문헌적으로 고찰하였다.

본 과제인 EGEAS 모형의 개발, GEP 도출 및 기존 모형에 의하여 도출한 결과와의 비교, 그리고 외부 자원의 평가기준으로 제시할 회피비용 산정은 다음과 같은 방법으로 연구하였다.

첫째, 기존의 EGEAS 모형은 최적 GEP를 도출하기 위한 입력할 요소를 정의하고, 총수입소요액(revenue requirement)의 현재가치를 목적함수로 사용하며, 발전설비용량의 상한 및 하한, 시스템의 공급지장확률시간, 그리고 형식별 발전기 대수(臺數) 및 시스템 설비에비율의 상한 및 하한을 제약조건으로 설정한다.

본 연구에서 개발한 회피비용을 고려하는 EGEAS 모형은 기존의 EGEAS 모형에 NUG 자원으로 대체

할 계획상 확정된 발전소의 설비특성, 즉 설비용량, 설치연도, 수명기간, 담당 부하¹⁾ 및 고장정지율에 대한 입력요소를 재편집하여 입력한 후 실행하는 프로그램이다.

둘째, 본 연구에서 개발한 모형에 의한 GEP와 기존 모형에 의한 GEP의 비교는 전원 유형별 설비투입의 변화추이를 살펴보고, 신뢰도지수, 즉 설비에비율, 공급지장확률시간 및 공급지장에너지비용의 향상 여부를 분석한다.

셋째, 외부 자원으로 대체할 경우의 이에 대한 평가기준이 되는 회피비용은 기존의 모형과 본 연구에서 개발한 모형에 의하여 각각 도출한 GEP의 비용에 관한 출력자료를 기준으로 회피비용 산정 모형에 의해 산출한다.

이상과 같은 연구배경 및 연구목적, 그리고 연구방법을 토대로 하여 본 연구는 총 6장으로 구성되어 있으며, 장별 주요내용을 간략하게 살펴보면 다음과 같다.

제1장에서는 본 연구에 대한 연구배경 및 연구목적, 그리고 연구방법론을 요약하였다.

제2장은 GEP의 이론과 연구동향으로서 GEP 및 IRP에 대한 구체적인 의미와 특성을 살펴보고, 기존의 연구에서 개발된 GEP의 최적화에 대한 분석 기법과 모형을 요약하였다.

제3장은 최적 GEP를 수립함에 있어 최근 외부 자원 평가기준으로서 관심이 집중되고 있는 회피비용에 관한 개념 및 특성, 그리고 구성요소와 산정방법론에 대하여 고찰하였다.

제4장은 회피비용을 고려하는 개선된 EGEAS 모형의 개발을 위해 먼저 필요한 프로그램 실행구조를 설정하였으며, 다음으로 입력요소의 특성과 수리적 해석을 통한 기존 EGEAS 모형에 대한 주요 변수 및 논리에 대하여 살펴보았으며, 마지막으로 회피비용을 고려하는 수리적 모형에서는 고려되는 제비용 요소 및 수리적 모형을 살펴보았다.

제5장은 본 연구에서 개발한 모형에 우리 나라

의 GEP 데이터를 적용하여 테스트하고 분석결과를 제시하였다.

제6장은 본 연구의 전반적인 요약과 결론, 그리고 한계점을 제시하였다.

2. 전원개발계획의 이론과 연구동향

2.1 전원개발계획과 통합자원계획[5]

2.1.1 전원개발계획

1) GEP의 의의 및 특성

GEP란 건설비, 연료비, 운전특성, 건설기간 등 여러 가지 특성이 다른 전원들의 적절한 구성을 통하여 얻어지는 연도별 발전소 건설계획으로서 국가 또는 전력회사가 수립하는 장기계획의 주축을 이루는 사항이다. 이러한 GEP의 수립목적은 예측된 미래의 전력수요에 대하여 소정의 공급신뢰도를 유지할 수 있는 가장 경제적인 공급력을 확보하는 데 근간을 두고 있다.

2) GEP의 관련요소

전력회사의 GEP는 계획기간동안 예측된 수요를 충족시키기 위하여 추가로 건설될 발전설비에 대한 전원, 전원의 크기 및 상업운전개시일을 결정하는 문제이다. 따라서 이상적인 GEP는 재무계획, 연료 수송계획, 송배전 계통계획, 전원별 유지보수 계획과 같은 문제와 연계하여 고려되어야 한다.

GEP를 전력공급측면의 계획과 수요관리정책의 측면으로 분류하여 살펴보면 다음과 같다.

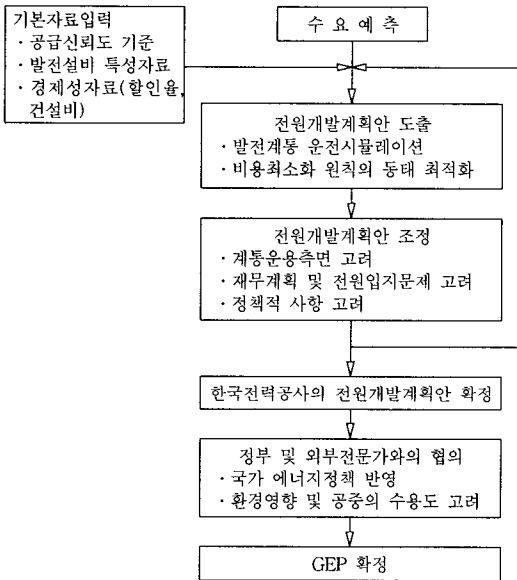
전력공급측면의 계획(supply-side management : SSM)은 전력회사의 전반적 경영계획과 연관이 있지만, 특히 요금제도, 수요관리정책, 재무계획, 전원 입지, 송전계획 등과 밀접한 관련이 있는 반면에 DSM 정책은 전력수요의 크기나 형태에 반영되어 설비구성 및 투자계획에 영향을 미치고, 발전설비 확충계획에 따라 전원입지계획 및 송전계획이 작성되며, 여기에 소요되는 자금을 확보하기 위하여 재

1) 부하(load)란 전력 또는 동력을 소비하는 것으로서 그 소비전력이나 동력을 말한다.

무계획 및 요금정책이 검토되고 있다.

우리 나라의 GEP 수립은 <그림 2-1>에서도 볼 수 있는 것과 같이 먼저 수요관리효과를 감안한 장기 수요예측으로부터 전산모형을 이용하여 비용최소화에 의한 GEP안을 도출하고, 계통운영 측면, 재무 평가, 전원입지 문제 등을 고려하여 이를 수정하고 보완한 계획안을 작성한다.

3) GEP의 수립과정



<그림 2-1> GEP 수립과정

2.1.2 통합자원계획

1) IRP의 의의 및 특징

IRP란 “보다 적은 사회적 비용으로 소비자의 욕구를 충족할 수 있도록, 전력회사가 다양한 공급자원 및 수요자원을 활용하여 일관성 있게 전력수급계획을 수립”하고자 하는 새로운 방법이다.

이러한 IRP는 1988년 미국 Oak Ridge 국립연구소의 Eric Hirst에 의해 공급자원과 수요자원을 종합적으로 고려하자는 주장으로부터 출발한 것으로서, 1990년대 미국을 비롯한 세계 각국의 전력수급계획 분야의 지배적인 개념으로 자리잡게 되었다.

IRP가 기존의 전력수급계획과 다른 특징을 살

펴보면, 전력수급계획을 수립할 때에 가능한 모든 자원, 즉 수요자원과 공급자원을 동등한 조건하에서 고려하며, 의사결정시 계획과정에서부터 관련 이해집단 및 공중의 참여폭을 확대하여 다양한 계획 목적을 종합적으로 고려한다는 점이다.

2) IRP의 수립절차

IRP는 수요예측으로부터 시작하여 공급 및 수요 자원에 대한 평가와 통합과정을 거친 후 불확실성, 재무, 입지, 환경영향 등에 대한 분석을 거쳐 최적계획안을 도출하는 순서로 수립된다.

2.2 전원개발계획의 최적화를 위한 분석기법

2.2.1 Yang-Chen[10]

Yang-Chen은 대만의 GEP에 있어 중전의 단일 목표 비용최소화 수리적 모형의 문제점을 보완한 방법인 전통적인 동적계획모형에 새로이 계획된 몇 개의 다기준의사결정(multi-criteria decision making : MCDM) 방법이 부과된 다목표 최적화 모형(multi-objective optimization model : MOOM)을 제안했다.

그들이 제안한 다기준의사결정 절차는 의사결정 대안과 관련된 다속성의 상대적 중요성에 따라 가중치를 부여하여 효율적인 근사 최적 절충해를 발견하는 것이다.

2.2.2 Kim[8]

Kim은 최적화된 GEP의 해를 도출하기 위하여 Bender의 분할모형과 일반화된 네트워크 구조를 가진 혼합정수선형계획모형을 함께 이용하는 방법을 개발하였다.

먼저 분할모형을 이용하여 전체적인 GEP를 신규발전소에 대한 최적투자결정과 관련된 주문제와 발전계통의 운영비와 신뢰도의 결정과 관련된 부문제로 분류한 뒤, 주문제는 정수선형문제를 이용하고, 부문제는 일반화된 네트워크구조를 이용하여 최적 또는 최적에 대한 허용치를 만족하는 해

가 구해질 때까지 반복하여 계산하였다.

실증적으로 이러한 방법론을 우리 나라의 GEP 사례에 적용하였다.

2.2.3 김영창[1]

김영창은 GEP를 수립하는 데 있어 비용 및 지구온실화 가스(이산화탄소), 원자력설비의 위험도 등의 속성을 고려한 다목적 의사결정기법을 적용하였다.

이러한 분석을 위하여 제안된 다목적 함수의 최적화 기법으로는 기존의 동적계획법과는 상이하고, 다목적 함수의 풀이에 용이한 우선 순위 동적 계획법을 채택하였으며, 한국전력공사의 GEP의 수립에 활용되고 있는 WASP 전산모형을 적용하여 다목적 GEP 방법을 구현하였다.

2.2.4 차재호[2]

차재호는 장기 GEP의 최적 투자대안을 도출하기 위하여 전원계획의 문제를 다목적 선형확률계획 문제로 정형화하였으며, 전력사업과 관련해서 선정된 주요 목적으로는 전력생산비용, 환경오염(CO₂ 방출량), 고용효과(고용자 보수) 및 공중보건의 위험(사망자수) 등 대표적인 4가지가 고려되었으며, 각각의 목적함수에 포함된 계수들은 정규분포를 취하는 확률변수로 취급하고 모형의 적용가능성을 검증하였다.

3. 회피비용에 관한 이론적 고찰

3.1 회피비용의 개념 및 특성

회피비용(avoided cost)은 미국에서 인준설비

(qualifying facility : QF)²⁾의 발전전력을 전력회사가 구입하는 데 따른 구입전력요금을 결정하는 문제에서 출발하였다. 미국의 공익사업규제정책법(public utility regulatory policy act : PURPA)³⁾에 의하면 전력회사는 QF로부터 전력을 구입할 의무가 있으며, 그 가격은 회피비용에 따르도록 되어 있다. 또한 이 법에서는 회피비용을 “대체전력의 증분비용(incremental cost of alternative electric energy)”이라고 정의하고 있다. 이러한 대체전력의 증분비용이란 “QF로부터 전력을 구입하지 않을 경우, 전력회사가 그에 상응하는 전력을 자체적으로 발전하거나 다른 발전사업자로부터 전력을 구입할 때 소요되는 증분비용”이며, 이는 전력회사의 발전비용을 기준으로 전력회사 또는 사회가 지불할 의도가 있는 최대가치라는 기본원리를 배경에 두고 정의된 개념이다.

3.2 회피비용의 구성요소

3.2.1 회피설비비용

회피설비비용은 NUG가 발전설비를 제곱함에 따라 전력회사의 신규설비에 대한 추가도입의 취소, 지연, 규모축소 등에 의한 설비투자 비용의 감소분을 의미한다. 이와 같은 설비투자비용은 발전설비의 건설비, 투자자본에 대한 이자 및 적정수익, 연료재고 및 운전유지비 중 고정비, 기타 세금 및 보험비용 등을 포함하게 된다.

3.2.2 회피에너지비용

회피에너지비용은 전력계통의 운용에 따라 변화하는 요소로서 NUG로부터 구입한 전력으로 인해 발생하는 전력회사의 발전비용 감소분을 말한다.

- 2) 미국의 공익사업규제정책법(public utility regulatory policy act : PURPA)이 정하고 있는 인준설비(QF)로는 첫째, NUG의 발전설비이어야 하고, 둘째, 바이오매스, 폐기물, 풍력, 태양광 등 비화석연료를 이용하여 발전하여야 하며, 셋째, 석유, 천연가스 등의 에너지 투입량이 전체 에너지 투입량의 25%를 넘지 않아야 하며, 넷째, 열병합발전설비는 총에너지발전량 가운데 열 생산량이 5% 이상이 되어야 하는 요건 등이 있다.
- 3) 미국의 공익사업규제정책법(PURPA)은 전력시장의 구조변화에 따라서 1978년에 제정된 것으로서 회피비용의 개념을 소개하였다. 미국의 연방에너지규제위원회(federal energy regulatory commission : FERC)에 의해서 입법화된 이 법은 1973년 제1차 오일쇼크 이후 에너지 절약 및 합리적인 에너지 사용을 제도적으로 유도하고 비일반 전기사업자(NUG)의 고효율 또는 신·재생에너지원 이용을 법적으로 장려하고 보장하기 위해서 제정되었다.

이와 같은 회피에너지비용에는 발전연료비, 변동 운전유지비 등이 포함된다.

3.2.3 회피송배전비용

회피송배전비용은 어떤 특정 지역에 대한 NUG 자원을 획득함으로써 그 지역에서 회피되는 송배전 신규설비 투자비, 운영비, 손실비용 등의 감소분을 의미한다.

3.2.4 기타 회피비용

환경에 미치는 영향을 피하기 위하여 소요되는 회피환경비용, 전력의 공급 및 소비로 인하여 지역 및 국가경제에 직·간접적으로 영향을 미침으로써 발생하는 직·간접 경제비용, 그리고 자원획득시 행정처리에 소요되는 행정·오버헤드 비용이 있다.

<표 3-1>은 본 연구에서 다루고자 하는 회피비용 구성요소를 표시한 것이다.

<표 3-1> 회피비용의 구성요소

구성요소	세부구성요소	비고
회 피 설 비 비 용	건설투자비	*
	공해방지 설비투자비	*
	고정운전유지비	*
회 피 에 너 지 비 용	연료비 공급지장비 원전사후처리비	*
회 피 송 배 전 비 용	송배전 건설투자비 송배전설비 운전유지비 송배전 손실비용	
회 피 환 경 비 용	공해배출량 관련 비용 미래 환경규제 대응 비용 환경외부비용	
기 타 회 피 비 용	직접 경제비용 간접 경제비용 행정 및 오버헤드 비용	

* : 본 연구에서 다루고자 하는 회피비용 요소

3.3 회피비용의 산정방법론

3.3.1 수입소요차액방법[9]

수입소요차액방법(differential revenue requirement : DRR)은 장기적인 관점에서 구입전력의 확

보로 인해 야기되는 전원계획상의 변화와 그에 따른 전원설비 투자비의 변화를 파악하여 회피비용을 산정하는 방법이다.

이 방법은 다수의 대상자원을 동시에 비교할 수 없다는 단점으로 인하여 각각의 자원에 대하여 여러 차례의 계산과정을 거쳐야 하는 점에서 유용성이 떨어진다. 또한, 계산이 너무 복잡하여 대부분의 경우 복잡한 분석모형의 결과에 의존해야 하는 것도 단점으로 지적되고 있다.

3.3.2 대체설비기준방법

대체설비기준방법(proxy plant approach)은 구입전력이 계통에 투입됨으로써 전원계획상 회피될 설비를 설정하고 그 설비의 투자비용 및 발전비용을 기준으로 회피비용을 계산하는 방법이다.

이 방법은 일단 회피가능설비가 결정되면 회피비용의 산정이 비교적 단순하고 자료의 확보도 쉽다는 장점이 있다. 그러나 전원계획상 수립된 신규 투자계획설비가 다수일 경우 대체설비를 누가 어떻게 결정할 것인가 하는 문제와 NUG 설비와 대체설비의 운영측면의 차이를 어떻게 반영할 것인가 하는 문제점이 있다.

3.3.3 수요감소법

수요감소법(demand decrement method)은 기준 수요를 대상으로 전력회사의 공급자원만으로 비용 최소화 전원계획을 구한 후 회피대상자원의 수명 기간동안 기준수요에 미치는 영향을 분석하여 이에 해당하는 수요를 기준수요에서 차감하고 이를 기준으로 비용 최소화 전원계획을 구하여 두개의 계획간 수입소요액 차이로부터 회피대상자원의 회피비용을 구하는 방법이다.

이 방법은 평가대상이 되는 자원이 많을 경우에 유용한 방법이지만 차감되는 수요는 결과적으로 첨두부하 수요를 감소시키게 되므로 대체 자원이 첨두부하 이외의 설비일 경우에는 그 산정 결과를 실무적으로 사용하기가 곤란하다는 문제점이 있다.

본 연구에서는 이와 같은 각각의 회피비용 산정 방법의 장단점을 고려하여 수입소요차액방법을 사용하여 회피비용을 산정하고자 한다.

3.3.4 회피비용 산정 사례

회피비용 계산에 대한 사례연구는 1995년 미국의 텔러스(Tellus) 연구소에 의해서 이루어졌다([9]). 이 연구소는 부하감소법에 기초하여 부하감소크기를 가정하고, 이를 고려했을 경우와 고려하지 않았을 경우의 각각에 대한 건설비, 운전유지비, 에너지비, 및 에너지손실비의 현금흐름 차이를 이용하여 회피비용을 계산하였다.⁴⁾

국내에서는 한국전력공사에서 민자발전사업자(independent power producer : IPP) 선정과정에서 실무적 필요에 의해 대리발전기법에 따라 1995년과 1997년 2차례에 걸쳐 회피비용을 계산한 바 있으나, 이에 대한 이론적 연구는 이루어지고 있지 않다. 본 연구는 전원개발계획과 연계하여 회피비용을 계산하며, DRR방법을 따르고 있다는 데에 그 특징을 찾을 수 있다.

수전원 처리 등 GEP와 관련된 다양한 분석자료를 제공한다. 현재는 세계 100여개 전력회사에서 사용하고 있으며, 우리 나라에서는 1990년에 도입되었으나 실용화되지는 않고 있다.

4.1.2 프로그램 실행구조

<그림 4-1>에서 볼 수 있는 것과 같이 EGEAS 모형은 서로 다른 기능을 갖는 5개의 모듈로 분리되어 실행되는 컴퓨터 프로그램으로서 이들 각각의 모듈을 살펴보면 다음과 같다.

첫째, 직교화 프로그램(ORTHO)은 시간별 부하화일을 입력받아 연도별, 소기간별 부하지속곡선을 만든다.

둘째, 자료편집 프로그램(EDIT)은 EGEAS 모형의 데이터베이스를 생성 유지시켜주는 프로그램으로서 전원확장분석에 필요한 부하, 발전소 특성, 연료형태, 재무 및 환경자료 등의 자료를 입력한다.

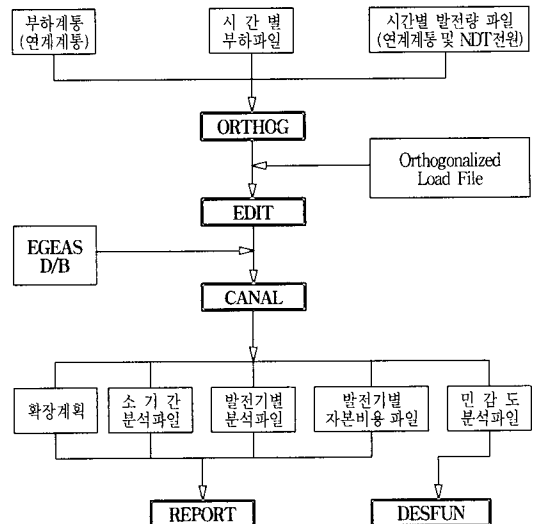
셋째, 제어분석 프로그램(CANAL)은 ORTHOG 및 EDIT로부터 정보를 제공받아 전원확장분석을

4. 회피비용을 고려하는 EGEAS 모형의 개발

4.1 EGEAS 모형의 최적화 방법 및 프로그램 구조

4.1.1 EGEAS 모형의 개요

EGEAS(Electric Generation Expansion Analysis System) 모형은 1980년대 미국의 MIT에서 개발한 선형계획법 패키지와 Stone & Webster Management Consultants, Inc.에서 개발한 동적계획법 패키지를 기본으로 하여 개발된 모형[7]으로서 특히 재무분석, 환경영향, 입지확보, 시스템 연계, 특



<그림 4-1> EGEAS 모형의 실행프로그램

4) 부하감소크기 100MW, 부하율 70%, 부하감소기간 10년, 전원개발계획기간 20년, 총계통피크부하 5,000MW인플레이션 3%, 건설비 에스칼레이션 3%, 인플레이션 3%, 실질할인율 7%, 실질고정비율 10%를 입력자료로 하여 계산한 총회피비용은 1994년 실질가치로 \$0.0938/kWh(회피발전비 \$0.0345/kWh, 회피송전비 \$0.0037/kWh, 회피배전비 \$0.0025/kWh, 회피환경비 \$0.0442/kWh)이었다.

수행하는 프로그램이며, 분석결과는 REPORT 및 DESFUN 프로그램에서 처리하여 출력시켜준다.

넷째, 리포트 생성 프로그램(REPORT)은 EDIT 및 CANAL에서 생성된 정보를 제공받아서 리포트 형태로 출력시켜주는 프로그램이다.

다섯째, 입출력 관계함수 프로그램(DESFUN)은 CANAL에서 실행된 민감도 분석결과를 입력 값으로 하여 Trade-off 분석 및 불확실성 분석에 이용할 수 있는 프로그램이다.

4.2 기존 EGEAS 모형의 주요 변수 및 논리

4.2.1 입력요소의 특성

1) 전원확장비용

GEP에 따른 비용은 수입소요액(revenue requirement)의 현재가치로 나타낼 수 있으며, 수입소요액은 자본투자에 따른 고정비용과 시스템 부하의 충족을 위해 발전하는 데 따른 운전비용으로 구성된다.

2) 발전기 특성요소

EGEAS 모형은 개별 발전기에 대한 모형으로서 네 가지 전원형식 즉 화석연료발전, 에너지제약발전, 저장기술을 사용하는 발전, 급전제어가 어려운 NDT전원을 취급할 수 있다.

3) 계통신뢰도 측정요소

EGEAS 모형은 계통신뢰도를 취급하는데 설비예비율, LOLP, 상대적 LOLP, 공급지장에너지비율 등 모두 4가지 방법⁵⁾을 사용하고 있다.

4) 보수특성요소

EGEAS 모형에서 보수(maintenance)란 계획기간 중 발전기가 정기점검 또는 보수계획에 따라 운전이 정지되는 상태를 말하며, 이것은 가능성은 있지만 계획할 수 없는 정지, 즉 사고나 고장에 의한

고장정지(forced outage)와는 구별되는 개념이다.

5) 기타 요소

이 밖에 이용하는 입력요소로는 할인율, 이자율, 물가상승률, 공해물질 배출량 등이 있다. 할인율(discount rate)은 기준시점으로 가치를 환산하기 위하여 사용하며, 주로 GEP 대안간의 경제성 비교를 위하여 필요한 자료이다.

4.2.2 기존 EGEAS 모형의 수리적 해석

본 연구에서 사용하는 동적계획법은 EGEAS 모형의 분석기법 중에서 가장 상세한 전원확장 기법으로서 분석기간이 장기이고 후보전원의 수가 다수인 특성을 갖는 계통의 경우에는 프로그램 실행의 효율성을 확보하기 위하여 각종 제약조건을 부여하여 적용할 수 있다.

이와 같은 동적계획법의 특성을 고려하여 재정리한 본 연구의 수리적 모형은 식 (4-1)과 같다. 이 모형은 설비용량, 공급지장확률시간, 설비예비율 및 발전기 운전 대수를 제한하는 조건하에서 최소의 건설비와 운전비를 갖는 계획안을 찾는 수리적 모형의 형태를 취하고 있다.

$$\text{Minimize } \sum_{t=1}^T [\sum_{i=1}^I \{ CC_i cap_i^t + O_i^t(Y_i^t) \}] \quad (4-1)$$

subject to

$$P_t^L \leq \sum_{i=1}^I F^i z_i^t \leq P_t^U, \quad t = \bar{t}+1, \bar{t}+2, \dots, T$$

$$LOLP_t(Y_t^1, Y_t^2, \dots, Y_t^I) \leq LOLP_t^U,$$

$$t = \bar{t}+1, \bar{t}+2, \dots, T$$

$$RM_t^L \leq RM_t(Y_t^1) \leq RM_t^U, \quad t = \bar{t}+1, \bar{t}+2, \dots, T$$

$$y_{c,t}^i = y_{c,t-1}^i - R_{c,t-1}^i + x_t^i$$

$$z_t^i = \sum_{c=c}^t y_{c,t}^i$$

여기서,

T : GEP 수립시 분석대상이 되는 최종 연도

\bar{t} : GEP 수립 기초 연도

5) 본 연구에서는 설비예비율(reserve margin), 공급지장확률시간(LOLP), 그리고 공급지장에너지비율(expected unserved energy percent : EUEP)의 3가지 측정자료를 신뢰도지수라고 부르기로 한다.

- t : 연도를 나타내는 Index ;
 $t = \bar{t}+1, \bar{t}+2, \dots, T$
- I : 발전기 형식의 수
- i : 발전기 형식을 나타내는 Index ;
 $i = 1, 2, \dots, I$
- \bar{c} : 운전중인 발전기의 최초 운전개시 연도
- c : 발전기의 운전개시 연도를 나타내는 Index ; $c = \bar{c}, \bar{c}+1, \dots, T$
- x_c^i : c 년도 운전개시 i 형식 발전기 대수
- V_c^i : c 년도 운전개시 계획확정 i 형식 발전기 대수
- w_c^i : c 년도 운전개시 추가계획 i 형식 발전기 대수
- $R_{c,t}^i$: c 년도 운전개시 i 형식 발전기 중 t 년도 폐지 대수
- $y_{c,t}^i$: c 년도 운전개시 i 형식 발전기 중 t 년도 운전 대수
- Y_t^i : t 년도 운전중인 i 형식 발전기에 대한 벡터
 $Y_t^i = [y_{\bar{c},t}^i, y_{\bar{c}+1,t}^i, \dots, y_{T,t}^i]$
- z_t^i : t 년도 운전중인 i 형식 발전기의 합
- CC_t^i : t 년도 i 형식 추가계획 발전기 단위설비용량(kW)당 건설비 현가
- cap_t^i : t 년도 i 형식 추가계획 발전기의 총용량(kW)
- $O_t^i(Y_t^i)$: t 년도 i 형식 발전기의 운전비 총액
- P_t^L, P_t^U : t 년도 설비용량의 하한 값 및 상한 값(kW)
- F^i : i 형식 단위기 설비용량(kW)
- $LOLP_t(Y_t^1, Y_t^2, \dots, Y_t^I)$: t 년도 기준공급지장확률 시간(시간/년)
- $LOLP_t^U$: t 년도 $LOLP$ 상한 값(시간/년)
- $RM_t(Y_t^i)$: t 년도 (Y_t^i)에 대한 설비에비율(%)
- RM_t^L, RM_t^U : t 년도 (Y_t^i)에 대한 설비에비율 하한 값 및 상한 값(%)

이 모형의 목적함수는 연도별 추가계획 발전기에 대한 건설비와 운전중인 총발전형식에 대한 운

전비의 현재가치를 구하는 항으로 구성되어 있다.

$O_t^i(Y_t^i)$ 항은 추가계획 발전설비를 포함하여 운전할 발전설비를 이용하여 해당 연도의 수요를 만족시키는 운전비를 계산하기 위한 함수로서 확률적 시물레이션기법을 이용하여 각 발전기의 고장정지 및 수요의 변화를 고려한 연간 총운전비의 기대치를 구하는 것이다.

이와 같은 운전비는 가용한 운전비 가운데 최소치를 의미하며, 이는 미래의 전력계통을 시물레이션할 때 발전기의 운전비가 싼 순서(merit order)에 따라 발전기를 가동하는 것을 가정한 것이다.

제약조건 가운데 첫 번째 식은 설비용량의 상한과 하한을 지정하는 것으로서 설비의 탐색범위를 줄여서 현실적으로 실현 가능한 범위만을 대상으로 하기 위한 것이다. 두 번째 식은 주어진 설비가 n 번째 연도의 수요를 만족시키면서 신뢰도를 유지할 수 있는가를 판정하기 위한 것이며, 세 번째 식은 적정 설비에비율의 범위를 제한하는 것이다. 네 번째 및 다섯 번째 식은 발전기의 운전 대수와 관련된 제약식이다.

4.3 회피비용을 고려하는 수리적 모형

4.3.1 수리적 모형에 고려되는 제비용 요소

1) 경제성 특성요소

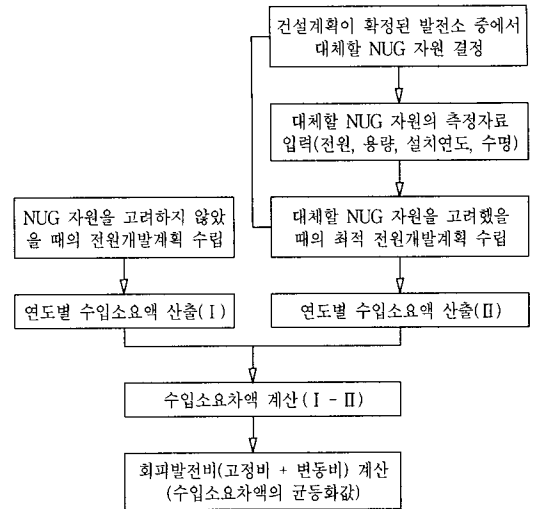
수요증가에 따라 발전설비를 신규로 건설하여 운영하는 대신 외부로부터 NUG 자원을 확충한다면, 이로 인하여 기존계통의 발전비용이 감소하고 신규설비의 건설시기도 지연된다. 따라서 회피비용 산정을 위한 대체 NUG 자원의 경제성 입력자료는 대체하고자 하는 자원을 제외하고는 이미 GEP를 도출하기 위해서 입력한 경제성 특성자료를 이용하고, 대체하고자 하는 회피발전소는 이를 에너지 제약발전소로 하여 이용률을 일정수준으로 제약하는 동시에 운전비, 즉 고정운전 유지비⁶⁾ 및 연료비를 0으로 입력한다. 본 연구는 고정운전유

6) 운전유지비는 고정운전유지비와 변동운전유지비로 구분하는 것이 일반적이지만 본 연구에서는 한국전력공사의 원가 및 비용계산 체제에 맞추기 위하여 운전유지비 전체를 고정운전유지비로 취급한다.

지비에 건설투자비 및 공해방지 설비투자비를 포함시켜 고정비 또는 설비비, 연료비는 변동비 또는 에너지비로 각각 분류한다.

2) 발전설비 특성요소

기존 운영 발전소, 계획확정 발전소 및 신규 건설 발전소 중 내부 자원의 발전설비 특성요소는 도출된 GEP에 대한 연도별, 전원별, 발전기별 출력자료를 사용하며, 계획확정 발전소 중 대체하고자 하는 NUG 발전소의 발전설비 특성요소는 추가로 입력하여 자료를 편집하여야 한다. 본 연구에서는 대체자원의 전원별 설비용량, 설치연도, 경제수명, 장부수명, 고장정지율, 설계이용률 및 보수주기 등의 입력자료를 편집하여 이용한다.



<그림 4-2> 회피발전비 산정흐름도

4.3.2 수리적 모형

1) 산정절차

회피비용을 산정하기 위해서는 NUG 자원을 고려하지 않았을 때의 프로그램을 실행하여 GEP를 구한 뒤, 이러한 GEP의 계획확정 발전소 가운데 NUG로 대체하는 자원에 대한 회피비용이 고려되는 프로그램을 실행한다. 다음으로 각각의 경우에 대한 연도별 수입소요액을 계산하여 수입소요차액을 계산하고 이를 현가화 및 균등화하여 연도별 회피발전비를 계산하게 되는데 이와 같은 산정절차를 도표화하면 <그림 4-2>와 같다.

2) 수리적 모형

본 연구에서는 DRR방법에 바탕을 두고 우리나라의 장기전력수급계획을 기준으로 특정 회피설비를 적용하지 않을 경우와 적용할 경우에 대하여 연도별로 소요되는 고정비 및 변동비를 소요수입액으로 하여 이 차이를 이용하여 회피발전비를 계산하였다.⁷⁾

먼저 식 (4-1)의 수리적 모형에 기초한 기존의 EGEAS 프로그램을 실행하여 최적해를 도출한다.

다음에는 계획상 확정된 발전설비 중에서 NUG 자원으로 대체하고자 하는 자원을 선정하여 식 (4-2)의 수리적 모형에 기초한 개선된 EGEAS 프로그램을 실행한다. 이와 같이 EGEAS 프로그램을 실행한 결과 연도별 변동비 차이를 균등화하고 발전설비용량 및 발전량으로 나누어 단위당 회피발전비를 산정한다.

$$Minimize \sum_{t=1}^T [\sum_{i=1}^I (CC_i^t cap_i^t + O_i^t(Y_t^i))] \quad (4-2)$$

subject to

$$P_t^L \leq \sum_{i=1}^I F^i z_t^i \leq P_t^U, \quad t = \bar{t}+1, \bar{t}+2, \dots, T$$

$$LOLP_t(Y_t^1, Y_t^2, \dots, Y_t^I) \leq LOLP_t^U,$$

$$t = \bar{t}+1, \bar{t}+2, \dots, T$$

$$RM_t^L \leq RM_t(Y_t^i) \leq RM_t^U, \quad t = \bar{t}+1, \bar{t}+2, \dots, T$$

$$y_{c,t}^i = y_{c,t-1}^i - R_{c,t-1}^i + x_t^i$$

$$z_t^i = \sum_{c=c}^t y_{c,t}^i$$

여기서,

T : GEP 수립시 분석대상이 되는 최종 연도

7) 회피비용을 세부적으로 구분하여 고정비에 대한 수입소요차액을 균등화한 비용은 회피고정비, 변동비에 대한 수입소요차액을 균등화한 비용은 회피변동비, 그리고 이를 합한 비용은 회피발전비로 각각 정의한다.

- \bar{t} : GEP 수립 기초 연도
 t : 연도를 나타내는 Index ;
 $t = \bar{t}+1, \bar{t}+2, \dots, T$
 I : 발전기 형식의 수
 i : 발전기 형식을 나타내는 Index ;
 $i = 1, 2, \dots, I$
 \bar{c} : 운전중인 발전기의 최초 운전개시 연도
 c : 발전기의 운전개시 연도를 나타내는 Index ; $c = \bar{c}, \bar{c}+1, \dots, T$
 x_c^i : c 년도 운전개시 i 형식 발전기 대수
 $V_c^*{}^i$: c 년도 운전개시 계획확정 i 형식 발전기 대수 - NUG 자원으로 대체될 c 년도 운전개시 i 형식 발전기 대수
 w_c^i : c 년도 운전개시 추가계획 i 형식 발전기 대수
 $R_{c,t}^i$: c 년도 운전개시 i 형식 발전기 중 t 년도 폐지 대수
 $y_{c,t}^i$: c 년도 운전개시 i 형식 발전기 중 t 년도 운전 대수
 Y_t^i : t 년도 운전중인 i 형식 발전기에 대한 벡터
 $Y_t^i = [y_{c,t}^i, y_{c+1,t}^i, \dots, y_{T,t}^i]$
 z_t^i : t 년도 운전중인 i 형식 발전기의 합
 CC_t^i : t 년도 i 형식 추가계획 발전기 단위설비용량(kW)당 건설비 현가
 cap_t^i : t 년도 i 형식 추가계획 발전기의 총용량(kW)
 $O_t^i(Y_t^i)$: t 년도 i 형식 발전기의 운전비 총액 - NUG 자원으로 대체될 t 년도 i 형식 발전기의 운전비
 P_t^L, P_t^U : t 년도 설비용량의 하한 값 및 상한 값(kW)
 F^i : i 형식 단위기 설비용량(kW)
 $LOLP_t(Y_t^1, Y_t^2, \dots, Y_t^I)$: t 년도 기준공급지장확률 시간(시간/년)
 $LOLP_t^U$: t 년도 $LOLP$ 상한 값(시간/년)
 $RM_t(Y_t^i)$: t 년도 (Y_t^i) 에 대한 설비에비율(%)

RM_t^L, RM_t^U : t 년도 (Y_t^i) 에 대한 설비에비율 하한 값 및 상한 값(%)

① 회피비용을 고려하는 개선모형

계획확정 발전기를 NUG 자원으로 대체시킬 경우 회피비용을 계산하기 위해서는 대체 전후의 비용발생 흐름의 차이를 추적해야 한다. 여기서 문제가 되는 것은 대체 후의 비용발생 흐름을 어떻게 구할 것인가 하는 문제이다. 이 문제를 해결하기 위하여 NUG자원 대체를 고려하지 않는 수리적 모형인 식 (4-1)을 변형하는 것이 본 연구의 핵심이다. 즉 건설비 발생흐름은 계획확정 발전기 대수를 직접적으로 차감하는 방식을 취하고, 운전비 발생 흐름은 대체될 NUG자원에 대한 운전비를 0으로 제약하는 수리적 모형을 도입하는 것이다.

따라서 회피비용을 고려하는 개선모형은 기존 모형과는 2가지 차이점을 갖는다. 첫째로 n 개의 계획확정 발전기 중에서 1기는 NUG 발전소로 대체되며, 둘째로 대체된 1기의 NUG 발전소에 대한 운전비가 0으로 제약된다는 점이다. 식 (4-2)는 개선된 수리적 모형을 나타낸 것이다.

② 회피비용 계산모형⁸⁾

회피비용은 <그림 4-2>와 같이 NUG 자원을 고려하지 않았을 때의 GEP와 NUG 자원을 고려했을 때의 GEP를 기초로 계산된다. 각각의 GEP에 대한 고정비 및 변동비의 수입소요차액을 산출하고, 이를 현가화 및 균등화하여 회피발전비를 산정하고 균등화 발전량으로 나누어 단위당 회피발전비를 구한다.

비용은 매년 변화하고, 또한 발전량도 운전조건에 의해 달라진다. 이렇게 매년 비용과 발전량이 서로 다른 대안의 상호비교를 위해서는 연도별로 불규칙하게 발생하는 비용과 발전량을 균일하게 등가화할 필요가 있다[5].

따라서 회피비용의 계산에 있어서 비용은 화폐

8) 회피비용은 NUG자원을 투입할 경우와 투입하지 않을 경우에 발생하는 비용흐름 차이가 될 것이라는 아이디어에 기초하여 만든 계산모형이다.

의 시간적 가치를 고려하여 일정시점에서 할인율 (r)로 할인하고, 발전량도 같은 방법으로 할인하게 된다. 이를 식으로 나타내면 식 (4-3)과 같다.

$$ULAC = \frac{TLAC}{TLG} \quad (4-3)$$

$$TLAC = \left\{ \sum_{t=k}^n \frac{(GF_t - NF_t)}{(1+r)^t} + \sum_{t=k}^n \frac{(GV_t - NV_t)}{(1+r)^t} \right\} \times CRF \times n$$

$$TLG = \sum_{t=k}^n \frac{G_t}{(1+r)^t} \times CRF \times n$$

$$CRF = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

여기서,

- $ULAC$: 단위당 회피발전비 (¢/kWh)
- $TLAC$: 총회피발전비
- TLG : 총발전량
- GF_t : 기존 EGEAS 모형의 GEP 기준 t 연도 고정비
- NF_t : NUG 자원 대체시의 t 연도 고정비
- GV_t : 기존 EGEAS 모형의 GEP 기준 t 연도 변동비
- NV_t : NUG 자원 대체시의 t 연도 변동비
- G_t : NUG 자원 대체시 t 연도 발전량
- CRF : 자본회수계수
- r : 할인율
- n : 계획기간 (NUG 자원의 수명기간)

$TLAC$ 를 구하는 식은 수명기간 중의 균등화 총회피발전비를 계산하기 위한 것으로서 첫 번째 항에 의하여 계산한 총회피발전비의 현가에 자본회수계수(CRF)를 곱하여 구한다.

TLG 를 구하는 식은 수명기간 중의 균등화발전량을 계산하기 위한 것으로서 첫 번째 항에 의하여 총발전량의 현가를 구하고, 여기에 CRF 를 곱한다. CRF 는 수명기간과 할인율을 각각 n , r 이라고 할 때 총회피발전비 또는 총발전량의 현가에 대한 연도별 등가를 구하는 요소이다.

5. 회피비용을 고려하는 EGEAS 모형의 테스트

- 한국 전원개발계획 데이터 적용 -

5.1 한국 전원개발계획 수립의 입력자료[3, 4, 6]

5.1.1 전력수요관련 입력자료

1) 기존발전설비현황

1996년말 현재 우리 나라의 총발전설비용량은 37,658MW이며, 그 발전형태별 설비용량 및 구성비는 <표 5-1>과 같다.

<표 5-1> 발전설비 현황(1996년 12월 31일 기준)
(단위 : MW, %)

전원	구분	설비용량	구성비	
수	력	3,128	8.3	
화	석	탄	8,320	22.1
	유	류	5,793	15.4
	L	NG	10,101	26.8
	소	계	24,214	64.3
원	자	력	10,316	27.4
합	계	37,658	100	

2) 장기수요예측

전력수요 변동은 추세변동, 경기변동, 계절변동 및 불규칙변동을 하고 있으며, 또한 전력수요는 산업구조, 국민소득 수준 및 기상요인 등에 의해 크게 좌우되는 특성을 보이고 있다. 본 연구에서 이용한 1995년부터 2010년까지 예측된 장기전력수요는 <표 5-2>와 같다.

<표 5-2> 전력수요 예측자료

구분	연도	2000 (1995-2000)	2005 (2001-2005)	2010 (2006-2010)	평
					균
최대전력(MW)		43,560	55,670	65,640	-
성		8.5	5.0	3.4	5.8
장					
판매전력량(10 ⁶ kWh)		239,300	305,900	365,600	-
성		8.5	5.0	3.6	5.9
장					

5.1.2 신규발전설비의 특성자료

본 연구에서 사용한 신규발전설비 특성자료는

<표 5-3>에서 볼 수 있는 것과 같은 고장정지율, 예방정비일수, 열소비율, 소내전력률을 갖는다.

<표 5-3> 발전설비 특성자료

구분 전원	용 량 (MW)	고장정지 율(%)	예방정비 일수(일)	열소비율 (kcal/kWh)	소내전력 률(%)
원자력	PWR 1,300	8.5	66	2,286	4.0
	PWR 1,000	6.5	60	2,309	4.5
	PHWR 900	7.0	43	2,463	5.0
	PHWR 700	6.0	39	2,484	5.5
석 탄	800	9.0	52	2,080	6.0
	500	7.0	45	2,098	6.5
석 유	500	6.0	41	2,098	4.5
LNG	450	6.0	45	1,620	2.0

5.1.3 신규발전설비의 경제성 특성자료

본 연구에서 사용한 신규발전설비의 경제성 특성자료는 <표 5-4>에서 볼 수 있는 바와 같이 회피고정비 계산의 기초가 되는 건설비 및 고정운전유지비와 회피변동비 계산의 근거가 되는 연료비를 갖는다.

<표 5-4> 발전설비 경제성 특성자료

구분 전원	용 량 (MW)	건설비 (\$/kW)	고정운전유지비 (\$/kW/년)	연료비 (\$/MBtu)
원자력	PWR 1,300	1,704	52.59	0.448
	PWR 1,000	1,920	59.96	0.448
	PHWR 900	1,863	69.89	0.256
	PHWR 700	2,049	79.23	0.257
석 탄	800	1,165	41.30	1.840
	500	1,287	51.02	1.833
석 유	500	1,001	27.36	3.096
LNG	450	639	20.93	5.108
양 수	500	781	15.22	-

5.1.4 전력수요관련 자료

1) 공급신뢰도 기준

본 연구에서는 공급신뢰도의 지표로서 설비예비율, LOLP 및 공급지장에너지비율을 고려하였는데, 설비예비율의 하한 값과 상한 값 각각 13%와 23%로 제약하고, LOLP의 상한 값은 연간 0.5일에 해당하는 12시간으로 제약하였으며, 마지막으로 공급지장에너지비율의 상한 값을 1%로 제약하였다.

2) 발전소 폐지계획

발전소 폐지시기는 발전방식별 경제수명, 즉 수력과 양수는 50년, 원자력과 기력은 25년, 복합화력은 20년, 내연력은 15년을 각각 적용하는 것을 원칙으로 하되 2002년 이후의 설비운영 상태가 양호할 것으로 예상되는 원자력 및 대용량 기력은 설계수명 30년을 적용하며, 수력은 2011년 이후까지 수명을 연장하여 사용하는 것으로 하여 분석하였다.

<표 5-5> 발전소 계획확정자료

(단위: MW)

전원 연도	원자력	석 탄	LNG	석 유	수 력	합 계
1997		1,000	1,500	35		2,535
1998	1,700	2,200	1,850			5,750
1999	1,700	1,700	450	75	50	3,975
2000		2,000		75	700	2,775
2001	1,000	800	400		500	2,700
2002	1,000	800	400	500	100	2,800
2003	1,000			500		1,500
2004	1,000				500	1,500
2005		300				300
2006					500	500
2007					500	500
2008						
2009					1,000	1,000
2010						
합 계	7,400	8,800	4,600	1,185	3,850	25,835

3) 기타 자료

본 연구에서는 현실적 제약조건을 고려한 최적

화를 유도하고 프로그램의 실행시간을 줄이기 위하여 분석대상이 되는 추가계획 전원을 제약하고 추가계획 발전기의 연도별 설치대수의 최소·최대치 및 누적 설치대수의 최소·최대치를 지정하였다. 이와 같이 제약한 추가계획 전원 및 설치대수를 요약하면 <표 5-6>과 같다.

<표 5-6> 추가계획 전원 및 누적 설치대수

(단위 : 기)

연도	원자력 PWR 1,000MW*		원자력 PWR 1,300MW**		석탄화력 500MW***		석탄화력 800MW****		LNG복합 450MW*****	
	최소	최대	최소	최대	최소	최대	최소	최대	최소	최대
	2000	0	0	0	0	0	3	0	3	0
2006	4	4	0	0	2	20	2	15	0	27
2010	5	7	0	20	3	32	3	15	0	39

* : 가압수형 원자로(pressurized water reactor)로서 PWR 1,000MW로 표시함.

** : 가압수형 원자로(pressurized water reactor)로서 PWR 1,300MW로 표시함.

*** : C500, **** : C800, ***** : CC4H로 각각 표시함.

5.1.5 회피발전비용의 산정 및 입력자료

본 연구에서는 먼저, 우리 나라의 1995년도 장기전력수급계획 수립시에 사용된 입력자료를 기초로 식 (4-1)에 기초한 기존의 EGEAS VERSION 5 프로그램을 이용하여 1997년부터 2010년까지의 GEP를 도출하였다. 다음으로 GEP에 따라 계획확정 발전소 중에서 NUG 자원으로 대체하는 경우를 설정하여 식 (4-2)에 따라 개발한 EGEAS 프로그램을 실행함으로써 회피비용 산정을 위한 기초자료를 확보하였다.

<표 5-7>은 본 연구에서 설정한 대체 NUG 자원의 특성을 요약한 것이다. 제약전원이 기저부하인 NUG 자원은 DRR법에 의하여 회피비용을 산정하므로 대체되는 계획확정 설비의 운전비를 0으로 입력하고 EGEAS 프로그램을 실행하여 도출한 출력자료에 의하여 회피비용 산정의 기초자료로 사용하였다.

다음으로 기존 EGEAS 모형과 개선된 EGEAS 모형과의 수입소요차액의 현재가치 계산을 위한

할인율은 8.5%를 적용하고, 자본회수계수(capital recovery factor : CRF)에 의하여 수명기간의 균등화 회피비용을 산정하였으며, 환율은 1US\$에 대하여 790원을 적용하였다.

<표 5-7> 회피발전비 산정을 위한 대체 NUG 자원 (단위 : MW, 년, %)

전원	구분	용량	설치연도	최적화기간	제약전원	EFOR
석탄	탄	500	2003	25	기저	0.07
원자력		1,000	2005	25	기저	0.065

5.2 기존 EGEAS 모형의 도출결과분석

<표 5-8>은 기존 EGEAS 모형의 프로그램을 실행하여 얻은 GEP의 신규 발전소 건설계획을 보여주고 있다. 표에서 보는 바와 같이 2010년까지의 계획기간동안 신규로 건설하여야 할 설비는 총 20기로서 18,900MW가 되었다.

<표 5-8> 기존 EGEAS 모형에 의한 신규발전소 건설계획

(단위 : 기, MW)

연도	전원	PWR 1,000MW	PWR 1,300MW	C500 500MW	C800 800MW	CC4H 450MW
2003				2(1,000)		
2004					2(1,600)	
2005	2(2,000)					2(900)
2006	2(2,000)				1(800)	
2007		2(2,600)				
2008		2(2,600)				
2009	1(1,000)			1(500)		
2010		3(3,900)				
계		5(5,000)	7(9,100)	3(1,500)	3(2,400)	2(900)

이를 전원별로 구분하여 살펴보면 원자력은 12기의 14,100MW로서 전체 신규 건설비의 74%를 차지하였으며, 석탄화력은 6기의 3,900MW로서 전체 신규설비의 21%에 달하였다. 그리고 LNG복합화력은 2기의 900MW로서 5%로 나타났다.

한편 기존의 EGEAS 모형에 의한 GEP의 전력

공급 신뢰도지수는 <표 5-9>에서 볼 수 있는 바와 같이 설비예비율은 최저 15.84%부터 최고 19.87%로서 안정적인 수준이라고 생각되는 17%~18%에 대체적으로 수렴하는 것으로 나타났다.

LOLP는 전체적으로 상한으로 제약한 3.43%를 크게 밑도는 결과를 보임으로써 높은 수준의 신뢰도를 유지하는 것으로 나타났다.

<표 5-9> 기존 EGEAS 모형에 의한 GEP

(단위 : MW, %)

구분 연도	최대 전력	발전설비계획			설비 예비율	LOLP	EUEP
		폐지	건설	설비 용량			
1997	35,482	230	4,635	39,963	12.63	0.32	0.0181
1998	38,388	163	5,750	45,550	18.66	0.05	0.0039
1999	41,032	340	3,975	49,185	19.87	0.04	0.0030
2000	43,559	0	2,775	51,960	19.29	0.04	0.0031
2001	46,115	100	2,700	54,560	18.31	0.05	0.0037
2002	48,668	40	2,800	57,320	17.78	0.06	0.0043
2003	51,099	600	2,500	59,220	15.89	0.12	0.0070
2004	53,430	388	3,100	61,932	15.91	0.13	0.0072
2005	55,666	650	3,200	64,482	15.84	0.13	0.0074
2006	57,717	870	3,300	66,912	15.93	0.13	0.0072
2007	59,797	400	3,100	69,612	16.41	0.12	0.0065
2008	61,823	175	2,600	72,037	16.52	0.12	0.0067
2009	63,776	587	2,500	73,950	15.95	0.13	0.0071
2010	65,642	1,350	3,900	76,500	16.54	0.13	0.0068

5.3 회피비용 산정결과와 분석

5.3.1 회피비용을 고려한 EGEAS 모형의 설비투입 비교

기존 EGEAS 모형에 의한 GEP의 결과에서 석탄화력 500MW 1기를 NUG 자원으로 대체할 경우에 대하여 개선된 EGEAS 모형의 프로그램을 실행한 결과 최적 GEP에는 변화가 없는 것으로 나타났다.

이는 석탄화력과 원자력 설비가 모두 기저부하 담당 설비임에도 불구하고 상호 이전시킬만한 규모의 경제를 확보하지 못하였기 때문에 발생한 결

과라고 할 수 있으며, 또한 기저부하 담당설비를 외부의 석탄화력자원으로 획득하여 최적 전원믹스를 유지하는 것으로 분석되었다.

다음으로 원자력 1,000MW 1기를 NUG 자원으로 대체할 경우에는 <표 5-10>에서 볼 수 있는 것과 같이 최적 GEP의 전원구성은 원자력 1,000MW 3기가 감소하는 대신에 원자력 1,300MW 1기 및 석탄화력 800MW 2기가 증가하는 변화를 보였다.

이러한 결과는 담당부하설비가 같은 경우에도 투입시점의 차이에 따라서 경제성 및 신뢰도에 많은 변화가 발생할 수 있음을 시사해 주고 있다.

<표 5-10> 원자력 PWR 1,000MW 대체시 신규발전소 건설계획 비교

(단위 : 기)

구분 연도	기존 EGEAS 모형					회피비용을 고려한 개선된 EGEAS 모형				
	PWR 1000MW	PWR 1300MW	C500 500MW	C800 800MW	CC4H 450MW	PWR 1000MW	PWR 1300MW	C500 500MW	C800 800MW	CC4H 450MW
1997										
1998										
1999										
2000										
2001										
2002										
2003			2					2		
2004				2					2	
2005	2				2	2			2	2
2006	2			1					1	
2007		2					2			
2008		2					2			
2009	1		1				1	1		
2010		3					3			
계	5	7	3	3	2	2	8	3	5	2

* : 원자력 PWR 1,000MW의 NUG 자원이 내부자원을 대체 또는 내부자원의 믹스를 변경시키는 결과를 나타냄.

5.3.2 회피비용 산정

석탄화력 500MW 1기의 NUG 자원을 2003년에 투입하여 25년간 운영하는 경우에 전력회사의 회피되는 비용은 고정비 22억 9,400만\$, 변동비 12억 7,700만\$로서 총 35억 7,100만\$로 분석되었다. 이와 같은 회피비용에 대한 1997년 1월 1일 기준의 현재가치 총액은 9억 7,100만\$이며, 균등화 총액은

고정비 15억 2,200만\$, 변동비 8억 5,100만\$인 23억 7,300만\$에 달하였다. 그리고 NUG 자원의 연평균 이용률은 82.2%로 나타났으며, 이를 기초로 하여 계산한 kWh당 회피비용은 3.97¢로서 고정비 2.55¢, 변동비 1.42¢이었다.

다음으로 원자력 1,000MW 1기의 NUG 자원을 2005년에 투입하여 25년간 운영하는 경우에 전력회사의 회피되는 비용은 고정비66억 300만\$, 변동비 7억 6,000만\$로서 총 73억 6,300만\$로 분석되었다. 이와 같은 회피비용에 대한 1997년 1월 1일 기준의 현재가치 총액은 17억\$이며, 균등화 총액은 고정비 38억 1,700만\$, 변동비 3억 3,600만\$인 41억 5,300만\$에 달하였다. 그리고 NUG 자원의 연평균 이용률은 79.1%로 나타났으며, 이를 기초로 하여 계산한 kWh당 회피비용은 4.26¢로서 고정비 3.91¢, 변동비 0.34¢이었다.

이상과 같은 전원별 회피비용 계산결과를 각 전원의 외부 NUG 자원을 획득하는 경우 이와 같이 계산된 회피비용보다 낮은 비용을 제안하는 프로젝트는 채택하고, 반대의 경우에는 기각할 것을 제시해 주는 NUG 자원의 평가기준이라 할 수 있다.

5.3.3 최적 전원개발계획

1) 석탄화력 500MW에 의한 대체

석탄화력 500MW 1기를 NUG 자원으로 투입하는 경우에도 또한 대체자원 이외의 다른 내부 신규 투자설비에 대한 투입시점과 투입전원의 변화 없이 내부자원이 외부자원으로 단순히 대체되는 결과를 보였으며, 설비에비율 및 LOLP, 그리고 EUEP의 신뢰도지수는 동일한 수준을 유지하는 것으로 나타났다.

이러한 결과는 NUG 자원의 기술적 특성에 대한 최소한의 기준은 GEP를 수립할 때 설정한 기준을 유지할 경우 전제한 것이므로 이 기준이 외부자원에 대한 기술적 특성에 대한 지침이 되어야 한다는 것을 시사해 주고 있다.

2) 원자력 PWR 1,000MW에 의한 대체

원자력 1,000MW 1기를 NUG 자원으로 투입하는

경우에는 대체자원 이외에 내부 신규설비의 투입시점 및 투입전원간 이전현상이 발생하였다. 즉 원자력 1,000MW가 2006년에 2기, 2009년에 1기 그리고 2005년의 석탄화력 800MW 2기가 감소하고 2009년의 원자력 1,300MW 1기가 증가하는 변화를 보였다.

또한 설비에비율은 2005~2010년동안 0.24P~0.71%P 증가하고 LOLP는 2009~2010년동안 0.01P~0.02%P 감소함으로써 작은 폭으로 향상되는 결과를 보였으며, 공급지장에너지비율은 2006년과 2008년은 각각 0.01%P 증가하고 2009~2010년은 각각 0.06%P 감소함으로써 신뢰도지수에 대한 증감효과가 동시에 발생하는 결과를 보였다.

결과적으로 대용량의 기저부하설비가 외부자원으로 대체될 경우에는 단순한 외부자원 획득 이외에 내부자원에 대한 투입시점 및 투입전원을 조정하여 전체 전력계통의 신뢰도 및 안정성을 유지하는 것으로 분석할 수 있다.

6. 요약 및 결론

GEP를 수립할 때에는 자체설비에 의한 공급력 확보와 더불어 NUG로부터의 전력구입과 같은 새로운 공급자원의 개발에도 관심을 증대시켜야 한다.

이러한 관점에서 본 연구는 다음과 같은 세 가지 목적의 실현 가능성을 구현하였다.

첫째, 기존의 EGEAS 모형을 개선하여 회피비용을 고려하는 EGEAS 모형을 개발하고자 하였다.

둘째, 본 연구에 의한 GEP와 기존 모형에 의한 GEP를 비교하고자 하였다.

셋째, 외부 자원으로 대체할 경우의 회피비용을 산출하여 평가기준으로 제시하고자 하였다.

전술한 세 가지의 연구목적을 구현하기 위하여 이용한 연구방법은 다음과 같이 요약된다.

첫째, 기존의 EGEAS 모형 재편집하여 회피비용을 고려하는 개선된 EGEAS 모형을 개발하였다.

둘째, GEP의 비교는 전원 유형별 설비투입의 변화추이를 살펴보고, 신뢰도지수, 즉 설비에비율, 공급지장확률시간 및 공급지장에너지비율의 향상

여부를 분석하였다.

셋째, 회피비용은 기존의 모형과 본 연구 모형에 의하여 각각 도출한 GEP의 비용에 관한 출력 자료를 이용하여 산출하였다.

이상과 같은 연구목적과 연구방법에 따라서 우리나라의 GEP 데이터를 이용하여 테스트한 연구 결과를 요약하면 다음과 같다.

첫째, 본 연구에 의한 GEP의 설비투입 및 신뢰도지수 변화에 대한 분석결과는 회피대상자원의 설비용량의 크기, 담당부하의 종류가 중요한 영향을 주는 요소인 것으로 나타났다.

둘째, 본 모형은 GEP의 수립과 연계하여 회피비용을 산정할 수 있음을 보여 주었다.

이러한 연구결과에도 불구하고 본 연구의 수행 과정에서 발견할 수 있었던 한계점을 살펴보면 다음과 같다.

첫째, 다수의 회피대상설비를 동시에 고려할 경우에 내부자원 뿐만 아니라 외부자원 상호간에 미칠 수 있는 영향을 고려하지 못했다.

둘째, 다양한 회피비용 산정방법을 이용하여 회피비용을 산정하고, 이러한 결과의 차이점을 비교하여 평가함으로써 우리나라 실정에 적합한 회피비용 산정 방법론을 선택할 필요성이 있음에도 불구하고 본 연구에서는 접근하지 못하였다.

셋째, 최적 GEP는 경제적 요소뿐만 아니라 비경제적 요소도 중요하다. 그러나 본 연구에서는 비경제적 요소는 고려하지 못하였다.

참 고 문 헌

- [1] 김영창, "환경문제를 고려한 다목적 전원개발 계획에 관한 연구", 박사학위논문, 한국과학기술원 경영과학과, 1993년.
- [2] 차재호, "다목적 확률계획모형에 의한 의사결정에 관한 연구 - 우리 나라 전원개발계획에 의 응용 -", 박사학위논문, 서울대학교 대학원, 1994년.
- [3] 통상산업부 전력정책과, 「'95 장기전력수급계획(1995-2010)」, 1995년 12월.
- [4] 한국전력공사, 「경영통계(1997년도판)」, 1997년 4월.
- [5] 한국전력공사 전력경제처, 「전력경제론(제3권 전력수요관리, 제4권 전력설비투자이론)」, 1995년 12월.
- [6] 한국전력공사 전원계획처, 「발전설비현황(1997년도판)」, 1997년 3월.
- [7] Electric Power Research Institute, "Electric Generation Expansion Analysis System (EGEAS) Version 5 User's Manual," Palo Alto, California, Jun. 1990.
- [8] Kim, Hong, "Generation Expansion Planning Using Benders' Decomposition and Generalized Networks," *Ph. D. Dissertation*, Department of Industrial Engineering in the Graduate College, The University of Iowa, May 1996.
- [9] Tellus Institute, Costing Energy Resource Options: An Avoided Cost Handbook for Electric Utilities, Boston, Massachusetts, Sep. 1995.
- [10] Yang, H. T. and Chen, S. L., "Incorporating a Multiple-Criteria Decision Programming/Production Simulation Algorithm for Generation Expansion Planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.4, No.1, Feb. 1989, pp.165-175.